

**RELATÓRIO ANUAL
PARA A
COMISSÃO EUROPEIA
2013
PORTUGAL**

Julho 2014

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

1	NOTA DE ABERTURA.....	1
2	PRINCIPAIS DESENVOLVIMENTOS NO SETOR ELÉTRICO E NO SETOR DO GÁS NATURAL	3
3	MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	7
3.1	Regulação das redes	7
3.1.1	Separação das atividades	7
3.1.2	Funcionamento técnico	7
3.1.2.1	Balanço.....	7
3.1.2.2	Qualidade de serviço	10
3.1.2.3	Ligações	12
3.1.2.4	Medidas de salvaguarda.....	12
3.1.2.5	Fontes de energia renováveis.....	12
3.1.3	Tarifas de acesso às redes e custos de ligação	14
3.1.4	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações	20
3.1.5	Observância das disposições legais	23
3.2	Promoção da concorrência.....	24
3.2.1	Mercado grossista	24
3.2.1.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência	25
3.2.2	Mercado retalhista	40
3.2.2.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência	41
3.2.2.2	Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover a concorrência efetiva.....	46
3.3	Segurança de abastecimento	48
3.3.1	Monitorização do balanço entre oferta e procura.....	48
3.3.2	Monitorização dos investimentos em produção	52
3.3.3	Medidas para cobertura de picos de procura ou falhas de fornecimento	53
4	MERCADO DO GÁS NATURAL	55
4.1	Regulação das redes	55
4.1.1	Separação de atividades	55
4.1.2	Funcionamento técnico	56
4.1.2.1	Balanço.....	56
4.1.2.2	Acesso às infraestruturas de armazenamento, <i>linepack</i> e serviços auxiliares	56
4.1.2.3	Acesso de terceiros ao armazenamento	57
4.1.2.4	Ligações	57
4.1.2.5	Qualidade de serviço	58
4.1.2.6	Medidas de salvaguarda.....	59
4.1.3	Tarifas de acesso às infraestruturas e custos de ligação	60
4.1.4	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível das interligações	66
4.1.5	Observância das disposições legais	70
4.2	Promoção da concorrência.....	71

4.2.1	Mercado grossista	71
4.2.1.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência	72
4.2.2	Mercado retalhista	74
4.2.2.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência	75
4.2.3	Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover uma concorrência eficaz	83
4.3	Segurança de abastecimento	84
4.3.1	Monitorização do balanço entre oferta e procura	84
4.3.2	Evoluções previstas da procura e da oferta	84
4.3.3	Medidas para garantia de abastecimento	85
5	PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES E GESTÃO DA CONFLITUALIDADE	87
5.1	Proteção dos consumidores	87
5.2	Gestão da conflitualidade	89
6	SIGLAS	91

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 – Repercussão dos mercados diário e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a atuar em Portugal em 2013	8
Figura 3-2 – Repartição dos custos do mercado de serviços de sistema em 2013	9
Figura 3-3 – Evolução dos desvios em 2013	10
Quadro 3-3 – Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes 2013 / 2012	16
Figura 3-4 – Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2013, decomposto por atividade	16
Figura 3-5 – Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2013.....	17
Figura 3-6 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha	22
Figura 3-7 – Evolução do preço médio anual em mercado <i>spot</i> e separação de mercados.....	26
Figura 3-8 – Volatilidade de preço <i>spot</i>	27
Figura 3-9 – Preço em mercado <i>spot</i> e tempo de separação de mercado.....	28
Figura 3-10 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha)	29
Figura 3-11 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal)	30
Figura 3-12 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados.....	31
Figura 3-13 – Procura em mercado <i>spot</i> e consumo global mensal	32
Figura 3-14 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL	33
Figura 3-15 – Comunicação de factos relevantes.....	35
Figura 3-16 – Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal (por agente e capacidade instalada)	36
Figura 3-17 – Quotas de capacidade instalada por agentes nas diferentes tecnologias	37
Figura 3-18 – Concentração na produção em termos de capacidade instalada	37
Figura 3-19 – Quotas de energia produzida por agente	38
Figura 3-20 – Quotas de energia produzida por agentes nas diferentes tecnologias	39
Figura 3-21 – Concentração na produção em termos de produção de energia elétrica	40
Figura 3-22 – Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado	43
Figura 3-24 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes.....	45
Figura 3-25 – Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado por empresa comercializadora.....	46
Figura 4-1 – Decomposição do preço médio das tarifas de Acesso às Redes	62
Figura 4-2 – Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes.....	63
Figura 4-3 – Repartição do aprovisionamento por infraestrutura	74
Figura 4-4 – Abertura efetiva do mercado de gás natural, em 2013 (total do consumo em energia, excluindo centros eletroprodutores)	77
Figura 4-5 – Abertura efetiva do mercado de gás natural, em 2013 (clientes com consumo anual superior a 10 000 m ³ (Energia))	77
Figura 4-6 – Número de clientes com mudança de comercializador no âmbito da plataforma gerida pela REN Gasodutos.....	79

Figura 4-7 – Repartição do número de clientes e do consumo em mercado liberalizado por segmento de cliente, em final de 2013.....	80
Figura 4-8 – Repartição da captação de clientes por parte de comercializadores em mercado em dezembro de 2012 e em dezembro de 2013	81
Figura 4-9 – Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em mercado em dezembro de 2012 e em dezembro de 2013	81
Figura 4-10 – Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em regime de mercado em 2013 e por rede de distribuição e de transporte	82
Figura 4-11 – Evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, entre 2003 e 2013.....	84
Figura 4-12 – Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, entre 2013 e 2017	85

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2013	11
Quadro 3-2 – Variação tarifária de Acesso às Redes 2012 / 2013.....	15
Quadro 3-3 – Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes 2013 / 2012	16
Quadro 3-4 – Evolução mensal das rendas de congestionamentos em 2013	21
Quadro 3-5 – Défice tarifário	48
Quadro 3-6 – Margem de capacidade.....	49
Quadro 3-7 – Repartição da produção.....	50
Quadro 3-8 – Abastecimento do consumo.....	51
Quadro 3-9 – Potência máxima anual.....	51
Quadro 3-10 – Parque eletroprodutor	52
Quadro 3-11 – Evolução prevista para a PRE	53
Quadro 4-1 – Evolução tarifária do acesso às Infraestruturas para o ano gás 2013-2014	62
Quadro 4-2 – Evolução tarifária por atividade 2013-2014 / 2012-2013	62

1 NOTA DE ABERTURA

Nos últimos três anos, os setores da eletricidade e do gás natural em Portugal foram marcados pela consolidação da liberalização dos mercados retalhistas, situação decorrente de iniciativas legislativas no sentido da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais.

Deste modo, destacam-se as decisões legais que determinaram um calendário de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais para os consumidores domésticos. Nesse sentido, até ao final de 2015 serão fixadas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) tarifas trimestrais transitórias com o objetivo de incentivarem a transição dos clientes do mercado regulado para o mercado liberalizado. A exceção ocorre nos clientes economicamente vulneráveis que continuarão a ter acesso a tarifas sociais reguladas de venda a clientes finais, sujeitas a uma limitação de variação tarifária estabelecida anualmente pelo Governo.

A extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais para os consumidores domésticos conduziu a um elevado ritmo de mudanças de comercializador, sobretudo dos comercializadores de último recurso para os comercializadores em regime de mercado.

Para além do processo de liberalização já mencionado e ainda no contexto da construção do mercado interno da energia, assinala-se a publicação de determinados diplomas legais tais como a Lei que consagra o regime sancionatório da ERSE, o Decreto-Lei que estabelece a revisão dos seus estatutos, bem como a Lei-Quadro das entidades administrativas independentes com funções de regulação da atividade económica.

Assinala-se ainda em 2013 a conclusão do processo de revisão regulamentar no setor do gás natural que proporcionou uma harmonização significativa com os regulamentos europeus em preparação, nomeadamente o regulamento sobre os mecanismos de atribuição de capacidade, e a realização de atribuição conjunta de capacidade nas interligações entre Portugal e Espanha, numa iniciativa de adoção antecipada do referido regulamento europeu no contexto das iniciativas regionais de gás.

A cooperação internacional e a integração regional dos mercados de eletricidade e de gás natural, nomeadamente a nível ibérico, são prioridades na governação dos setores e nas ações desenvolvidas durante o ano, visando a existência de melhores condições quer para os agentes, quer para os consumidores. Destaca-se o aprofundamento do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), liderado pelo respetivo Conselho de Reguladores, e a construção gradual do Mercado Ibérico do Gás Natural (MIBGAS), através da cooperação bilateral das entidades reguladoras dos dois países ibéricos, e da Iniciativa Regional de Gás do Sul. A este nível destaca-se o estudo a colocar em consulta pública no primeiro semestre de 2014 relativo aos modelos de implementação da integração do mercado grossista

de gás natural na Península Ibérica, elaborado em parceria entre a ERSE e a *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC) em Espanha¹.

A integração ibérica dos mercados verifica-se ao nível do mercado grossista mas também, crescentemente, ao nível retalhista, pela atuação frequente dos agentes de mercado nos dois países em simultâneo, fruto da extinção das tarifas reguladas em Portugal.

A ERSE, no quadro das suas atribuições, promoveu ativamente a crescente integração dos mercados à escala ibérica através dos seus instrumentos regulamentares e acompanhou essa evolução, reforçando a sua intervenção em matéria de supervisão e de monitorização de mercados e preços, bem como de proteção e informação dos consumidores.

O presente relatório apresenta as medidas tomadas e os resultados obtidos no que respeita à atividade anual da ERSE, dando cumprimento às suas obrigações junto da Agência para a Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER, *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) e da Comissão Europeia².

¹ Até setembro de 2013, *Comisión Nacional de Energía* (CNE).

² Nos termos definidos pelo artigo 37.º da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade, e pelo artigo 41.º da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural.

2 PRINCIPAIS DESENVOLVIMENTOS NO SETOR ELÉTRICO E NO SETOR DO GÁS NATURAL

O ano de 2013 é marcado por uma continuidade na evolução registada em 2012 nos setores elétrico e do gás natural em Portugal. Destacam-se as decisões legais que determinaram o calendário de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais para os consumidores domésticos.

A extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais para os consumidores domésticos conduziu a um elevado ritmo de mudanças de comercializador, sobretudo dos comercializadores de último recurso para os comercializadores em regime de mercado. Este movimento consolidou o mercado liberalizado, concretizando-se, entre outros aspetos, na diversidade de comercializadores e de ofertas e na integração das ofertas entre os setores elétrico e do gás natural. Em consequência destas transformações, o mercado liberalizado de eletricidade terminou o ano de 2013 com uma quota de 73% do consumo total e de 37% do número de clientes e o mercado liberalizado de gás natural com uma quota de 92% em consumo e de 39% em número de clientes.

A concretização do processo de extinção das tarifas reguladas com um ambicioso calendário determinou que aumentasse a visibilidade do mercado liberalizado, com os comercializadores a dinamizarem essa informação aos consumidores. Entre outras iniciativas que contribuíram para dinamizar o mercado, sublinha-se uma ação de *switching* coletivo para o fornecimento de eletricidade, promovida por uma associação de consumidores de dimensão nacional.

Para além dos referidos aspetos, a ERSE incrementou a sua atividade de supervisão do mercado e de intervenção junto dos comercializadores no sentido de promover práticas comerciais justas e adequadas.

Até ao final de 2015, a ERSE poderá fixar trimestralmente tarifas transitórias incentivadoras da mudança de comercializador. Todavia, os clientes economicamente vulneráveis continuarão a ter acesso às tarifas reguladas sociais de venda a clientes finais, sujeitas a uma limitação de variação tarifária estabelecida anualmente pelo Governo. Estes clientes vulneráveis incluem consumidores enquadrados num conjunto restrito de instrumentos governamentais de apoio social.

No plano legislativo, o regulador viu aprovada a lei que consagra o seu regime sancionatório³ no início de 2013 e ainda a revisão dos seus estatutos⁴, assim como a Lei-Quadro das Entidades Reguladoras⁵. Em outubro de 2013 foi aprovado o primeiro código de rede europeu, fruto do Terceiro Pacote de diretivas sobre o mercado interno de energia, o código sobre mecanismos de atribuição de capacidade

³Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.

⁴Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho.

⁵Lei n.º 67/2013, de 28 de agosto.

nas interligações de gás natural. A ERSE promoveu uma revisão regulamentar do setor do gás natural e aprovou, pela primeira vez, o novo Regulamento de Qualidade de Serviço para o setor elétrico, em sequência da atribuição de novas competências na matéria. De realçar que o novo Regulamento de Qualidade de Serviço foi produzido no sentido de se aplicar, pela primeira vez, aos comercializadores em regime de mercado, nos aspetos de qualidade de serviço comercial. Esta alteração está associada a um reforço regulamentar das obrigações impostas aos comercializadores em regime de mercado nas áreas de informação e transparência do relacionamento comercial com o objetivo de assegurar que a rápida transição para um mercado liberalizado se faça protegendo os consumidores menos informados.

Nos mercados grossistas de eletricidade e gás natural foi reforçada a integração regional, através de iniciativas concretas.

No setor elétrico, a harmonização regulatória na área do MIBEL concretizou-se pela primeira realização de um leilão de direitos financeiros sobre o *spread* de preços de eletricidade na interligação entre Portugal e Espanha. O leilão realizou-se em dezembro de 2013, segundo regras harmonizadas e acordadas no seio do Conselho de Reguladores do MIBEL, tendo a oferta sido totalmente subscrita.

Há ainda que assinalar a continuação do crescimento da produção em regime especial com consequências estruturais no setor elétrico. Em 2013 somou-se a este efeito a elevada hidraulicidade. Estes dois fatores, conjugados com os preços internacionais dos combustíveis, conduziram a uma forte redução da produção de energia elétrica pelas centrais térmicas, em particular as centrais a gás natural (com consequências significativas ao nível dos consumos de gás natural). Esta alteração do *mix* de produção condicionou, em determinados momentos do ano, a inversão do nível de preços nas áreas de preço portuguesa e espanhola, tendo-se verificado um preço médio anual inferior em Portugal, pela primeira vez no MIBEL. O preço médio no MIBEL foi mais baixo do que no passado, muito devido às condições específicas que aumentaram a produção de origem renovável.

No setor do gás natural, a integração regional dos mercados grossistas foi dinamizada em 2013 pela realização de mais um leilão harmonizado de capacidade de interligação de gás natural entre Portugal e Espanha, onde as regras aprovadas seguiram de perto o Código de Rede Europeu sobre Mecanismos de Atribuição de Capacidade. A ERSE aprovou ainda uma revisão dos regulamentos de gás natural em que a regulamentação foi substancialmente alterada no sentido da harmonização regulatória no espaço europeu, orientada pelos códigos de rede em elaboração. Estas alterações modificaram de forma importante a participação dos agentes de mercado como utilizadores das infraestruturas e do sistema. Entre as principais alterações, salientam-se a atribuição de direitos vinculativos de capacidade nas infraestruturas de transporte, armazenamento subterrâneo e terminal de GNL. Estes direitos de capacidade são atribuídos por um período máximo de um ano e adotaram o calendário europeu do ano

de atribuição de capacidade, isto é, de outubro de cada ano até setembro do ano seguinte, antecipando a implementação do Código de Rede CAM⁶.

Através da cooperação bilateral, a ERSE e a CNMC de Espanha iniciaram um estudo sobre modelos possíveis para implementar a integração do mercado grossista de gás natural na Península Ibérica, sendo este estudo colocado em consulta pública no primeiro semestre de 2014.

A persistência de dificuldades de acesso e de dúvidas quanto à qualidade da informação fornecida por parte dos operadores de rede de distribuição no setor do gás natural relativamente à caracterização do mercado retalhista conduziu a que a ERSE, em 2013, tenha determinado a realização de uma auditoria independente a esta informação. Em resultado desse trabalho foi possível comprovar a existência de falhas no cumprimento da obrigação de envio de informação. Adicionalmente, a auditoria permitiu determinar que os critérios em uso de agregação da informação por parte dos operadores de rede de distribuição eram globalmente adequados, com exceção do reporte de informação relativa ao ano de 2012.

Em 2013, decorrendo das diretivas do mercado interno de energia, a ERSE continuou o processo de certificação do operador da rede de transporte, tanto de eletricidade, como do gás natural, tendo no primeiro trimestre de 2014 submetido, para parecer da Comissão Europeia, o seu projeto de decisão de certificação.

No setor elétrico, em sequência da verificação de anomalias nos relógios de um conjunto alargado de equipamentos de medição com opção multitarifa do operador de rede de distribuição em baixa tensão (BT) de Portugal Continental, decorreu em 2013 um processo de auditorias externas e independentes aos equipamentos de medição dos operadores de redes de distribuição do continente e das regiões autónomas. A auditoria efetuada no continente permitiu à ERSE definir, em 2013, compensações para os clientes multitarifa e algumas medidas corretivas a aplicar pelo operador de rede de distribuição nos seus procedimentos internos. A auditoria efetuada às empresas das regiões autónomas permitiu um exercício semelhante, tendo o processo de definição de compensações terminado em 2014.

No decurso da publicação de legislação para o setor do gás natural⁷ que reforça as competências atribuídas à ERSE, a mesma procedeu à consulta pública da proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT) para o período 2014-2023 (PDIRGN 2013), em outubro de 2013. Após conclusão da mesma e

⁶ Aprovado pelo Regulamento (UE) n.º 984/2013 da Comissão, de 14 de outubro de 2013 que institui um código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás e que completa o Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho.

⁷ Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

beneficiando igualmente dos comentários recebidos, a ERSE preparou e aprovou o Parecer respetivo à proposta de PDIRGN 2013 em dezembro de 2013. Em paralelo ao setor do gás natural, foi dado início ao processo de emissão do Parecer à proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2014-2023 (PDIRT-E 2013), cujo processo foi concluído em abril de 2014.

Durante o primeiro trimestre de 2013, a ERSE procedeu a uma revisão das regras no âmbito do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC), no seguimento de legislação publicada em janeiro relativa a regras sobre critérios e procedimentos de avaliação⁸. Em março foi lançado o concurso do PPEC 2013-2014, tendo sido aprovadas, no final do ano, 70 medidas a serem implementadas por 29 promotores.

Note-se igualmente que no decurso do ano de 2013 ocorreu o descomissionamento da central termoelétrica de Setúbal, cujos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC)⁹ haviam terminado no final de 2012. A razão para o descomissionamento prendeu-se com razões de ordem económica, nomeadamente relacionadas quanto à tecnologia de produção desta central (fuelóleo) e quanto ao nível de investimento necessário despendido tendo em conta obrigações legais de carácter ambiental.

⁸ Nos termos da Portaria n.º 26/2013, de 24 de janeiro, Despacho n.º 3317/2013, de 1 de março, Despacho n.º 4131/2013, de 20 de março e Diretiva ERSE 5/2013, de 22 de março.

⁹ Compensação devida pela cessação antecipada do contrato de aquisição de energia (CAE).

3 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1 REGULAÇÃO DAS REDES

3.1.1 SEPARAÇÃO DAS ATIVIDADES

CERTIFICAÇÃO DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

Em 2013, o processo de certificação da REN – Rede Elétrica Nacional, S.A., como operador da Rede Nacional de Transporte (RNT) de eletricidade em regime de separação total de propriedade (*ownership unbundling*)¹⁰, continuou com desenvolvimentos relevantes que culminaram com a apresentação à Comissão Europeia, por parte da ERSE, de um projeto de decisão sobre a certificação do operador da RNT, já em 2014. O referido projeto de decisão aguarda em 2014 o parecer da Comissão Europeia, para que a decisão final possa ser aprovada pela ERSE.

DIFERENCIAÇÃO DE IMAGEM

Para efeitos de aprovação pela ERSE das regras aplicáveis à diferenciação de imagem e de comunicação por parte do operador da rede de distribuição e do comercializador de último recurso, entre si e em relação às restantes entidades que atuam no SEN, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), as empresas titulares das referidas atividades apresentaram à ERSE as correspondentes propostas. O processo de análise das mesmas propostas de diferenciação de imagem continuou durante 2013, tendo sido concluído com a aprovação das propostas de separação de imagem da EDP Distribuição e da EDP Serviço Universal.

3.1.2 FUNCIONAMENTO TÉCNICO

3.1.2.1 BALANÇO

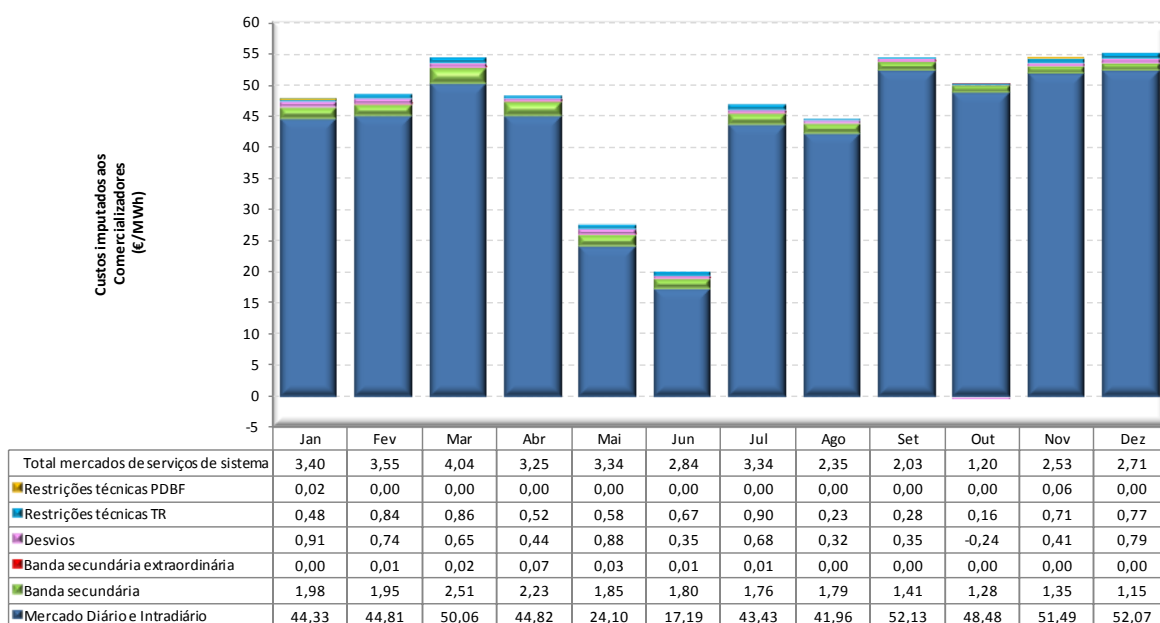
Em 2013, tal como no ano anterior, a mobilização do serviço de compensação dos desvios de produção e de consumo de eletricidade e de resolução de restrições técnicas efetuou-se no âmbito do mercado de serviços de sistema, cuja operacionalização é da responsabilidade da REN, na sua função de Gestor Técnico Global do Sistema.

¹⁰ Ao abrigo das disposições conjugadas dos artigos 9.º e 10.º da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, e do artigo 3.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

A energia mobilizada na resolução de restrições técnicas e a banda de regulação secundária contratada comportam custos, pagos por todo o consumo. Adicionalmente, os custos da mobilização de energia de regulação secundária e de reserva de regulação, utilizadas para anular os desvios dos agentes em tempo real, são pagos por todos os agentes de mercado que se desviarem nesse período horário.

A Figura 3-1 apresenta a repercussão dos mercados diário, intradiário e de serviços de sistema nos custos imputados à procura em 2013. Deste modo, apresentam-se, para além da parcela relativa ao mercado diário, uma outra que respeita ao mercado de serviços de sistema, apresentando os seus principais componentes.

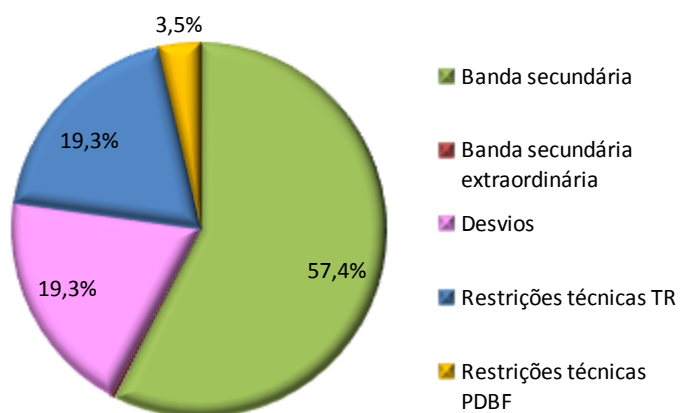
Figura 3-1 – Repercussão dos mercados diário e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a atuar em Portugal em 2013



Ao longo de 2013, o mercado de serviços de sistema representou um custo médio ponderado de cerca de 2,88 €/MWh comercializado, face a um preço marginal ponderado no mercado diário e intradiário da ordem dos 42,91 €/MWh.

A Figura 3-2 apresenta a repartição dos custos do mercado de serviços de sistema, constatando-se que as componentes mais importantes dizem respeito a desvios e contratação de banda secundária.

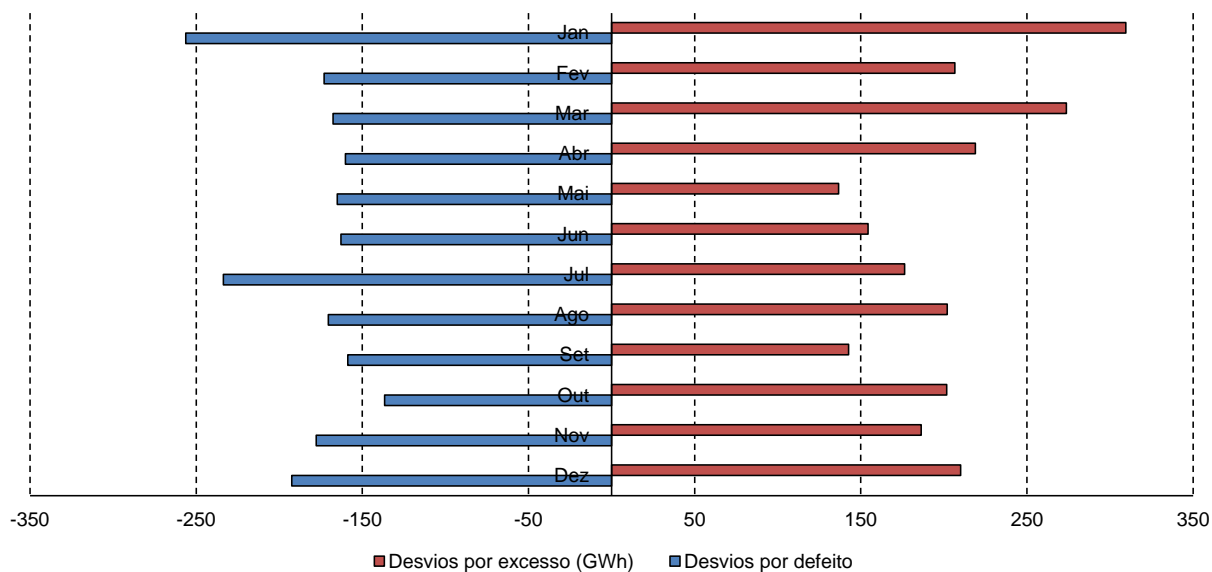
Figura 3-2 – Repartição dos custos do mercado de serviços de sistema em 2013



2013

A valorização dos desvios em cada hora corresponde exatamente aos custos variáveis de regulação a pagar aos agentes que solucionam o desequilíbrio por participação no mercado de serviços de sistema. Na Figura 3-3 apresenta-se a evolução das energias de desvio ao longo de 2013, estando representados os desvios por defeito e os desvios por excesso.

Figura 3-3 – Evolução dos desvios em 2013



3.1.2.2 QUALIDADE DE SERVIÇO

Para Portugal continental, tanto o Regulamento Tarifário (RT) como o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) apresentam disposições relativas à regulação da continuidade de serviço¹¹.

INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O RT prevê um incentivo à melhoria da continuidade de serviço com efeitos nos proveitos permitidos do operador da rede de distribuição em MT e AT de Portugal continental. O valor do incentivo depende do valor da energia não distribuída anualmente e é determinado através de uma função estabelecida regulamentarmente.

Em 2012, o valor de energia não distribuída foi inferior ao valor de referência fixado para o período de regulação, tendo o incentivo representado cerca de 1,475 milhões de euros. Considerando a informação disponível até à data, o valor da energia não distribuída na rede de distribuição em MT e AT referente ao ano de 2013 dará origem a um montante do incentivo de cerca de 563 milhares de euros.

¹¹ Além deste tema, o RQS estabelece ainda obrigações relativas à qualidade da onda de tensão e à qualidade de serviço comercial.

CONTINUIDADE DE SERVIÇO

A caracterização das redes de transporte e de distribuição em termos de continuidade de serviço é feita com base em indicadores para cada sistema (transporte e distribuição):

- TIE – Tempo de Interrupção Equivalente: indicador de aplicação à rede de transporte. Traduz o tempo de interrupção do sistema com base no valor médio da potência anual expectável (Pme);
- TIEPI – Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada: indicador de aplicação à rede de distribuição em MT. Fornece indicação acerca da duração da interrupção da potência instalada nos postos de transformação;
- SAIDI – Duração média das interrupções do sistema: indicador de aplicação à rede de transporte e à rede de distribuição;
- SAIFI – Frequência média das interrupções do sistema: indicador de aplicação à rede de transporte e à rede de distribuição.

Os pontos de entrega (PdE) são os pontos da rede onde se faz a entrega de energia elétrica à instalação de clientes ou a outra rede. Os indicadores das redes de transporte e de distribuição são determinados considerando todas as interrupções com duração superior a 3 minutos.

O Quadro 3-1 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço registados em Portugal continental, em 2013.

Quadro 3-1 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2013

Nível Tensão	Indicador	Interrupções	
		Programadas	Acidentais
Transporte	TIE (min)	-	0,091
	SAIFI	-	0,038
	SAIDI (min)	-	0,195
Distribuição MT	TIEPI (min)	0,224	53,947
	SAIFI (int/PdE)	0,001	1,701
	SAIDI (min/PdE)	0,411	81,458
Distribuição BT	SAIFI (int/cliente)	0,007	1,749
	SAIDI (min/cliente)	1,443	88,705

Nota: Valores provisórios

Fonte: REN, EDP Distribuição

Em 2013 verificou-se nas redes de distribuição um aumento de 67% no número incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço face ao ano de 2012. Relativamente às compensações pagas aos clientes, em 2013 o valor total aumentou 2,5 vezes comparativamente com o valor registado no ano de 2012.

3.1.2.3 LIGAÇÕES

Com a revisão do RRC ocorrida em 2012 passou a ser o requisitante de uma ligação o responsável pela construção dos troços de uso exclusivo¹², tendo sido eliminada a obrigatoriedade do operador da rede de distribuição (ORD) apresentar orçamento. No entanto, em áreas geográficas onde não existam prestadores de serviços, o ORD deve assumir a construção da ligação. O ORD continua a ter a obrigação de enviar à ERSE os dados referentes à sua atividade nesta área.

3.1.2.4 MEDIDAS DE SALVAGUARDA

Em caso de crise repentina no mercado da energia ou de ameaça à segurança e integridade física de pessoas, equipamentos, instalações e redes, designadamente devido a acidente grave ou por outro evento de força maior, o membro do Governo responsável pela área da energia pode tomar, a título transitório e temporariamente, as medidas de salvaguarda necessárias¹³.

Durante o ano de 2013 não houve incidências que motivassem a necessidade de implementar medidas de salvaguarda¹⁴.

3.1.2.5 FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS

O conceito de fontes de energia renováveis relaciona-se com o de produção em regime especial (PRE). Considera-se PRE a atividade de produção sujeita a regimes jurídicos especiais, tais como a produção de eletricidade através de cogeração e de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a microprodução¹⁵, a miniprodução¹⁶ e a produção sem injeção de potência na rede. É também considerada produção em regime especial a produção de eletricidade através de recursos endógenos,

¹² Corresponde ao troço de ligação mais próximo da instalação consumidora até ao comprimento máximo aprovado pela ERSE, conforme definido no RRC.

¹³ Artigo 33.º-B do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

¹⁴ Conforme estabelecido no artigo 42.º da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

¹⁵ Microprodução é a produção de energia elétrica com potência instalada até 5,75 kW para instalações singulares ou 11,04 kW para condomínios que integrem 6 ou mais frações.

¹⁶ Miniprodução corresponde a produção de energia elétrica com potência instalada até 250 kW.

renováveis e não renováveis, não sujeita a regime jurídico especial¹⁷. Assim, o conceito de PRE passou a acomodar todas as fontes de energia renováveis para a produção de eletricidade, incluindo toda a produção hídrica.

Em Portugal, a energia produzida pela PRE, sujeita a regime jurídico especial, com remuneração garantida, é obrigatoriamente adquirida pelo comercializador de último recurso, por aplicação de preços fixados administrativamente (*feed-in tariffs*). A diferenciação da retribuição desta PRE está, no atual quadro legal, dependente da tecnologia de produção.

O preço de venda ao comercializador de último recurso pode ser um dos seguintes:

- Preço que resulta da aplicação do tarifário publicado pelo Governo;
- Preço que resulta das propostas apresentadas aos concursos de atribuição de pontos de interligação para instalações de energia eólica e biomassa. Nestes concursos, o desconto sobre o tarifário publicado pelo Governo é um dos fatores ponderados.

Os preços publicados pelo Governo atualmente em vigor têm por base uma lógica de custos evitados, procurando quantificá-los em termos de potência (investimento em novas instalações), energia (custos de combustível) e ambiente (valorizando-se as emissões de dióxido de carbono evitadas), e ainda uma lógica de diferenciação de acordo com a tecnologia de produção ou fonte de energia primária. Assim, a remuneração do produtor depende dos seguintes fatores:

- Período de entrega da energia elétrica à rede;
- Forma do diagrama de produção de energia elétrica;
- Fonte de energia primária utilizada.

O comercializador de último recurso explicita a oferta de venda da PRE no MIBEL, desde o final de 2011, funcionando de forma similar a um agente agregador da PRE em Portugal¹⁸.

A normativa comunitária¹⁹ é transposta a nível nacional no sentido de estabelecer a prioridade das fontes renováveis de energia face à produção em regime ordinário, tanto no acesso à rede como no despacho²⁰, salvo se colocar em risco a segurança de abastecimento²¹. Existem, no entanto, limitações à

¹⁷ Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, artigo 18.º, n.º 1.

¹⁸ A recente legislação da cogeração prevê que os cogeradores possam optar por oferecer a energia produzida no mercado organizado, recebendo um prémio por isso.

¹⁹ Diretiva 2009/29/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

²⁰ Os aproveitamentos hidroelétricos com potência instalada superior a 30 MW não têm prioridade no despacho.

²¹ Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, artigo 33.º-W.

potência nominal de cada instalação de PRE, que pode ser ligada em cada ponto de rede, em função da disponibilidade da própria rede para acomodar essas ligações.

No caso português, convirá reter que a PRE com remuneração garantida não assume diretamente o pagamento de desvios (custos associados ao equilíbrio do sistema), pelo que não se efetua uma valorização explícita dos custos correspondentes²². Os custos devidos aos desvios de programação desta PRE em mercado, calculados pela diferença entre o despacho real e a sua programação em mercado, são suportados pelo comprador instrumental da PRE, o CUR, e são repercutidos na tarifa de acesso suportada por todos os consumidores.

3.1.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E CUSTOS DE LIGAÇÃO

PROCEDIMENTOS E METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DE ENERGIA ELÉTRICA

Em 2013, manteve-se a metodologia de cálculo das tarifas de acesso às redes de energia elétrica.

A ERSE tem a responsabilidade de elaborar e aprovar o RT onde é estabelecida a metodologia de cálculo das tarifas e preços, bem como as formas de regulação dos proveitos permitidos. A aprovação do RT é precedida de consulta pública e de parecer do Conselho Tarifário. O processo de fixação das tarifas por parte da ERSE, incluindo a sua calendarização, está também instituído regulamentarmente.

Com o objetivo de enquadrar a metodologia de cálculo das tarifas de acesso às redes, caracteriza-se sucintamente o atual sistema tarifário português.

As tarifas de acesso às redes são aplicadas a todos os consumidores de energia elétrica pelo uso das infraestruturas. Estas tarifas são pagas, na situação geral, pelos comercializadores em representação dos seus clientes. Adicionalmente, podem ser pagas diretamente pelos clientes que sejam agentes de mercado, que correspondem a clientes que compram a energia diretamente nos mercados e que se responsabilizam pela gestão dos seus desvios de programação.

Os proveitos das atividades reguladas são recuperados através de tarifas específicas, cada uma com estrutura tarifária própria e caracterizada por um determinado conjunto de variáveis de faturação.

Os preços das tarifas em cada atividade são determinados garantindo que a sua estrutura é aderente à estrutura dos custos marginais e que os proveitos permitidos em cada atividade são recuperados.

²² Em Espanha, a PRE responde diretamente pelos custos com desvios, o que não sucede em Portugal, apesar de ambos os volumes de produção serem integrados no mesmo referencial de mercado. Um estudo elaborado em 2012 pelo Conselho de Reguladores do MIBEL identificava precisamente esta questão como um dos aspetos a harmonizar no quadro do MIBEL.

A aplicação das tarifas e a sua faturação assentam no princípio da não discriminação pelo uso final dado à energia, estando as opções tarifárias disponíveis para todos os consumidores.

O acesso às redes pago por todos os consumidores de energia elétrica inclui as seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição. Os preços das tarifas de acesso de cada variável de faturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por atividade.

Na medida em que as tarifas que compõem a soma são baseadas nos custos marginais, são evitadas subsídios cruzados e promovida uma utilização eficiente de recursos.

Esta metodologia de cálculo possibilita o conhecimento detalhado das várias componentes tarifárias por atividade ou serviço. Assim, cada cliente pode saber exatamente quanto paga, por exemplo, pelo uso da rede de distribuição em MT, e em que termos de faturação é que esse valor é considerado. A transparência na formulação de tarifas, que é consequência da implementação de um sistema deste tipo, assume especial importância para os clientes sem experiência na escolha de fornecedor e em particular para os clientes com menos informação.

PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

O preço médio da tarifa de Acesso às Redes previsto para 2013 (0,0677 €/kWh), correspondeu a um acréscimo tarifário de 4,8% entre 2012 e 2013, e às variações por nível de tensão que se apresentam no Quadro 3-2.

Quadro 3-2 – Variação tarifária de Acesso às Redes 2012 / 2013

	Preço médio 2012* €/kWh	Preço médio 2013 €/kWh	Variação
Tarifas de Acesso às Redes	0,0646	0,0677	4,8%
Acesso às Redes em MAT	0,0195	0,0224	14,7%
Acesso às Redes em AT	0,0268	0,0304	13,4%
Acesso às Redes em MT	0,0445	0,0448	0,6%
Acesso às Redes em BTE	0,0696	0,0730	4,9%
Acesso às Redes em BTN	0,0936	0,0985	5,2%

* Aplicação das tarifas de 2012 à procura prevista para 2013

O quadro seguinte apresenta a estrutura (proveitos das atividades reguladas) e o nível de consumos previstos para 2013. Mantendo os preços das tarifas de 2012, a evolução da estrutura dos consumos origina um acréscimo de 1,3% no preço médio.

Quadro 3-3 – Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes 2013 / 2012

Características e Preço médio	Tarifas 2012, Consumo 2012 (1)	Tarifas 2012, consumo 2013 (2)	Tarifas 2013, consumo 2013 (3)
Proveitos (10 ⁶ Euros)	3 033	2 932	3 072
Consumo (GWh)	47 583	45 399	45 399
Preço médio (EUR/kWh)	0,0637	0,0646	0,0677
Variação (%)		(2)/(1) = 1,3%	(3)/(2) = 4,8%

O principal fator da variação das tarifas de acesso verificada em 2013 relaciona-se com o decréscimo da procura, cujo nível se situa próximo do ocorrido no ano de 2006, motivado pela crise económica. Refira-se ainda a existência de fatores estruturais, nomeadamente, medidas de promoção da eficiência no consumo e o agravamento do IVA sobre a energia elétrica, que concorrem para acentuar a tendência de diminuição do consumo, em particular do segmento doméstico.

Nas figuras seguintes apresentam-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2013 e a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

Figura 3-4 – Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2013, decomposto por atividade

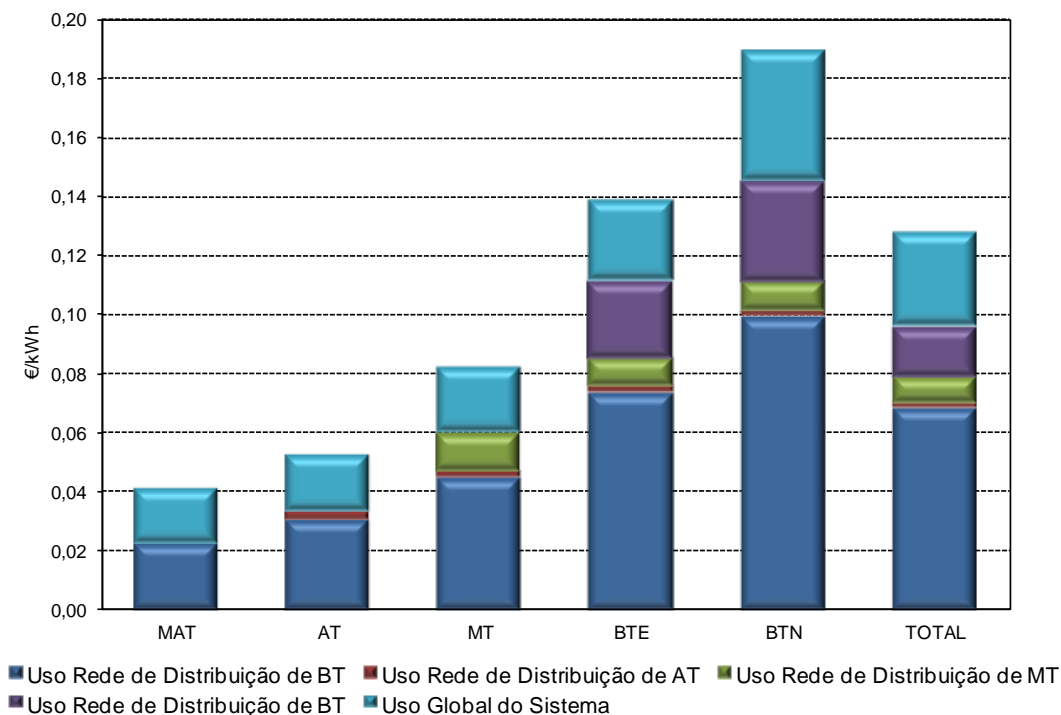
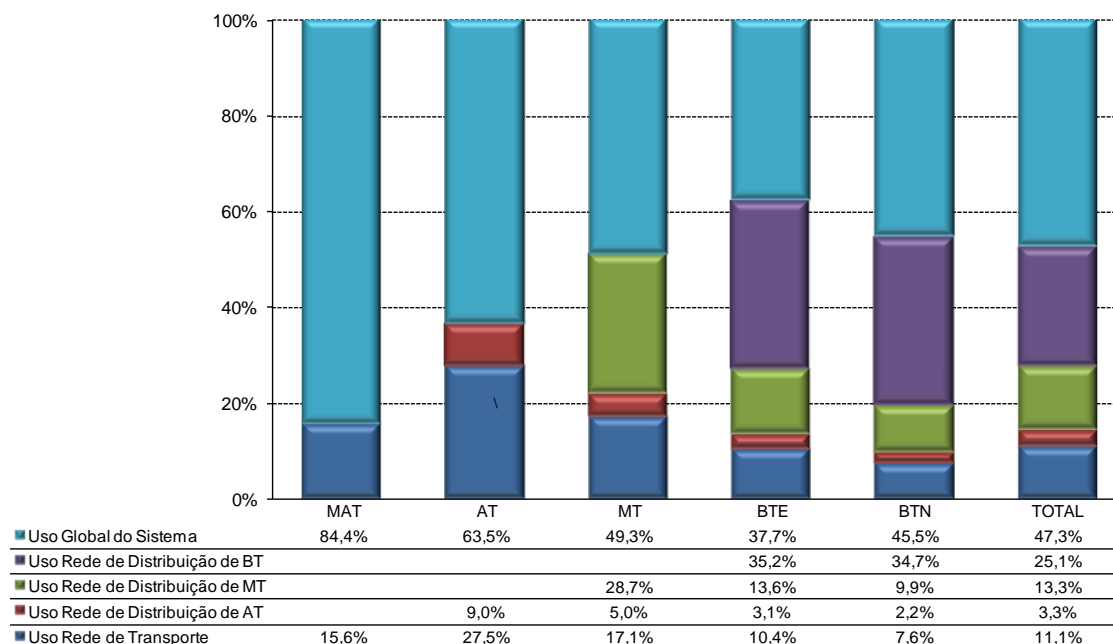


Figura 3-5 – Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2013



FORMAS DE REGULAÇÃO NO APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O ano de 2013, segundo ano do período de regulação 2012-2014, foi o ano de consolidação das metodologias de regulação aplicadas a cada uma das atividades reguladas. Resumidamente, recorde-se, por operador, os modelos regulatórios subjacentes a esse período regulatório:

- Operador da rede de transporte – Modelo baseado em incentivos económicos: (i) aplicação de uma metodologia de *price cap* com metas de eficiência²³ aos custos de exploração; (ii) incentivo ao investimento eficiente na rede de transporte, através da utilização de preços de referência na valorização dos novos equipamentos a integrar na rede, cujo maior risco é compensado por uma taxa de remuneração diferenciada; (iii) incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT; (iv) incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil.
- Operador da rede de distribuição – Metodologia do tipo *price cap* aplicada aos custos de exploração (OPEX) e custos aceites em base anual no caso dos custos com investimento (CAPEX), tendo em conta os planos de investimento propostos pelas empresas. Neste período de regulação foi diferenciado o tratamento dos investimentos em redes consideradas inovadoras, cujo princípio se baseia no reconhecimento de uma maior remuneração destes ativos por contrapartida

²³ Sublinhe-se que os indutores utilizados são pouco voláteis.

de uma maior eficiência operacional. São igualmente aplicados outros incentivos: (i) incentivo à melhoria da qualidade de serviço e (ii) incentivo à redução de perdas.

- Comercializador de último recurso – Regulação do tipo *price cap* acrescida de uma remuneração que visa compensar as necessidades de capital circulante decorrentes do diferencial entre o prazo médio de pagamento e o prazo médio de recebimento.
- Empresas com as concessões do transporte e da distribuição de energia elétrica das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira – aplicação de uma regulação por incentivos económicos: (i) regulação das atividades de Distribuição e Comercialização de Energia Elétrica através de uma metodologia de apuramento de proveitos permitidos por *price cap*; (ii) definição de custos de referência do fuelóleo consumido na produção de energia elétrica²⁴.

A definição das metas económicas teve por base estudos de *benchmarking* de âmbito internacional, no caso do transporte de energia elétrica, e de âmbito nacional, no caso da distribuição de energia elétrica, por aplicação de métodos paramétricos, bem como de métodos não paramétricos. Os fatores de eficiência anuais aplicados aos custos operacionais unitários foram de 3,5% para o transporte e para a distribuição. O mecanismo de investimento a preços de referência, aplicável ao operador da rede de transporte, prevê a atualização dos preços dos novos equipamentos, incorporando também um fator de eficiência, que de 2012 a 2014 foi fixado em 1,5%.

No caso da comercialização²⁵, o fator de eficiência anual foi também de 3,5%.

Na Região Autónoma dos Açores, as metas de eficiência aplicadas a cada uma das atividades são em média de 2,5%. Na Região Autónoma da Madeira as metas de eficiência variam entre 2,5% na atividade de transporte e 5% na atividade de distribuição.

Destaca-se ainda a metodologia de indexação do custo de capital²⁶ introduzida no período de regulação 2012-2014 devido à incerteza do contexto económico-financeiro. Perante a instabilidade económica desenvolveu-se um mecanismo que permitisse refletir na taxa de remuneração dos ativos a evolução da situação económico-financeira. Assim, as taxas são indexadas com base na cotação média diária dos CDS (*Credit Default Swaps*) da República Portuguesa a 5 anos. Dada a volatilidade dos indicadores de mercado, foi estabelecido um limite superior (*cap*) e um limite inferior (*floor*).

²⁴ A atividade de produção de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é regulada, não estando liberalizada pelo facto destas regiões beneficiarem de uma derrogação à aplicação da Diretiva 2003/54/CE.

²⁵ Face à dimensão da atividade de Comercialização a aplicação das metas de eficiência decorreu da análise dos dados históricos da empresa não tendo sido realizado nenhum estudo de *benchmarking*.

²⁶ *Weighted Average Cost of Capital* (WACC).

Para além da monitorização da aplicação das metodologias regulatórias da sua iniciativa, o regulador tem de garantir que as decisões legislativas são adequadamente repercutidas nos proveitos permitidos. Estas medidas visaram preferencialmente promover a liberalização do mercado e garantir a sustentabilidade do sistema atuando ao nível dos custos de interesse económico geral (CIEG). No final de 2012 foram publicados diversos diplomas com impacte nas tarifas de 2013, destacando-se: a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais para consumos em Baixa Tensão Normal (BTN) e respetivos mecanismos de salvaguarda dos clientes economicamente vulneráveis; alterações ao regime remuneratório das instalações de cogeração; o diferimento de alguns custos do setor energético e os critérios de alocação de determinados custos por nível de tensão ou tipo de fornecimento²⁷.

ENCARGOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES

As regras e os encargos de ligação de instalações às redes²⁸ têm em consideração critérios de racionalidade económica (aderência aos custos de construção da ligação) e a necessidade de assegurar a acessibilidade dos consumidores ao serviço de fornecimento de eletricidade. As regras são aprovadas pela ERSE na sequência de processos de consulta pública em que participam todos os interessados.

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA REDE DE TRANSPORTE DE ELETRICIDADE

Em 2013, a REN, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT), apresentou à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2014-2023 (PDIRT-E 2013)²⁹. Por sua vez, a DGEG enviou à ERSE a proposta de PDIRT-E 2013 recebida, competindo ao regulador, nos termos do n.º 4 do referido artigo 36.º-A, promover uma consulta pública ao seu conteúdo, com a duração de 30 dias. Já no decorrer de 2014, em 7 de abril, a ERSE emitiu o seu parecer.

Ao abrigo do Regulamento (EU) n.º 347/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril, foram submetidas candidaturas de quatro projetos de infraestruturas de eletricidade em Portugal, incluindo uma interligação com Espanha³⁰, promovidas pela REN, que se integraram na proposta de PDIRT-E 2013. Estes projetos, de acordo com a lista de projetos de interesse comum (PCI, *Project of*

²⁷ Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, Portaria n.º 325-A/2012, de 16 de outubro; Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro e Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, respetivamente.

²⁸ Ver também a secção 3.1.2.3.

²⁹ Em cumprimento do estabelecido no n.º 1 do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

³⁰ Linha interna em Portugal, entre Pedralva e Alfena (2.16.1); Linha interna em Portugal, entre Pedralva e Vila Fria B (2.16.2); Linha interna em Portugal, entre Frades B, Ribeira de Pena e Feira (2.16.3); Linha de interligação entre Portugal e Espanha entre Vila Fria - Vila do Conde – Recarei (PT) e Beariz-Fontefría (ES) (2.17).

Common Interest) emitida em outubro de 2013, obtiveram o estatuto de PCI. O Operador da RNT não submeteu à ERSE, até à presente data, o *investment request* de nenhum destes projetos.

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE

Durante 2013 não houve factos relevantes a assinalar relativos a este tema, estando em curso o período de aplicação do plano que foi objeto de parecer da ERSE em 2012.

3.1.4 MECANISMOS DE RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS E ATRIBUIÇÃO DA CAPACIDADE DISPONÍVEL NAS INTERLIGAÇÕES

Em 2013 não se registaram alterações na gestão das interligações entre Portugal e Espanha, designadamente no modelo de atribuição diária e intradiária de capacidade física, sendo esta atribuída, exclusivamente, através do mercado diário e intradiário do MIBEL. A resolução de congestionamentos está assente na aplicação de um mecanismo de separação de mercado (*market splitting*). No entanto, registaram-se alterações ao nível da atribuição de produtos financeiros de capacidade a prazo, como referido no ponto sobre “cooperação”.

Relembra-se que o MIBEL entrou oficialmente em funcionamento a 1 de julho de 2007, tendo por base um mercado diário único (OMIE) que sustenta o Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha, sendo este último regulamentado pelas regras e princípios definidos nos seguintes diplomas de base legal/regulamentar:

- Regulamento CE n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho;
- Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações;
- Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha;
- Regras Conjuntas de Contratação de Capacidade na Interligação Portugal-Espanha.

Relativamente à gestão a prazo da capacidade de interligação Portugal-Espanha, no final de 2013, no seguimento da proposta conjunta do Conselho de Reguladores do MIBEL, os reguladores de Portugal e Espanha acordaram aprovar as regras e princípios de atribuição harmonizada de direitos financeiros de utilização de capacidade de interligação, com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2014. Neste sentido, a ERSE modificou o seu Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI), bem como o respetivo Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha.

Em dezembro 2013 realizou-se o primeiro leilão de contratos financeiros de direitos de capacidade, apenas com a presença do sistema elétrico português, para o primeiro trimestre de 2014 numa plataforma gerida pelo Operador do Mercado Ibérico – Pólo Português (OMIP).

RENDAS DE CONGESTIONAMENTO DAS INTERLIGAÇÕES

Em 2013, as rendas de congestionamento das interligações entre Portugal e Espanha, resultantes da diferença de preços zonais após aplicação da separação de mercado, num total de 10,7 milhões de euros, mantiveram a tendência de subida verificada em 2012, representando mais 40% que em 2012, mas situando-se 10% abaixo dos níveis de 2010.

Esta tendência de subida das rendas de congestionamento deveu-se sobretudo ao aumento do número de horas de congestionamento, que passou de 861 para 944 horas, sendo que se registaram congestionamentos em ambas as direções de trânsito, com o *spread* médio anual a registar 0,61 €/MWh no sentido exportador, face aos 0,84 €/MWh registado em 2012, no sentido importador.

Enquanto durante o primeiro semestre, os congestionamentos se registaram predominantemente no sentido exportador (660 horas), com um *spread* médio de 1,31 €/MWh, no segundo semestre registaram-se apenas 284 horas de congestionamento, maioritariamente no sentido importador, com um *spread* médio de 0,08.

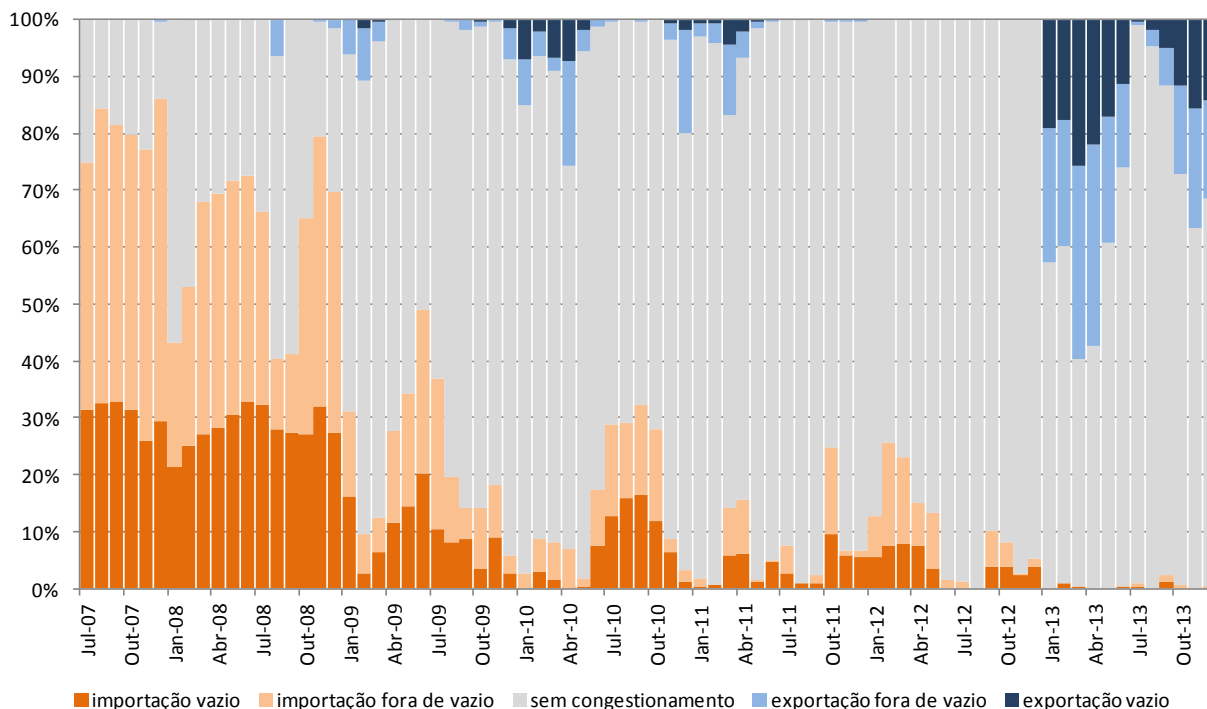
Quadro 3-4 – Evolução mensal das rendas de congestionamentos em 2013

Mês	Congestionamento		Preço médio PT	Preço médio ES	Diferencial preços	Importação (PT < ES)	Exportação (PT > ES)	Renda Congestionamento (PT > ES)
	n.º horas	% horas mês	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(MWh)	(MWh)	10 ³ €
Janeiro	133	18%	48,53	50,50	-1,97	161 674	303 881	1 350
Fevereiro	118	18%	43,74	45,04	-1,31	141 433	275 012	1 142
Março	194	26%	22,82	25,92	-3,10	44 023	629 636	3 295
Abril	125	17%	16,08	18,17	-2,08	23 096	613 515	1 929
Mai	42	6%	43,25	43,45	-0,20	203 767	272 546	253
Junho	48	7%	41,70	40,87	0,83	316 803	139 313	432
Julho	55	7%	51,40	51,16	0,24	1 044 899	4 875	373
Agosto	6	1%	48,12	48,09	0,03	614 258	22 296	34
Setembro	57	8%	50,68	50,20	0,48	668 021	57 918	548
Outubro	37	5%	51,58	51,49	0,09	508 689	158 421	249
Novembro	42	6%	42,10	41,81	0,30	260 051	249 134	290
Dezembro	87	12%	62,99	63,64	-0,65	365 842	186 907	878
								10 774

Fonte: ERSE, OMEL

A figura seguinte ilustra a utilização da capacidade disponível, em ambos os sentidos, na interligação Portugal-Espanha, sendo possível identificar claramente o aumento das horas de congestionamento no sentido exportador de Portugal para Espanha.

Figura 3-6 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha



Fonte: ERSE, OMEL

COOPERAÇÃO

A ERSE coopera regularmente com os restantes reguladores europeus no âmbito do CEER e da ACER na prossecução do mercado interno da energia.

Estando Portugal geograficamente localizado na Península Ibérica, a ERSE coopera de forma mais direta com o regulador espanhol, através do Conselho de Reguladores do MIBEL, designadamente no quadro da gestão coordenada da interligação Portugal-Espanha. Do mesmo modo, no quadro dos trabalhos inerentes à região do Sudoeste da Europa (SWE REM), são desenvolvidos trabalhos tendentes à concretização da integração europeia do Mercado Ibérico de Eletricidade.

➤ GESTÃO A PRAZO DA CAPACIDADE COMERCIAL NA INTERLIGAÇÃO PORTUGAL-ESPANHA

Durante todo o ano de 2013 e simultaneamente no quadro do Conselho de Reguladores do MIBEL e da região do Sudoeste da Europa, continuaram os trabalhos para integrar a interligação Portugal-Espanha num referencial harmonizado e coordenado de atribuição a prazo de capacidade comercial. Nesse mesmo contexto, o Conselho de Reguladores do MIBEL assumiu explicitamente perante a ACER a integração da interligação Portugal-Espanha como projeto piloto de implementação de *Financial*

Transmission Rights (FTR) a nível europeu para alocação financeira de capacidade comercial na referida interligação.

Culminando um novo ciclo de trabalho conjunto e concretizando o compromisso assumido pelo Conselho de Reguladores perante a ACER, o Comité Técnico do MIBEL concretizou a proposta de atribuição harmonizada de direitos financeiros de utilização da capacidade de interligação, através de documentos regulamentares elaborados pela ERSE.

Nestes termos e com vista a permitir uma atribuição harmonizada de direitos de utilização de capacidade na interligação Portugal-Espanha a partir de 1 de janeiro de 2014, a ERSE procedeu à realização de uma consulta pública às propostas de alteração do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações e do respetivo Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha, tendo como resultado a aprovação dos referidos documentos em dezembro de 2013, conforme referido anteriormente (início desta secção).

➤ ACOPLAMENTO DO MERCADO IBÉRICO COM A REGIÃO NOROESTE DA EUROPA

Tal como referido no relatório do ano anterior, o Conselho de Reguladores do MIBEL assumiu o compromisso dos reguladores, em estreita cooperação com o Operador do Mercado Ibérico (OMI) e com os operadores de sistema de Portugal e de Espanha (REN e REE), para concretizar as ações necessárias para que o MIBEL reúna as condições de acoplamento com os mercados da região Noroeste da Europa (*North-West Europe*, NWE, que integra os mercados de França, Bélgica, Holanda, Alemanha, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suécia e Finlândia).

Durante o ano de 2013, o Conselho de Reguladores do MIBEL acompanhou de perto os trabalhos levados a cabo pelo Operador do Mercado Ibérico para a concretização do acoplamento de mercado com a região Noroeste da Europa, facto que acabou por ocorrer com sucesso já durante o ano de 2014, no dia 13 de maio.

MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS DO OPERADOR DA RNT

Para além da análise crítica efetuada no âmbito dos pareceres ao Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte (PDIRT), a ERSE procede todos os anos à análise dos investimentos efetuados pelo operador da RNT para efeitos da sua consideração nos proveitos permitidos e conseqüente reflexão nas tarifas.

3.1.5 OBSERVÂNCIA DAS DISPOSIÇÕES LEGAIS

No âmbito das competências que lhe estão cometidas pelos seus Estatutos e demais legislação aplicável a ERSE:

- Aprova regulamentos;
- Emite decisões vinculativas sobre as empresas de eletricidade;
- Desenvolve inquéritos sobre o funcionamento dos mercados de eletricidade;
- Tem capacidade para exigir a informação que as empresas de eletricidade lhe devem disponibilizar para o cumprimento das suas funções;
- Emite pareceres sobre matérias solicitadas pelo Governo, pelo Parlamento ou outras entidades da administração pública.

Além da revisão de 2012³¹, os Estatutos da ERSE foram revistos também em 2013³². Esta revisão de 2013 inclui a adoção das disposições da Lei-quadro das entidades reguladoras³³, a qual foi aprovada em 2013 também. Ainda no início de 2013, foi aprovado o regime sancionatório³⁴ da ERSE que reforçou o quadro de competências do regulador.

No que respeita à produção de eletricidade, foram tomadas medidas legislativas com efeitos sobre a produção ao abrigo de regimes especiais e com contratos históricos. Estas medidas incluíram o Programa de Assistência Financeira e Económica ao Estado português.

Em 2013, continuou -o processo de certificação do operador da Rede Nacional de Transporte (RNT) no regime de separação jurídica e patrimonial (ver secção 3.1.1).

3.2 PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA

3.2.1 MERCADO GROSSISTA

Em 2013 foi possível observar um aumento da concentração no mercado de produção de energia elétrica, apesar de se ter verificado uma redução da concentração em termos de capacidade instalada. Devido ao regime hidrológico verificado, favorável à produção hídrica por parte do incumbente, o nível de participação das centrais hídricas para a satisfação do consumo foi bastante significativa, sendo a justificação para o aumento da concentração na produção da energia elétrica.

À semelhança de 2012, a evolução mais favorável da comercialização livre conduziu a uma maior dispersão dos meios de contratação de energia, nomeadamente por via da implementação de

³¹ Decreto-Lei n.º 212/2012 de 25 de setembro.

³² Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho.

³³ Lei n.º 67/2013, de 28 de agosto.

³⁴ Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.

mecanismos regulados de colocação a prazo de energia da PRE com remuneração garantida, a que os comercializadores podem aceder.

O funcionamento do mercado grossista em 2013 registou condições de sentido oposto para a formação dos preços em mercado organizado. Por um lado ocorreram fatores de ordem conjuntural que conduziram a diferenciais de preço ligeiramente superiores entre as áreas MIBEL, nomeadamente a elevada hidraulicidade e conseqüente redução significativa da utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural e a diminuição do peso da importação, a par de um aumento do peso relativo da componente intermitente da produção da PRE com remuneração garantida na estrutura do consumo, que favoreceu a separação das duas áreas de preços. Por outro lado a implementação de um regime fiscal em Espanha que visa a tributação de receita de centros electroprodutores, nomeadamente as centrais a carvão, de ciclo combinado a gás natural e as centrais hídricas, levaram a que o diferencial de preços entre as áreas do MIBEL invertesse face a 2012.

O número de horas de separação de mercado aumentou face a 2012, em linha, de resto, com a evolução registada com a diferença de preços entre os dois mercados, pela existência de um regime hidrológico mais húmido durante o primeiro semestre.

Do ponto de vista regulatório, o desenvolvimento de mecanismos de supervisão de mercado por parte da ERSE procurou contribuir para o reforço das condições de transparência e de integridade do mercado grossista de eletricidade.

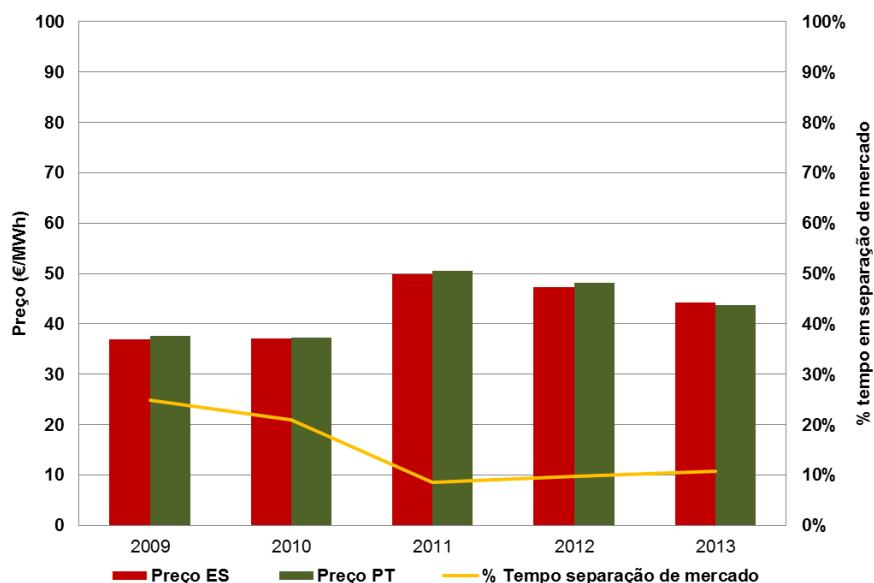
Assim, de um ponto de vista geral, o ano de 2013, devido a condições de hidraulicidade favoráveis, ficou marcado por uma evolução benéfica ao incumbente, detentor da maior capacidade hídrica instalada, traduzida no aumento da concentração global da produção de eletricidade. Ainda assim, persiste um elevado grau de concentração no mercado elétrico, pelo que a implementação de medidas adicionais de fomento da concorrência e de promoção da transparência deverão suceder-se aos desenvolvimentos já alcançados.

3.2.1.1 MONITORIZAÇÃO DO NÍVEL DE PREÇOS, DO NÍVEL DE TRANSPARÊNCIA E DO NÍVEL E EFICÁCIA DA ABERTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA

A evolução do preço que se forma no mercado grossista em Portugal está intrinsecamente relacionada com a integração ibérica e a participação dos agentes portugueses no contexto do MIBEL.

O preço formado em mercado *spot* é comum a Portugal e Espanha, salvo nas situações em que a existência de congestionamentos na interligação dite a necessidade de aplicar o mecanismo de separação de mercado e, por conseguinte, aplicar preços diferentes nos dois países.

A evolução da média anual de preço em mercado *spot*, tanto para Portugal como para Espanha está apresentada na Figura 3-7.

Figura 3-7 – Evolução do preço médio anual em mercado *spot* e separação de mercados

Conforme se pode observar desta figura, o preço médio em mercado *spot* para Portugal, em 2013, situou-se em cerca de 43,65 €/MWh, cerca de 33% abaixo do preço registado em 2012 (preço médio anual de 48,07 €/MWh). Esta redução foi fundamentalmente ditada pela evolução do regime hidrológico e também pela diminuição do preço do carvão nos mercados internacionais, determinando a formação de preço abaixo dos custos marginais das centrais térmicas de ciclo combinado. Em todo o caso, o valor do preço médio de mercado em 2013 para Portugal está cerca de 33% abaixo do custo marginal³⁵ das centrais de ciclo combinado a gás natural e cerca de 33% acima do custo marginal das centrais térmicas a carvão.

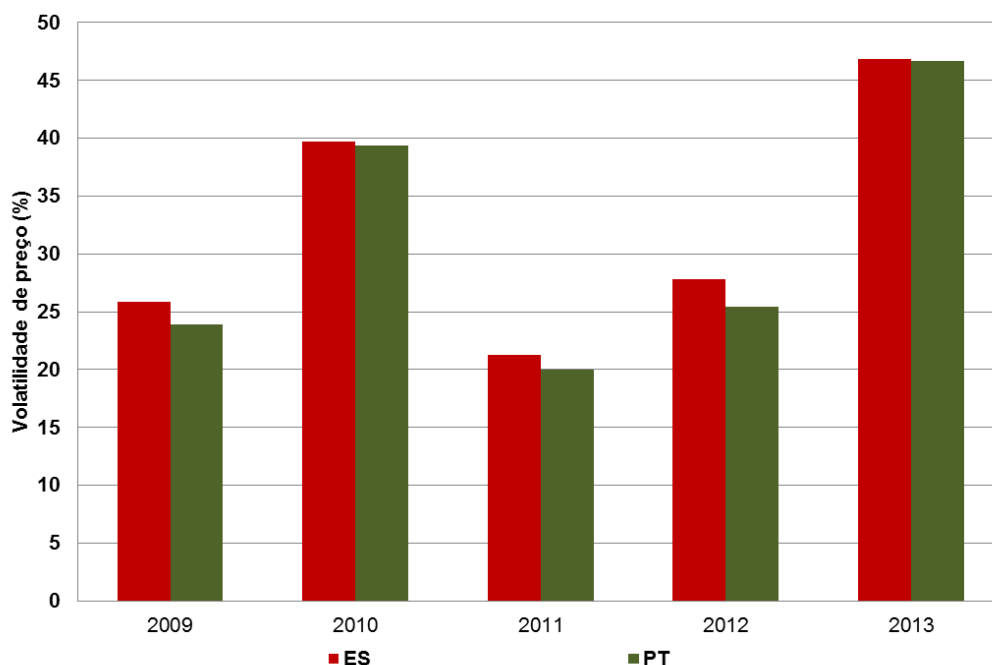
No que respeita à formação do preço em mercado *spot*, a volatilidade do mesmo representa um aspeto importante considerado pelos agentes de mercado, designadamente no que respeita às necessidades de cobertura do risco de preço. Em 2013, a volatilidade do preço de mercado *spot* para Portugal, medida como o quociente entre o desvio padrão dos preços do ano e o respetivo preço médio, foi de cerca de 47%, o que significa que os preços oscilaram em média num intervalo entre os 23 €/MWh e os 64 €/MWh.

A Figura 3-8 apresenta a evolução da volatilidade anual de preço para o mercado *spot*, de 2009 a 2013, tanto para Portugal como para Espanha, sendo visível um aumento significativo da volatilidade do preço *spot* entre 2012 e 2013. Esta circunstância está relacionada com a já referida evolução das disponibilidades hídricas de 2012 para 2013 e conseqüente aumento do peso relativo da componente intermitente da produção na estrutura do consumo, que mantém os mesmos níveis de consumo

³⁵ Custo marginal estimado incluindo os custos de emissão de CO₂.

registados para 2012. Em todo o caso, o mercado português tem sido ligeiramente menos volátil em preço que o mercado espanhol.

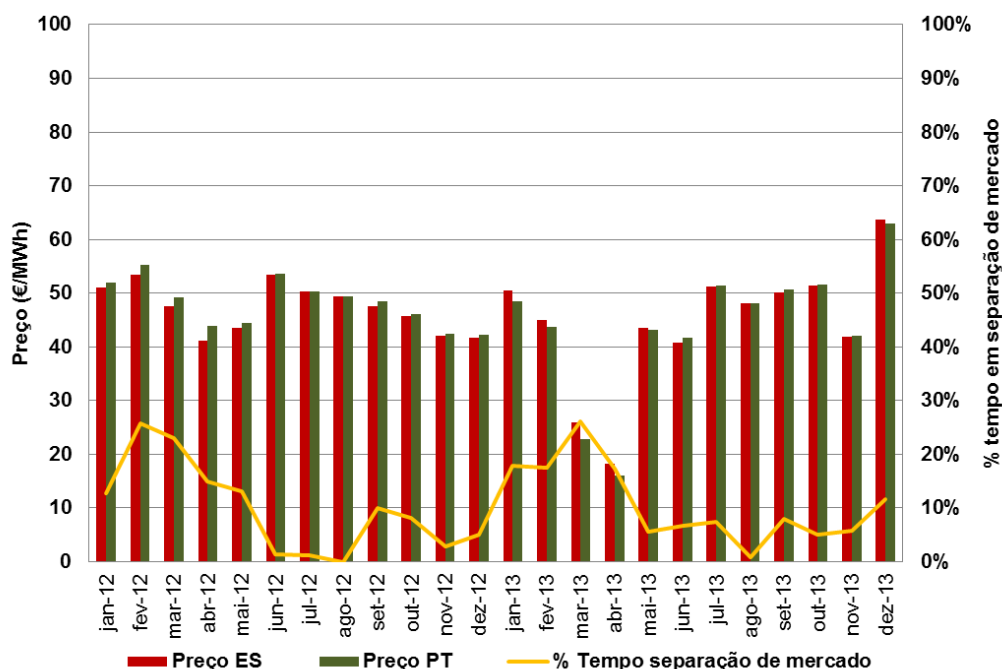
Figura 3-8 – Volatilidade de preço *spot*



Nota: volatilidade medida como o rácio entre o desvio padrão do preço *spot* e a respetiva média anual

A Figura 3-9 apresenta a evolução dos preços em Portugal e Espanha e a percentagem do tempo em separação de mercados desagregados mensalmente para os anos de 2012 e 2013. No que respeita a 2013, é possível observar: (i) uma redução do preço médio formado em mercado em 2013 face ao que acontecera em 2012, apesar do aumento significativo da volatilidade; (ii) existência de um regime hidrológico mais húmido durante o primeiro semestre, que justifica em grande parte o aumento do número de horas de separação de mercados no sentido exportador face a 2012.

Figura 3-9 – Preço em mercado *spot* e tempo de separação de mercado



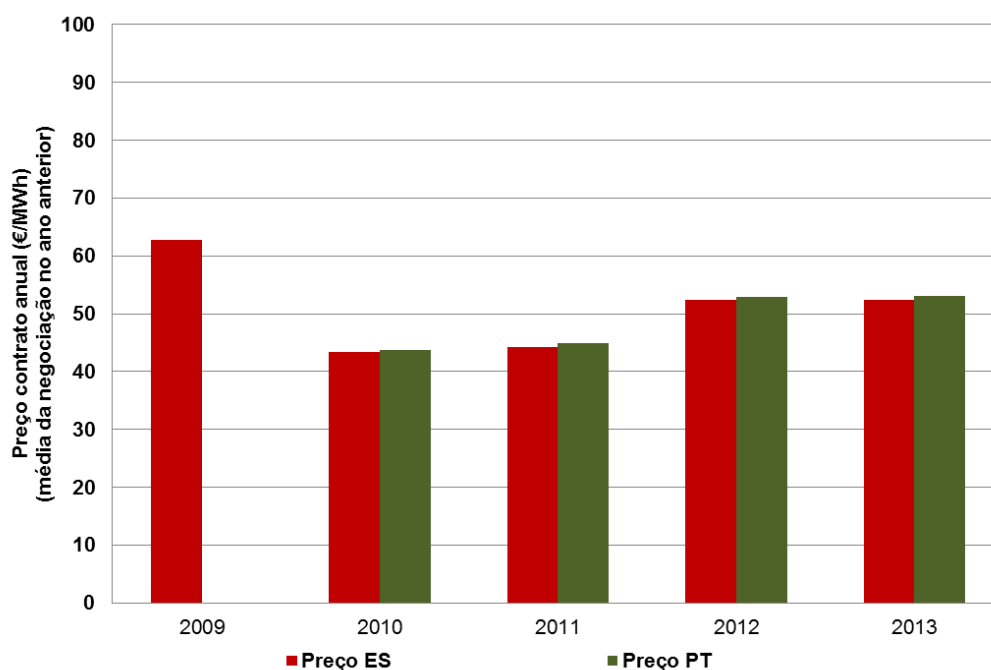
O modelo de funcionamento do MIBEL contempla a existência de referenciais de contratação a prazo em regime de mercado organizado, onde os agentes podem colocar parte das suas necessidades de energia, nomeadamente para definição parcial do preço a futuro para a energia a ser fornecida a clientes finais. O funcionamento do mercado a prazo é, de resto, um instrumento adicional para que os agentes possam mitigar os riscos de volatilidade dos preços e assegurar colocação de energia (oferta) ou satisfazer a procura com características de maior previsibilidade e estabilidade.

Com efeito, sendo o mercado *spot* uma plataforma bastante líquida no contexto ibérico e, em particular, no caso português, cerca de 80% do consumo é satisfeito através de contratação neste referencial de mercado. Neste sentido, não havendo um problema intrínseco de liquidez e profundidade na aceção dos indicadores clássicos utilizados (número de transações, volume em mercado, dispersão dos volumes negociados), há uma necessidade crescente de cobertura dos riscos de variabilidade do preço de mercado *spot*, para a qual uma das respostas mais efetivas e transparentes será a utilização das plataformas de mercado organizado de contratação a prazo.

A evolução do preço formado em mercado a prazo, neste caso o mercado formalmente previsto no âmbito do acordo de criação do MIBEL (o OMIP), demonstrou uma expectativa de manutenção de preço entre 2012 e 2013. Com efeito, os agentes de mercado que, em 2012, tivessem adquirido posição no contrato de entrega em carga base para o ano de 2013, teriam pago um preço médio (53,03 €/MWh para

Portugal³⁶) cerca de 21,5% superior ao que se veio a formar em mercado *spot*. A Figura 3-10 apresenta a evolução dos preços médios de fecho de mercado relativos ao contrato anual, em entrega em carga base.

Figura 3-10 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha)



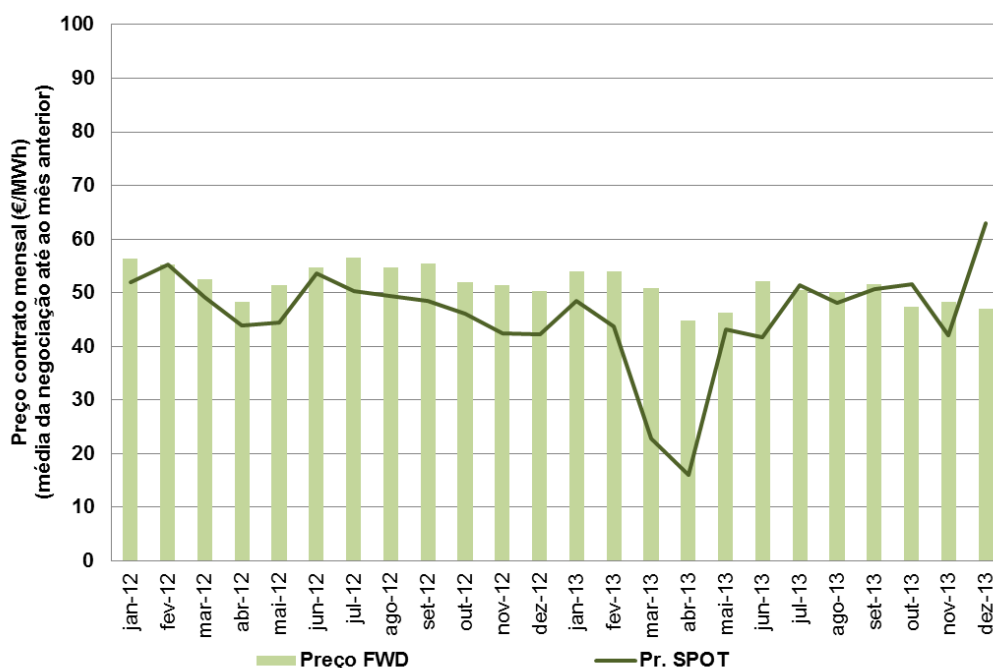
Nota: valor da média de preço de fecho no ano anterior ao da entrega para entrega em carga base; preço de 2013 corresponde ao preço médio formado durante o ano de 2012.

Por outro lado, a evolução da negociação de contratos mensais de futuros com entrega em carga base apresenta um aumento do prémio de risco médio na contratação a prazo ao longo da primeira metade de 2013 (diferença entre a cotação a prazo e a cotação *spot*, para o mês correspondente), demonstrando uma relativa degradação das expectativas face ao preço formado no mercado *spot*. Já no segundo semestre de 2013, a situação foi mais favorável, tendo-se verificado a redução do prémio de risco médio. Quanto a dezembro de 2013, mês em que correram preços atípicos no mercado *spot*, os agentes que asseguraram antecipadamente a cobertura das suas necessidades no mercado a prazo para esse mês viram o risco de preço médio no mercado *spot* anulado (assegurando um ganho de 16,01 €/MWh).

³⁶ O valor do preço de aprovisionamento a prazo reflete o valor médio ponderado por volumes de contratação das cotações do contrato anual de 2013 com entrega na área portuguesa do MIBEL, incluindo o registo de operações em leilão, em contínuo e OTC.

A Figura 3-11 apresenta a evolução dos preços a futuro de contratos mensais no mercado gerido pelo OMIP, assim como o preço de negociação em *spot*, ambos para Portugal. A evolução do preço a futuro para os contratos mensais exibe ao longo de 2013 uma tendência de descida do preço da energia transacionada em mercado organizado, mas acima da evolução do mercado *spot*, que segue uma tendência de subida ao longo do ano. A evolução dos contratos mensais é menos variável com a evolução dos contratos *spot* durante este período.

Figura 3-11 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal)

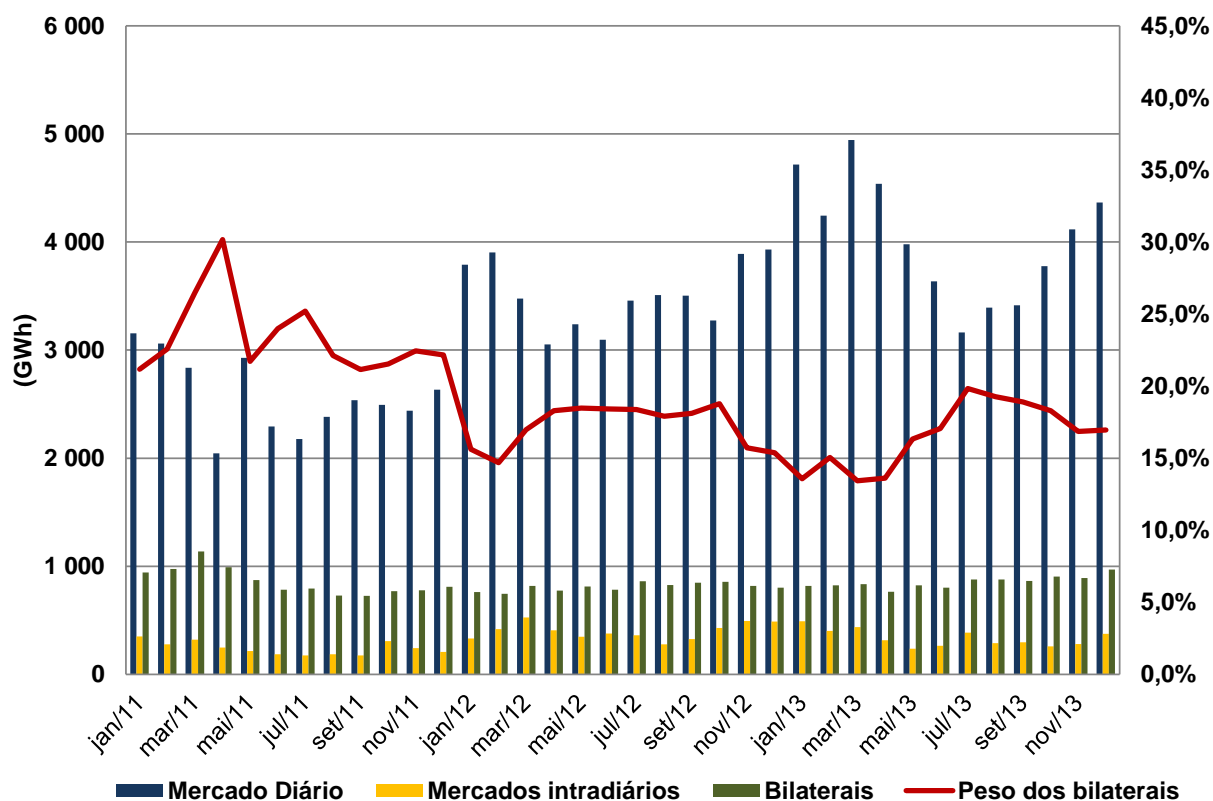


Para 2013, no âmbito da aplicação do mecanismo de contratação a prazo da energia adquirida a produtores em regime especial, foram realizados cinco leilões de PRE com remuneração garantida, com a colocação de um total de cinco produtos distintos (um de carga base anual e quatro de carga base trimestral). Desses cinco leilões, decorreu a colocação de um total de potência horária (volume colocado) de 650 MW. A variação de volume foi integralmente efetuada pela modulação de quantidade no produto trimestral (de 400 MW para cada um dos trimestres) e no produto anual (de 250 MW). O volume de energia colocado neste instrumento correspondeu a cerca de 11,6% do consumo nacional.

Os leilões realizados para entrega no ano de 2013 asseguraram a total colocação dos volumes mínimos abertos à negociação, tendo permitido a estabilização do preço de colocação da energia de PRE e consequente minoração dos sobrecustos repercutidos nas tarifas, num montante global de cerca de 42,3 milhões de euros. A esta circunstância acresce que a existência do mecanismo de leilão permitiu disponibilizar ao mercado ferramentas de cobertura do risco de aprovisionamento de energia (em volume e em preço), que foram avaliados positivamente pelos agentes de mercado.

Relativamente à negociação em mercado *spot* (mercado diário e mercados intradiários), esta é, no caso português, muito superior ao que é transacionado em contratação bilateral, conforme o demonstra a Figura 3-12. Convirá, contudo, reter que as aquisições de produtos a prazo listados no mercado a prazo do MIBEL têm liquidação física através do mercado diário.

Figura 3-12 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados



Para o ano de 2013 observa-se um valor médio do peso da contratação bilateral no volume total de contratação ainda inferior ao que se registara no passado recente, por via da integração do total da PRE com remuneração garantida em referencial de contratação *spot* e da manutenção de valores absolutos de contratação bilateral num patamar médio similar ao de 2011.

A alteração significativa dos volumes de contratação em mercado diário prende-se com implementação completa em 2012 da explicitação autónoma dos volumes de PRE com remuneração garantida, os quais deixaram de ser colocados em mercado numa ótica de compensação de volumes entre as necessidades de procura do CUR (o comprador instrumental da PRE) e de oferta da produção de PRE.

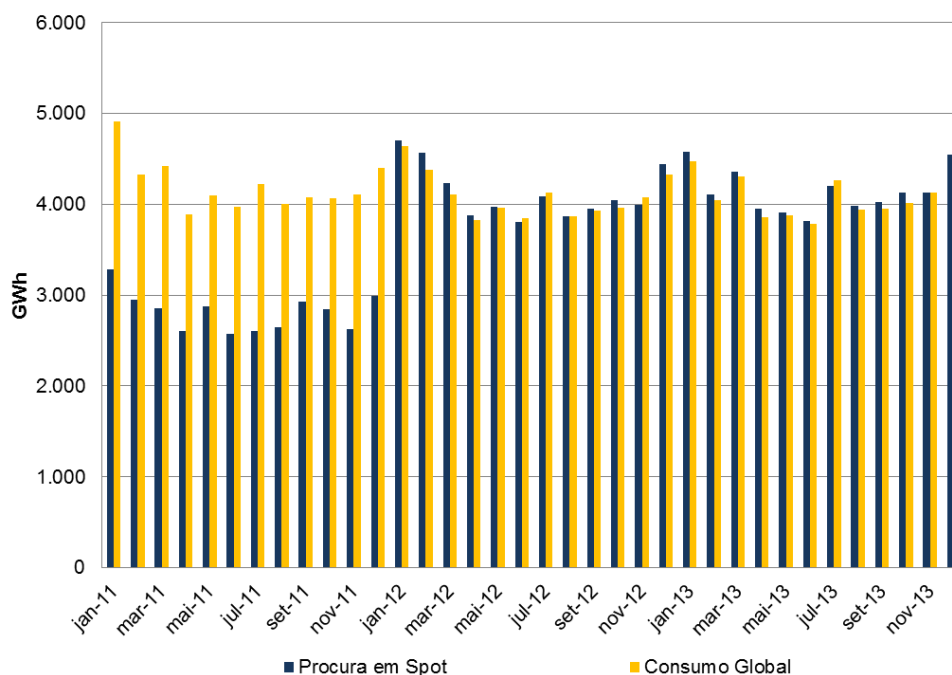
A contratação à vista para o mercado grossista em Portugal insere-se no âmbito do aprofundamento do MIBEL, sendo que existe um único mercado para Portugal e Espanha com um mecanismo associado de resolução de congestionamentos de base diária assente em separação de mercados, sempre que o fluxo de energia gerado pelo encontro da procura e ofertas agregadas excede a capacidade comercial

disponível na interligação. A estrutura de contratação em mercado à vista caracteriza-se pelos seguintes aspetos:

- Do lado da procura, os agentes registados em Portugal, incluindo o CUR, dirigem a grande parte da sua procura ao mercado *spot*, sendo que, no caso do CUR, às necessidades de energia para fornecimento dos clientes são deduzidas as quantidades de energia elétrica adquirida aos produtores em regime especial (imposição legal).
- Do lado da oferta, à exceção dos produtores em regime especial com remuneração garantida, todos os restantes agentes de mercado dirigem a sua oferta maioritariamente ao mercado *spot*.

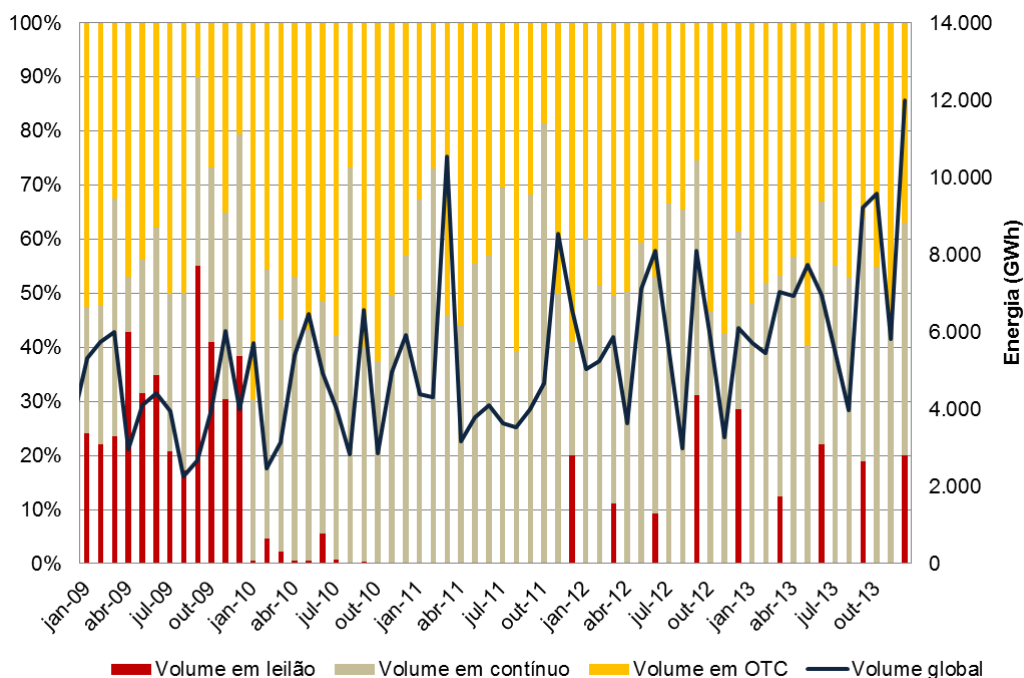
A evolução, quer da procura dirigida a mercado *spot*, quer do consumo global em Portugal continental é apresentada na Figura 3-13, onde se observa que o consumo é satisfeito por recurso a aquisições em mercado *spot*. Durante o ano de 2012, a explicitação total da oferta de PRE com remuneração garantida, contribuiu decisivamente para este grau de cobertura do consumo pela procura em mercado diário.

Figura 3-13 – Procura em mercado *spot* e consumo global mensal



A Figura 3-14 apresenta a evolução dos volumes registados em mercado organizado a prazo previsto no MIBEL (OMIP), sendo observável que se regista uma tendência para aumento significativo do registo de operações em mercado contínuo e OTC registado, embora com uma elevada variabilidade ao longo do tempo.

Figura 3-14 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL



O aumento do volume de negociação em leilão em dezembro de 2011 e durante os meses anteriores ao mês de início de cada trimestre dos anos de 2012 e 2013 deveu-se à introdução, pela ERSE, de um mecanismo de colocação de energia da produção em regime especial com remuneração garantida, destinado a disponibilizar, designadamente aos comercializadores em regime de mercado, formas de aprovisionamento a prazo e/ou de cobertura dos riscos de preço. Nos 3 últimos leilões de 2012 foram ainda negociados um total de 250 MW do contrato anual para entrega em 2013, 400 MW para entrega no primeiro trimestre de 2013 e 200 MW para entrega no segundo trimestre de 2013. Em 2013, o mecanismo de colocação de energia da PRE com remuneração garantida, colocou cargas base para entrega em Portugal correspondente a 400 MW para os trimestres do ano e a 250 MW para o ano, totalizando uma carga base de 650 MW.

Durante o mês de dezembro de 2013, no âmbito do programa anual de colocação de energia da PRE divulgado pela ERSE, foram também negociados, em leilão, volumes de contratos para entrega em 2014. Sublinha-se também a ocorrência do primeiro leilão para a atribuição inicial dos contratos de direitos financeiros sobre capacidade na interligação Portugal-Espanha para o primeiro trimestre de 2014, correspondente a 300 MW de capacidade em ambos os sentidos, que permite aos agentes cobrir o risco do diferencial de preço entre Portugal e Espanha.

O volume global de negociação em mercado a prazo gerido pelo OMIP (incluindo as operações registadas correspondentes a OTC) foi superior em 2013 a 85 TWh, o que significa um crescimento de cerca de 29% face ao ano de 2012.

TRANSPARÊNCIA

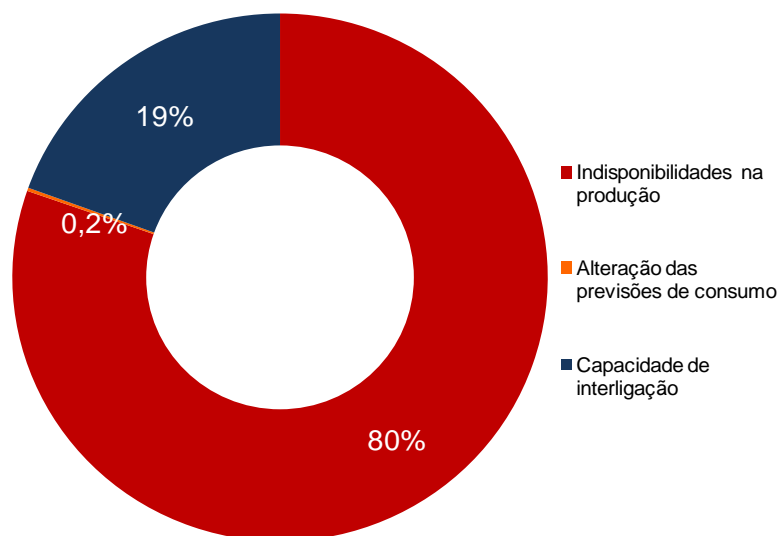
Do ponto de vista da monitorização dos mercados, importa considerar as regras de transparência dos mesmos, sendo que o mercado grossista de eletricidade em Portugal beneficia de um enquadramento regulamentar que já impõe obrigações de divulgação de informação privilegiada ao mercado. Com efeito, a existência de obrigações de reporte de factos relevantes ao abrigo do RRC foi implementada há cerca de 5 anos e é semelhante à prerrogativa expressa no *Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency* (REMIT) a respeito da obrigação de reporte de informação privilegiada.

De entre os factos sujeitos a obrigação de reporte constam as indisponibilidades não programadas de centros eletroprodutores, bem como as suas atualizações, a par de indisponibilidades de redes (transporte e distribuição) que possam afetar o consumo ou a formação do preço. As alterações da capacidade comercialmente disponível na interligação Portugal-Espanha estão também sujeitas a obrigação de prestação de informação por parte da REN, enquanto gestor de sistema, bem como os desvios significativos na previsão de consumo agregada do sistema e/ou de cada agente em particular.

A comunicação de informação privilegiada é efetuada de forma centralizada, sendo a mesma disponibilizada num portal gerido pela REN³⁷. Durante o ano de 2013, foram comunicados 2535 factos relevantes. Destes, cerca de 80% correspondem a comunicação de indisponibilidades de produção, sua atualização ou alteração, e 19% a alterações da capacidade de interligação disponível para mercado e respetiva formação do preço no contexto do MIBEL, conforme se observa na figura seguinte.

³⁷ Disponível em <http://www.mercado.ren.pt/Informa/Paginas/default.aspx>.

Figura 3-15 – Comunicação de factos relevantes

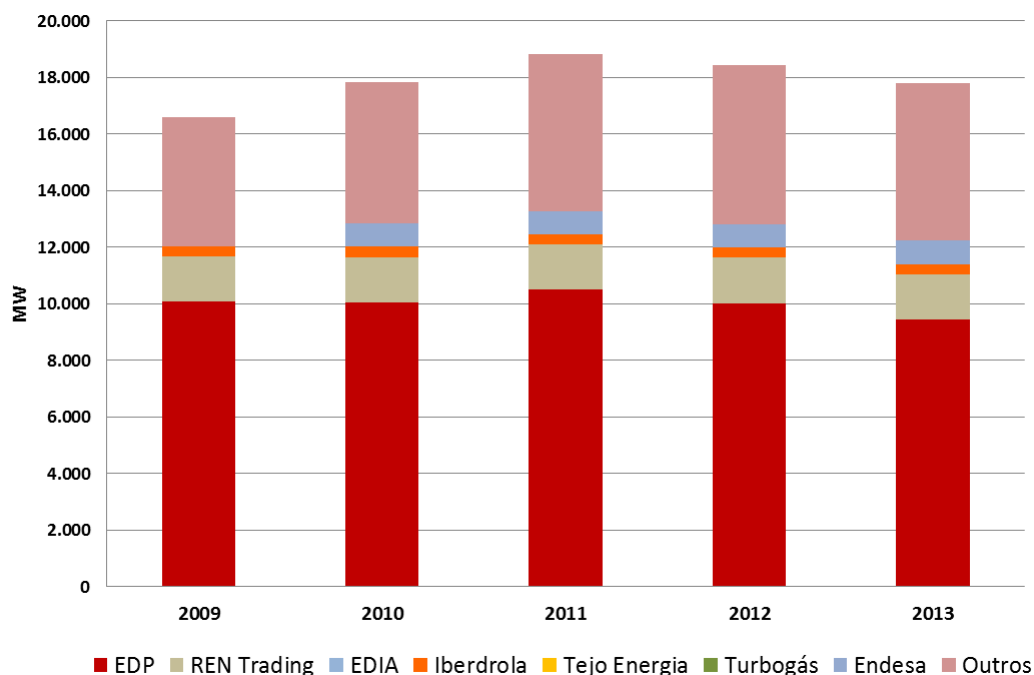


EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

A avaliação do mercado grossista deve efetuar-se através da caracterização do parque eletroprodutor instalado e da sua produção efetiva. Para isso, importa analisar a evolução do parque instalado em termos de energia primária utilizada.

Em complemento à análise da repartição da capacidade instalada por tecnologia, importa caracterizar a repartição do parque instalado por entidade detentora ou gestora, efetuada na Figura 3-16, sendo constatável que a EDP detém a maior parte do parque eletroprodutor português. No entanto, a sua expressão tem vindo a reduzir-se quer em termos relativos quer em termos absolutos, nomeadamente devido ao descomissionamento de 6 grupos da Central do Carregado e ao descomissionamento da Central de Setúbal no final de 2012.

Figura 3-16 – Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal (por agente e capacidade instalada)



A quota do grupo EDP na capacidade instalada tem vindo a reduzir-se, muito por força do crescimento do segmento da PRE com remuneração garantida, no qual a EDP tem uma posição individual minoritária. Em acréscimo, há que referir a continuidade da vigência da medida de minimização de riscos concorrenciais decidida pela Autoridade da Concorrência ao abrigo da operação de concentração que consistiu na aquisição pela EDP de direitos de exploração das centrais hidroelétricas do Alqueva e Pedrogão (EDIA), que determinou a cedência por um período de 5 anos da exploração da central hidroelétrica Aguieira Raiva, tendo a Iberdrola sido a entidade que obteve, em concurso internacional, os respetivos direitos de exploração.

No período entre 2009 e 2013, a quota da EDP na capacidade instalada total reduziu-se em cerca de 8%.

A caracterização do mercado grossista passa também por uma avaliação da concentração empresarial, quer ao nível global, quer ao nível de cada uma das tecnologias de produção.

A evolução das quotas dos diferentes agentes em termos de capacidade instalada por tecnologia e/ou regime é apresentada na Figura 3-17. Conjugando todos os fatores, o nível de concentração do segmento de produção de energia elétrica em Portugal é elevado, desde logo em termos de capacidade instalada, como o demonstra a Figura 3-18, que apresenta os valores do índice de Hirschman-Herfindall (HHI), que mede a concentração empresarial.

Figura 3-17 – Quotas de capacidade instalada por agentes nas diferentes tecnologias

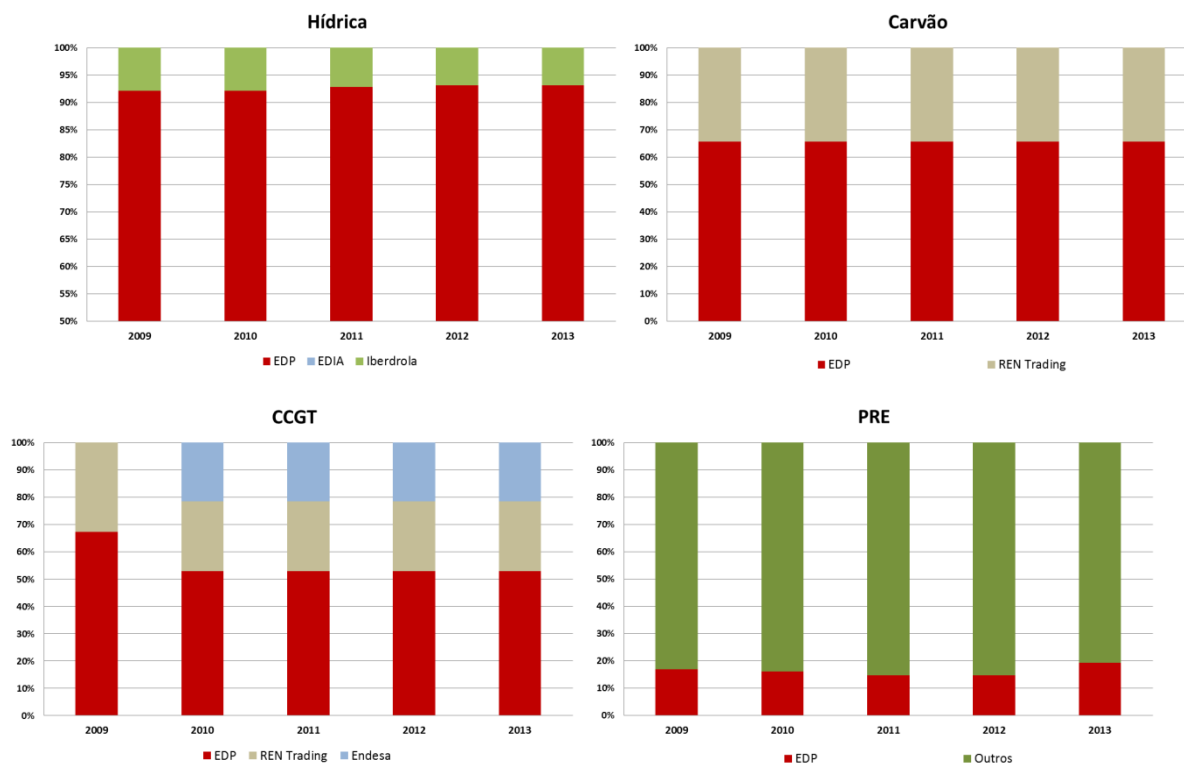
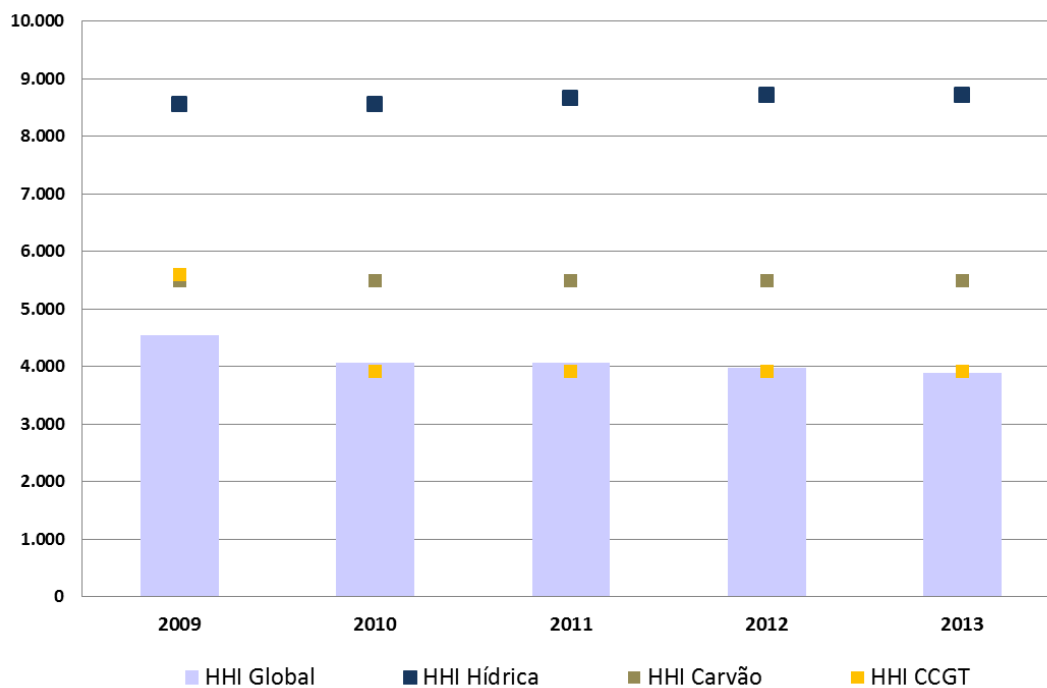


Figura 3-18 – Concentração na produção em termos de capacidade instalada

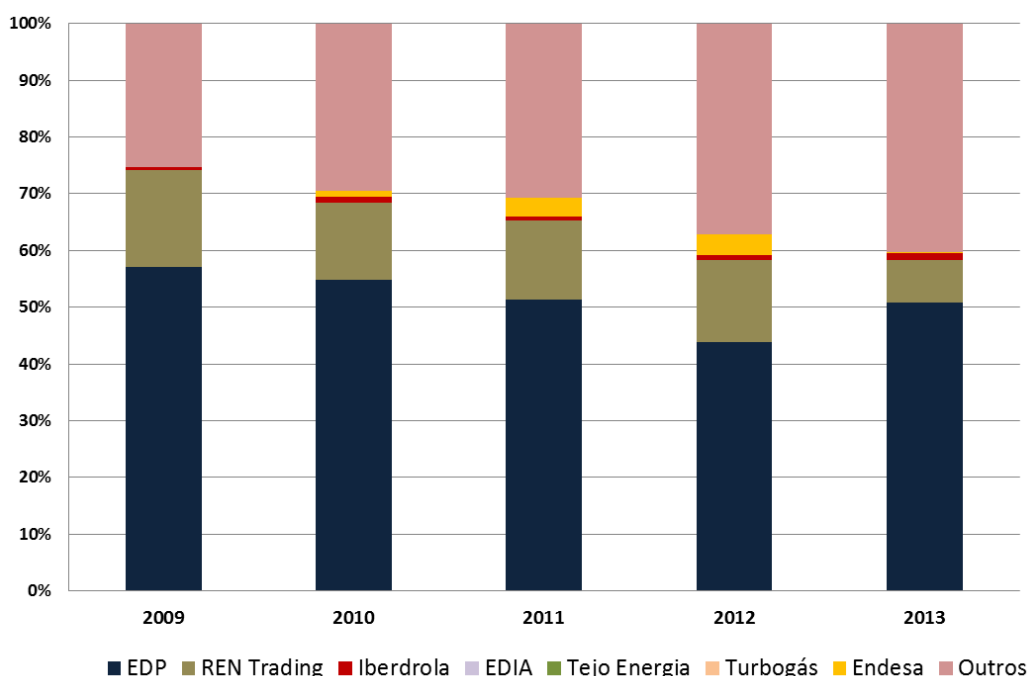


Os valores do HHI para a capacidade instalada demonstram uma evolução entre 2009 e 2013 no sentido de um decréscimo gradual da concentração global da oferta de capacidade no sistema português,

particularmente por via do referido aumento da capacidade da PRE. Numa perspetiva evolutiva, há a evidenciar a entrada em 2010 de uma nova central CCGT, pertencente a um grupo empresarial concorrente do grupo EDP. No segmento do carvão não se registaram alterações na concentração de mercado e, no caso das hídricas, a entrada em exploração dos reforços de potência de duas centrais detidas pela EDP em 2012 conduziu a um aumento da concentração empresarial nesta tecnologia.

A evolução das quotas de produção de energia elétrica por agente é apresentada na Figura 3-19, enquanto a mesma evolução nas diferentes tecnologias e regime especial com remuneração garantida é apresentada na Figura 3-20.

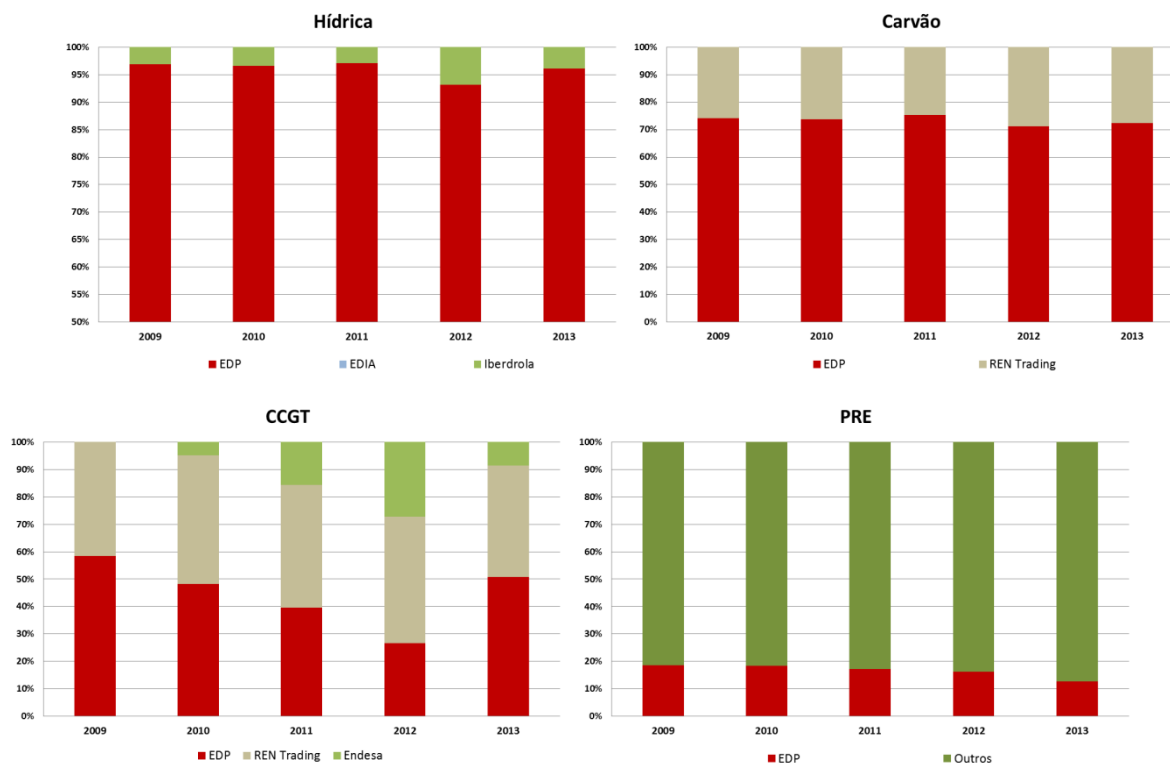
Figura 3-19 – Quotas de energia produzida por agente



Fonte: REN, elaboração ERSE – não inclui os valores de energia de importação.

Do ponto de vista global, em 2013, há a ressaltar uma subida da participação do grupo EDP na produção total em Portugal continental, fundamentalmente obtida com o incremento da produção hídrica devido a um regime hidrológico favorável e com a redução da produção térmica da concorrência, mais evidente nas centrais de ciclo combinado a gás natural.

Figura 3-20 – Quotas de energia produzida por agentes nas diferentes tecnologias



Em termos de energia produzida, a evolução entre 2009 e 2013 aponta no sentido de evoluções distintas da quota de produção por parte da incumbente EDP nas principais tecnologias. Há a registar uma relativa estabilização das quotas do incumbente na produção da PRE, embora com um decréscimo gradual entre 2009 e 2013.

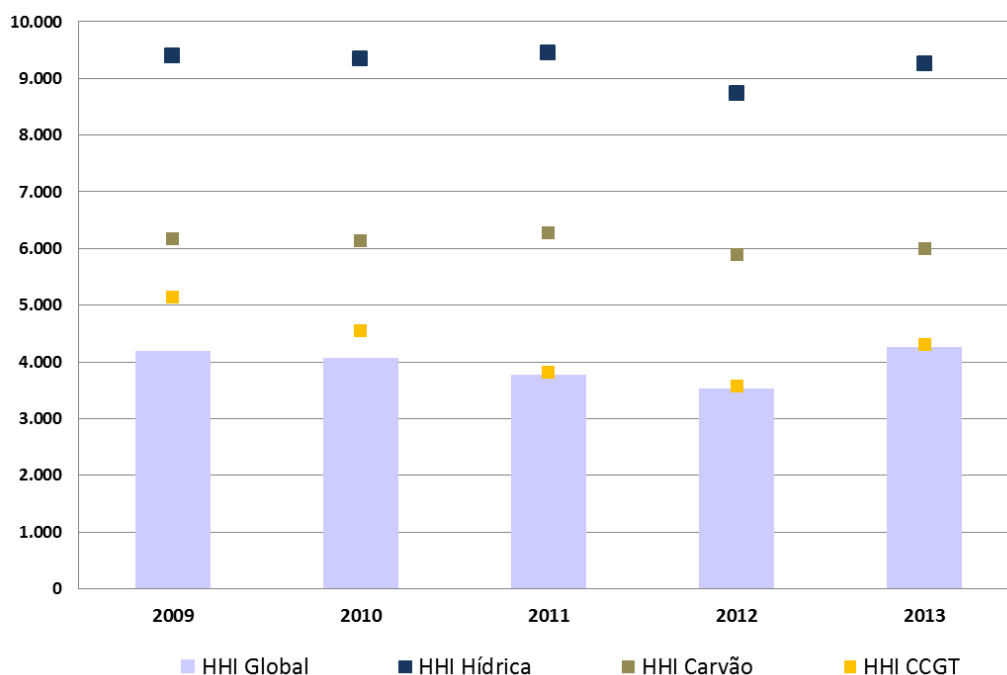
Relativamente à tecnologia hídrica, regista-se um aumento da quota da EDP em 2013, facto que se deve à existência de abundância de água no sistema, fruto de um ano húmido.

No caso dos ciclos combinados a gás natural, apesar da redução significativa observada na produção das centrais de ciclo combinado a gás natural em 2013, a EDP viu a sua quota aumentar devido à redução da produção da Endesa (central do Pego) e da REN Trading (central da Turbogás).

No caso das duas centrais a carvão, o ano de 2013 inverteu a quebra da importância do incumbente na produção de 2012, alinhando com a tendência do período anterior. Efetivamente, entre 2009 a 2011, a central detida pela EDP (Sines), embora com rendimentos nominais mais baixos, beneficiou de menores custos de transporte graças à maior proximidade ao terminal de descarga de carvão face à central operada pela REN Trading (Pego). Em 2012, a REN Trading registou um valor de produção significativamente superior aos registados em anos anteriores, sendo que em 2013, voltou a verificar-se um ganho de quota por parte da EDP motivada pela redução da produção da central do Pego.

Os indicadores de concentração para a produção de energia elétrica, apresentados na Figura 3-21, demonstram que, globalmente, a produção foi, em 2013, empresarialmente mais concentrada que o que ocorrera em 2012. Esta evolução é sustentada fundamentalmente com o aumento do nível de concentração em todas as fileiras de geração dita convencional, enquanto a posição do grupo EDP na produção em regime especial com remuneração garantida se mantém como minoritária face ao global do segmento.

Figura 3-21 – Concentração na produção em termos de produção de energia elétrica



Paralelamente, importa reter que, por impossibilidade de análise mais refinada, a produção em regime especial com remuneração garantida não controlada pela EDP é, para efeitos de cálculo dos indicadores de concentração, integralmente afeta a uma única entidade (uma única quota de mercado), pelo que, por um lado não se consegue observar a real evolução da concentração empresarial na produção em regime especial com remuneração garantida, e, por outro lado, os valores de concentração global serão majorantes dos que realmente existem na atual estrutura do mercado.

3.2.2 MERCADO RETALHISTA

Do ponto de vista do desenvolvimento do mercado retalhista, o ano de 2013 foi marcado pela consolidação do segmento liberalizado em termos de consumo global de eletricidade, motivada por alguns fatores de ordem estrutural:

- A extinção das tarifas reguladas de fornecimento a clientes finais e a adoção de tarifas transitórias sujeitas a um incentivo à mudança de comercializador;

- A implementação de mecanismos regulados de cobertura de risco para os comercializadores;
- O reforço da comunicação aos consumidores finais sobre o processo de abertura de mercado;
- O aperfeiçoamento das regras de mudança de comercializador.

Do mesmo modo, ao nível de fatores conjunturais, os reduzidos diferenciais de preço entre Portugal e Espanha ao nível do mercado grossista propiciaram a perceção de menores riscos comerciais aos comercializadores que operam a partir de Espanha e que concorrem com o operador dominante no mercado português.

A evolução da concentração do mercado retalhista de eletricidade (cujo segmento liberalizado aumentou significativamente em volume) caracterizou-se, em 2013, por um aumento dos comercializadores a atuar no mercado, nomeadamente no segmento dos consumidores domésticos.

A mudança de comercializador em 2013 foi marcada por uma penetração significativa dos comercializadores em regime de mercado nos segmentos de clientes com maior consumo, grandes clientes e consumidores industriais, na casa, respetivamente, dos 99,9% e 95% do total de consumo de cada segmento. O último cliente em MAT passou, em julho de 2013, para o mercado livre, deixando de existir mercado regulado para este segmento.

3.2.2.1 MONITORIZAÇÃO DO NÍVEL DE PREÇOS, DO NÍVEL DE TRANSPARÊNCIA E DO NÍVEL E EFICÁCIA DA ABERTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA

METODOLOGIA DE RECOLHA DE PREÇOS DE REFERÊNCIA E PREÇOS MÉDIOS VERIFICADOS NO MERCADO RETALHISTA

Os comercializadores enviam à ERSE informação atualizada sobre os preços de referência³⁸ que praticam ou preveem praticar, no âmbito da comercialização de eletricidade, para a totalidade dos fornecimentos de eletricidade em Baixa Tensão (BT). Consideram-se preços de referência o conjunto de tarifas, opções tarifárias e os respetivos preços e indexantes por variável de faturação oferecidos pelos comercializadores aos seus clientes, bem como as condições de aplicação das tarifas, designadamente as características de consumo mínimas, duração dos contratos e condições de revisibilidade dos preços. Os preços de referência constituem a oferta comercial básica do comercializador, que não impede a prática de condições contratuais particulares diferenciadas, como sejam a aplicação de descontos ou outras campanhas promocionais.

³⁸ Nos termos do Despacho n.º 18637/2010, de 15 de dezembro, disponível em http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1531/Despacho18637_%202010.pdf.

A informação prestada à ERSE, pelos comercializadores, é integrada em ferramentas de simulação e apoio à tomada de decisão dos consumidores, disponibilizadas pela ERSE na sua página na internet.

Adicionalmente, todos os comercializadores de energia elétrica informam a ERSE, trimestralmente, sobre os preços médios efetivamente praticados no mercado retalhista. Esta informação é utilizada pela ERSE nas suas funções de monitorização e supervisão do mercado de energia elétrica a retalho, constituindo também uma ferramenta de informação para os relatórios produzidos pelos organismos oficiais de dados estatísticos (INE ou EUROSTAT, por exemplo).

TRANSPARÊNCIA

Dando continuidade à disponibilização de informação aos consumidores de eletricidade sobre preços de referência praticados no mercado, bem como de ferramentas informáticas de apoio aos consumidores na escolha de comercializador, a ERSE continua a atualizar e disponibilizar no seu sítio na internet simuladores que assegurem informação objetiva aos consumidores de eletricidade para fazerem as suas opções, de forma fundamentada, nomeadamente quanto à escolha da melhor oferta no mercado, com base nos seguintes simuladores:

- Simulador de potência a contratar.
- Simulador de comparação de preços no mercado para fornecimentos em Portugal continental em BTN.
- Simulador de faturação da eletricidade em Portugal continental em MAT, AT, MT e BTE.
- Simulador de faturação da eletricidade na Região Autónoma dos Açores em MT e BTE.
- Simulador de faturação da eletricidade na Região Autónoma da Madeira em AT, MT e BTE.

De forma garantir a transparência da informação disponibilizada aos consumidores por parte dos comercializadores, a ERSE verifica ainda se estes divulgam na sua página de internet as ofertas que se encontram a praticar no mercado, quer em termos de preços quer de condições comerciais, e se estas se encontram de acordo com a informação sobre preços de referência enviada à ERSE no âmbito da monitorização.

Acresce que nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, os comercializadores com mais de cinco mil clientes têm a obrigação de divulgação pública, através dos meios de comunicação que disponibilizam, bem como nas páginas na internet, das suas ofertas comerciais, bem como das condições gerais dos contratos para clientes em BTN.

Estão também em vigor regras relativas à informação a disponibilizar nas faturas dos clientes, designadamente informação relativas à parcela das tarifas de acesso, à parcela custos de interesse económico geral (CIEG) e à rotulagem de energia elétrica.

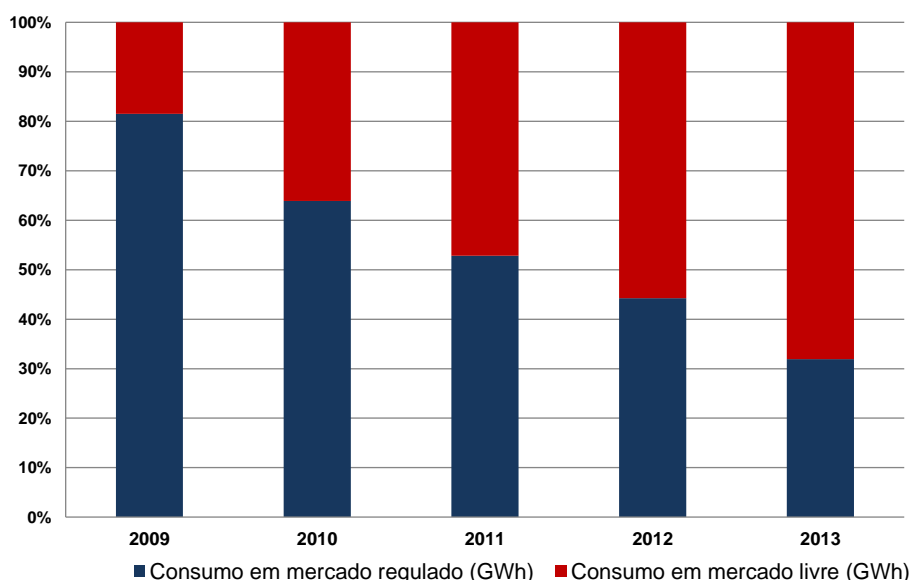
As regras de acesso à informação dos seus consumos estão reguladas pela ERSE nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

O processo de liberalização do setor elétrico em Portugal Continental seguiu uma metodologia idêntica à da maior parte dos países europeus, tendo a abertura de mercado sido efetuada de forma progressiva, começando por incluir os clientes de maiores consumos e níveis de tensão mais elevados.

A evolução do mercado liberalizado em Portugal pode ser observada na Figura 3-22.

Figura 3-22 – Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado

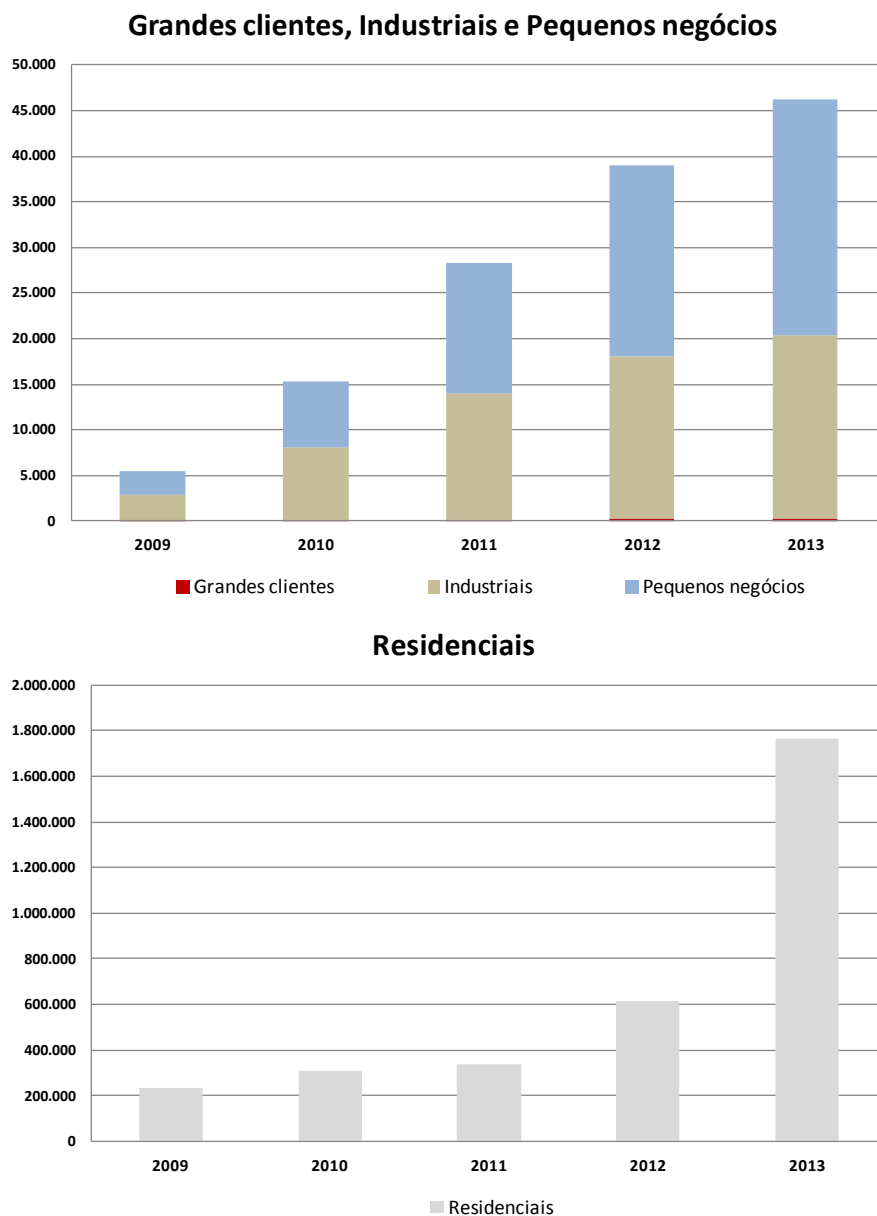


O ano de 2013 veio consolidar a tendência verificada desde 2010, período para o qual o custo da energia implícito na tarifa de último recurso excedeu o preço que o mercado veio a devolver, ditando assim a existência de condições propícias à migração de consumidores da tarifa regulada para o mercado. O aumento da dimensão do mercado liberalizado deve-se igualmente ao processo de extinção de tarifas reguladas que, em janeiro de 2013, abrangeu todo o conjunto de clientes incluindo os residenciais. Com esta evolução, em 2013 o consumo em mercado representou cerca de 68% do consumo total.

O aumento gradual da dimensão do mercado no período analisado, em termos de número total de clientes, deve-se em grande parte à continuação da entrada de clientes residenciais, que em 2013 quase triplicou face ao ano anterior.

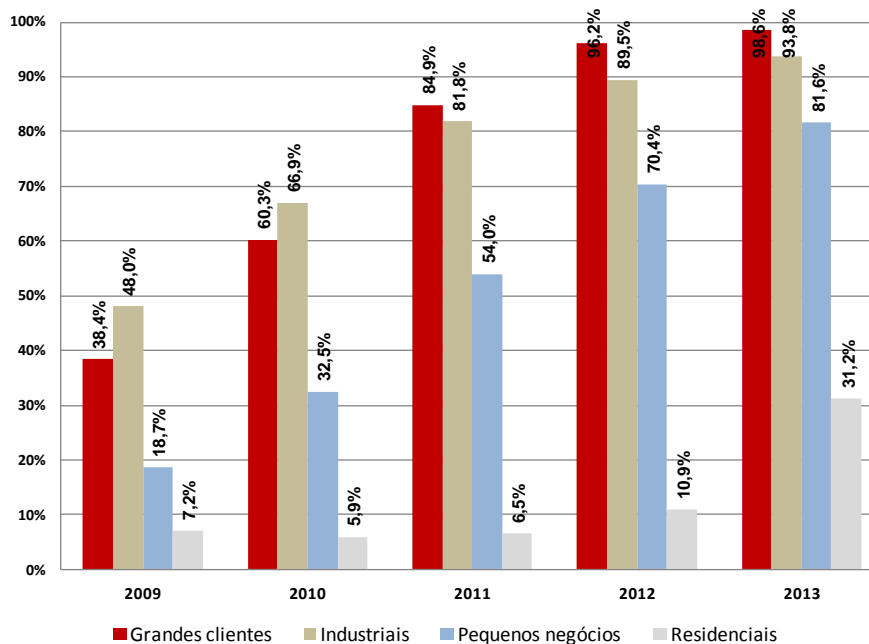
Por outro lado, é possível observar que em 2013 os segmentos com um maior consumo e já abrangidos desde 2011 pela extinção das tarifas – grandes clientes (MAT e AT), industriais (MT) e pequenos negócios (BTE) – verificaram um crescimento do peso relativo do mercado. Salienta-se ainda o facto de todos os clientes em MAT se encontrarem já em mercado livre desde julho de 2013.

Figura 3-23 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental (número de clientes)



A Figura 3-24 apresenta a parte dos consumos de cada segmento de clientes que se encontra em mercado liberalizado, sendo observável que, no conjunto do ano de 2013, cerca de 94% do consumo de clientes industriais foi assegurado por comercializadores em mercado e que quase 99% do consumo de grandes clientes se inseriu na mesma dinâmica.

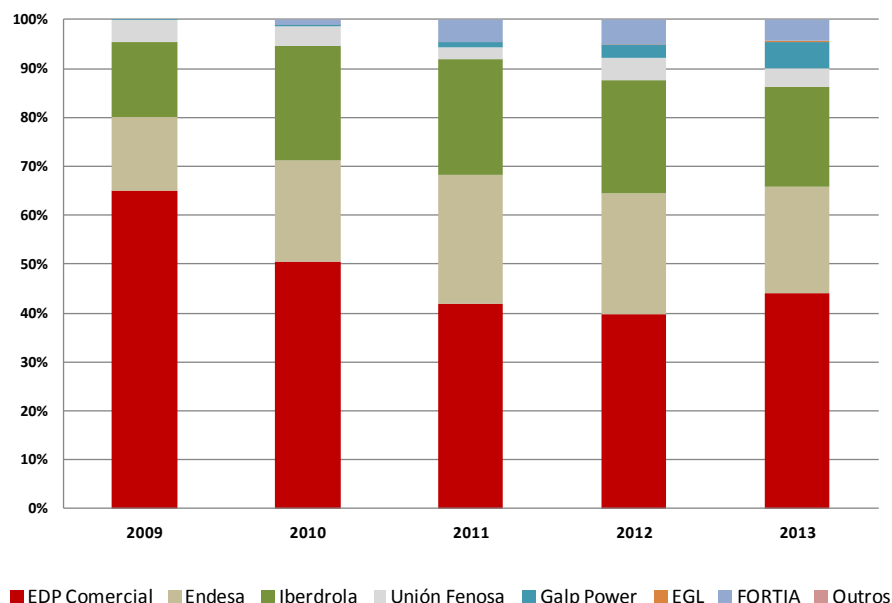
Figura 3-24 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes



Uma análise por segmentos permite verificar que o segmento de clientes industriais é o mais disputado de todos, sendo o segmento de clientes residenciais aquele em que se observa uma maior concentração empresarial, tendo a presença do número de comercializadores neste segmento aumentado no final de 2013.

Apesar do crescimento do mercado liberalizado em 2013, a concentração global empresarial aumentou, nomeadamente nos segmentos de menor consumo (pequenos negócios e domésticos). Apesar da redução da quota de mercado do grupo EDP, principal operador até 2012, este tem vindo a recuperar, representando o comercializador em mercado livre cerca de 44% dos fornecimentos em mercado no último ano conforme, se pode extrair da Figura 3-25.

Figura 3-25 – Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado por empresa comercializadora



A ERSE disponibiliza na sua página na internet uma análise evolutiva do mercado retalhista, em forma de relatório mensal, onde se evidenciam as questões de pressão competitiva no mercado e em cada um dos segmentos que o compõem.

3.2.2.2 RECOMENDAÇÕES SOBRE PREÇOS DE FORNECIMENTO, INVESTIGAÇÕES E MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA

RECOMENDAÇÕES AOS PREÇOS DE FORNECIMENTO

No contexto de tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais em BTN em 2013, a ERSE não publicou recomendações sobre a conformidade dos preços de comercialização nos termos previstos no artigo 3.º da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA

No quadro das competências da regulação setorial em matérias relacionadas com a promoção da concorrência, a ERSE possui competências próprias que lhe advêm do quadro legal do setor elétrico e outras atribuições que decorrem da legislação da concorrência.

Do quadro institucional e jurídico da concorrência e do setor elétrico decorre que a ERSE deve ser consultada pela Autoridade da Concorrência no âmbito de processos de concentração empresarial, sempre que as entidades envolvidas atuem no mercado elétrico. O parecer da ERSE não é vinculativo,

nos termos da lei, podendo as medidas de minimização dos riscos concorrenciais (vulgo “remédios” da operação) ser acompanhadas pela ERSE.

O acompanhamento da concorrência nos mercados elétricos tem uma dimensão estrutural e outra comportamental. Tendencialmente, cabe à regulação setorial atuar sobre as condições estruturais de concorrência no mercado, nomeadamente através da regulamentação que deve induzir princípios de desenvolvimento concorrencial do mercado. No quadro da atuação comportamental, a ERSE enquanto regulador setorial tem competências específicas de monitorização do funcionamento do mercado elétrico, devendo, nos termos dos seus estatutos, notificar a Autoridade da Concorrência de eventuais práticas contrárias ao direito da concorrência.

Tal como referido na secção 3.1.4, em 2013 entrou em funcionamento um mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal-Espanha que prevê a realização de leilões de atribuição explícita de capacidade de interligação, através da colocação em negociação de contratos de direitos financeiros sobre capacidade (FTR) na interligação, o qual se encontra alinhado com a legislação e regulamentação europeias, sendo o primeiro mecanismo europeu a assegurar a colocação FTR, o que transmite o grau de aprofundamento e de cooperação intersetorial, garantindo e salvaguardando o acesso de terceiros às interligações transfronteiriças. Este mecanismo permite aos agentes cobrir o risco do diferencial de preço entre Portugal e Espanha, sendo portanto um elemento da gestão de risco relativo à colocação de energia pelos produtores e à aquisição de energia pelos comercializadores, diversificando as fontes de aprovisionamento dos agentes presentes nas duas áreas de mercado do MIBEL.

A 15 de março de 2013, dia mundial dos direitos do consumidor, a ERSE publicou uma Recomendação aos comercializadores (Recomendação n.º 2/2013), relativa a aspetos da contratação de eletricidade e de gás natural relevantes para os consumidores: a existência e abrangência de períodos de fidelização, a disponibilização de meios de pagamento e a indexação de preços no mercado liberalizado de energia. A ERSE recomendou aos comercializadores que a existência de fidelização e indexação do preço praticado no contrato sejam previamente explicadas (antes do contrato ser assinado) e devidamente justificadas pelos comercializadores (o porquê de existirem e as contrapartidas para o consumidor). Relativamente a meios de pagamento disponibilizados aos clientes, estes devem ser diversificados e não podem excluir os consumidores das ofertas em mercado.

DÉFICE TARIFÁRIO

Em 2013 os valores em dívida das principais rubricas do défice tarifário do setor elétrico eram os constantes do quadro seguinte.

Quadro 3-5 – Défice tarifário

Unid: 10³ EUR

	Saldo em dívida em 2013
Défice tarifário 2006/2007	152 476
Défice tarifário 2008	1 334 696
Défice tarifário 2012	751 886
Défice tarifário 2013	1 274 819
Outros	163 142
Total	3 677 019

A variação das tarifas de venda a clientes finais em BT definidas para o ano 2006 e em BTN definidas para 2007 foram limitadas, o que criou um défice tarifário nas empresas reguladas. A recuperação destes défices é feita em prestações contantes através da tarifa de UGS durante um período de 10 anos com início em 2008.

Nas tarifas de 2009, os ajustamentos tarifários de 2007 e 2008 relativos aos custos da energia foram diferidos por um período de 15 anos com efeitos a partir de 2010, bem como o sobrecusto com a aquisição de energia a produtores em regime especial com remuneração garantida relativo a 2009.

Posteriormente, em 2011 foi definido que os sobrecustos com a PRE com remuneração garantida eram recuperados num período quinquenal com efeitos a partir de tarifas de 2012 e no máximo até 2020. Assim, para 2013 foi criado mais um défice tarifário correspondente ao sobrecusto da PRE de 2013 incluindo os ajustamentos de 2011 e 2012.

3.3 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

No quadro legal português, as competências relativas à segurança do abastecimento no setor elétrico e no setor do gás natural são da responsabilidade do Governo que delegou na Direção Geral de Energia e Geologia a responsabilidade da sua monitorização³⁹. Contudo, a ERSE acompanha a evolução da capacidade instalada e a evolução da procura, que de seguida se desenvolve.

3.3.1 MONITORIZAÇÃO DO BALANÇO ENTRE OFERTA E PROCURA

A margem de capacidade, definida como a diferença entre a capacidade de produção instalada e a ponta máxima anual de consumo, referida à capacidade instalada, atingiu no último ano 53% face aos 54% registados em 2012 e 51% registados em 2011. Apesar da potência total instalada ter verificado uma

³⁹ Republicado em 8 de outubro de 2012 através dos Decretos-Lei n.º 215-A/2012 e n.º 215-B/2012.

redução de 756 MW, a manutenção da margem de capacidade fica a dever-se à simultânea redução da ponta de consumo face ao ano anterior.

A evolução da potência instalada e da máxima potência solicitada apresenta-se no Quadro 3-6.

Quadro 3-6 – Margem de capacidade

	2013 (MW)	2012 (MW)	2011 (MW)	2010 (MW)	2009 (MW)	2013/2009 Variação (%)
Potência instalada total	17 790	18 546	18 903	17 905	16 738	6%
Térmica	5 750	6 697	7 407	7 407	6 690	-14%
Hidráulica	5 239	5 239	4 980	4 578	4 578	14%
PRE	6 801	6 610	6 516	5 920	5 470	24%
Potência máxima anual	8 322	8 554	9 192	9 403	9 217	-10%
Margem de capacidade	9 468	9 992	9 711	8 502	7 521	26%
	(53%)	(54%)	(51%)	(47%)	(45%)	

Fonte: Dados de 2013 obtidos a partir da REN. No quadro, o termo PRE corresponde à PRE com remuneração garantida.

Em complemento, verifica-se que o consumo de energia elétrica em 2013 se situou em 49,2 TWh, registando-se um aumento ligeiro de 0,2% (com correção do efeito de temperatura e número de dias úteis, a variação face ao ano anterior é nula).

Em 2013 verificaram-se condições hidrológicas favoráveis, com um índice de hidraulicidade de 1,17. As centrais hidroelétricas (sem remuneração garantida e não incluindo a mini-hídrica) contribuíram para o abastecimento de 26% do consumo, praticamente o dobro do verificado no ano anterior, tendo as centrais térmicas assegurado uma quota de 36%, com 14% da produção a partir de centrais de gás natural (incluindo cogeração) e 22% a partir de centrais a carvão.

As entregas dos produtores eólicos registaram a sua quota mais elevada de sempre, cerca de 23%, tendo a produção em regime especial com remuneração garantida abastecido 43% do consumo.

O saldo importador sofreu uma redução de 69% e representou 5% do consumo.

A repartição percentual da produção de eletricidade por fonte de energia nos últimos 5 anos é apresentada no Quadro 3-7.

Quadro 3-7 – Repartição da produção

	2013	2012	2011	2010	2009
Gás Natural (sem PRE)	3%	11%	28%	28%	23%
Saldo Importador	5%	16%	6%	5%	9%
Carvão	22%	24%	18%	13%	24%
Hidráulica (sem PRE)	26%	12%	20%	28%	14%
PRE (com mini-hídrica)	43%	37%	36%	34%	29%
Fuel	0%	0%	0%	1%	1%

Fonte: Dados de 2013 obtidos a partir da REN. No quadro, o termo PRE corresponde à PRE com remuneração garantida.

Em 2013, ao nível das centrais em regime ordinário, manteve-se a capacidade instalada em centrais hidroelétricas, tendo sido desclassificada a central de Setúbal, a fuelóleo, com 947 MW, que operou desde 1979.

Em termos de produção em regime especial, salienta-se a instalação de novos 174 MW por produtores eólicos e 62 MW por produtores fotovoltaicos, atingindo um total de 6 801 MW.

No desenvolvimento da RNT destaca-se em Trás-os-Montes a nova ligação entre as subestações de Valpaços e Vila Pouca de Aguiar, concluindo o fecho da malha a 220 kV do eixo transmontano entre Lagoaça e Valdigem. No eixo do Douro e zona do Porto salientam-se as ligações a 400 kV Armamar-Recarei e Recarei-Vermoim a par da introdução dos 400 kV em Vermoim.

Na região a sul do Grande Porto refere-se a abertura da nova subestação 400/60 kV da Feira, e na região da Beira Interior foi colocada em serviço a segunda ligação a 150 kV entre as subestações da Falagueira e de Castelo Branco.

Na região de Lisboa destaca-se a construção do novo circuito subterrâneo a 220 kV entre Alto de Mira e Sete Rios, bem como, na Península de Setúbal, a introdução de 400 kV na subestação de Fernão Ferro.

Em termos de qualidade de serviço, a rede de transporte apresentou o segundo melhor desempenho de sempre com um Tempo de Interrupção Equivalente de 0,09 minutos.

A satisfação do consumo pelos diversos meios de abastecimento é apresentada no Quadro 3-8.

Quadro 3-8 – Abastecimento do consumo

	2013 (GWh)	2012 (GWh)	Variação (%)
Produção hidráulica	13 303	5 824	128,4
Produção térmica	12 690	17 974	-29,4
PRE	21 844	18 755	16,5
Saldo importador	2 782	7 895	-64,8
Bombagem hidroelétrica	1 458	1 388	5,0
Consumo total	49 161	49 060	0,2

Fonte: Dados de 2013 obtidos a partir da REN. No quadro, o termo PRE corresponde à PRE com remuneração garantida.

No tocante à potência máxima solicitada à rede pública, ocorreu no dia 9 de dezembro com 8322 MW, valor inferior em 232 MW ao observado em fevereiro de 2012, verificando-se uma redução da potência máxima anual pelo terceiro ano consecutivo.

A evolução da potência máxima anual é apresentada no Quadro 3-9.

Quadro 3-9 – Potência máxima anual

Ano	Dia	Potência (MW)	Variação (%)
2013	09-Dez	8 322	-2,71
2012	13-Fev	8 554	-6,94
2011	24-Jan	9 192	-2,24
2010	11-Jan	9 403	2,02
2009	12-Jan	9 217	2,72

Fonte: Dados de 2013 obtidos a partir da REN

A evolução da potência instalada no final de cada ano é apresentada no Quadro 3-10.

Quadro 3-10 – Parque eletroprodutor

	2013 (MW)	2012 (MW)	Variação (MW)
CENTRAIS HIDROELÉCTRICAS	5 239	5 239	0
CENTRAIS TERMOELÉCTRICAS	5 750	6 697	-947
Carvão	1 756	1 756	0
Gás natural	3 829	3 829	0
Fuel / Gás natural / Gasóleo	165	1 112	-947
POTÊNCIA INSTALADA PRE	6 801	6 610	191
Produtores Térmicos	1 738	1 779	-41
Produtores Hidráulicos	413	417	-4
Produtores Eólicos	4368	4194	174
Produtores Fotovoltaicos	282	220	62
Produtores Energia das Ondas	0	0	0
TOTAL	17 790	18 546	-756

Fonte: Dados de 2013 obtidos a partir da REN

3.3.2 MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS EM PRODUÇÃO

Durante 2013, no tocante aos novos investimentos em produção, não houve desenvolvimentos relevantes face à situação descrita no relatório anterior.

No caso do parque térmico, para além da já referida desclassificação da central de Setúbal em 2013, a evolução expectável do sistema electroprodutor em regime ordinário até 2030, resulta, de acordo com a DGEG⁴⁰, do desenvolvimento dos projetos de construção de 4 novos grupos CCGT de 400 MW que se encontram licenciados e da informação mais recente sobre as intenções de investimento pelos produtores.

De igual modo, a evolução do parque hidroelétrico também não sofreu alterações, mantendo-se a previsão de reforços de potência dos aproveitamentos existentes, num total de cerca de 1500 MW, dos quais mais de 1080 MW são reversíveis. Para além disso existem dois novos aproveitamentos hidroelétricos em fase de implementação, um no Baixo Sabor (168 MW reversíveis) e outro em Ribeiradio (70 MW). Até 2030 admite-se a concretização do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico, que contempla um conjunto de 10 outros novos aproveitamentos, totalizando cerca de 1100 MW de potência, dos quais 810 MW em equipamento reversível.

⁴⁰ Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional para o período de 2013 a 2030.

De acordo com o Plano Nacional de ação para as Energias Renováveis (PNAER 2020)⁴¹, prevê-se a evolução da potência instalada indicada no Quadro 3-11.

Quadro 3-11 – Evolução prevista para a PRE

	2014 (MW)	2020 (MW)
Eólica	4742	5300
Hídrica (< 10 MW)	362	400
Hídrica (> 10 MW)	5499	8540
Biomassa	754	828
Solar	359	720
Ondas	0	6
Geotérmica	29	29

Fonte: PNAER 2020.

3.3.3 MEDIDAS PARA COBERTURA DE PICOS DE PROCURA OU FALHAS DE FORNECIMENTO

Relativamente à segurança do abastecimento no setor elétrico, durante o ano de 2013 não houve incidências que motivassem a necessidade de implementar medidas destinadas a garantir a cobertura de picos de procura ou falhas de fornecimento.

⁴¹ PNAER 2020: Parte II da Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, publicada no Diário da República, 1.ª série, de 10 de abril.

4 MERCADO DO GÁS NATURAL

4.1 REGULAÇÃO DAS REDES

4.1.1 SEPARAÇÃO DE ATIVIDADES

CERTIFICAÇÃO DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

Em 2013, o processo de certificação da REN Gasodutos, S.A., como operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) em regime de separação total de propriedade (*“ownership unbundling”*), ao abrigo das disposições conjugadas dos artigos 9.º e 10.º da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho e do artigo 3.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, continuou com desenvolvimentos relevantes que culminaram com a apresentação à Comissão Europeia, por parte da ERSE, de um projeto de decisão sobre a certificação do operador da RNTGN, já em 2014. Nos termos previstos no referido artigo 3.º, o projeto de decisão aguarda agora o parecer da Comissão Europeia, para que a decisão final possa ser aprovada pela ERSE.

DIFERENCIAÇÃO DE IMAGEM

O disposto no artigo 26.º, n.º 3 da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, foi transposto para o ordenamento jurídico nacional através da publicação do Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho, introduzindo alterações à legislação que serve de base à organização e funcionamento do SNGN (Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro). Esta mesma legislação foi já alterada e republicada pelo Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, e desenvolvida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, também de 26 de outubro, alterando a anterior legislação complementar sobre o setor do gás natural (Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho). Em abril de 2013 foi publicado o novo RRC do setor do gás natural, bem como demais regulamentos abrangidos pela revisão regulamentar desencadeada no segundo semestre de 2012. Nesta revisão regulamentar foram estabelecidos os termos e os prazos para efeitos de aprovação pela ERSE das regras aplicáveis à diferenciação de imagem e de comunicação por parte do operador da rede de distribuição e do comercializador de último recurso, entre si e em relação às restantes entidades que atuam no SNGN.

4.1.2 FUNCIONAMENTO TÉCNICO

4.1.2.1 BALANÇO

As regras de balanço, durante o ano 2013, integraram o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN (MPGTG) aprovado pela ERSE.

No MPGTG são detalhadas as metodologias para a determinação das repartições nos pontos relevantes da RNTGN, a partir das quais se apuram os balanços individuais dos agentes de mercado que, em concreto, correspondem aos quantitativos de gás natural que cada agente de mercado dispõe nas infraestruturas que compõem a RNTIAT.

No caso da RNTGN, os agentes de mercado devem gerir o encontro entre a oferta e a procura de gás natural na rede de transporte para que os balanços individuais se situem entre as existências máximas e mínimas que lhes são atribuídas anualmente, de acordo com a metodologia publicada no MPGTG. Esta abordagem traduz-se numa tolerância atribuída a cada agente de mercado, em função da dimensão da sua carteira de clientes e dos segmentos de mercado que abastecem, designadamente o mercado electroprodutor e o mercado convencional, refletindo ainda a capacidade de acumulação da rede (*linepack*).

Consideram-se em desequilíbrio individual os agentes de mercado cujos balanços violem as tolerâncias determinadas pelas suas existências individuais máximas e mínimas, sendo-lhes aplicada uma penalidade aderente aos custos que os referidos desequilíbrios provocam no sistema, em conformidade com o estabelecido no mecanismo de incentivo à reposição de equilíbrios individuais integrado no MPGTG.

O mecanismo de incentivo à reposição de equilíbrios individuais aplica penalidades baseadas na tarifa de armazenamento do terminal de GNL, nos casos em que os agentes se encontrem em desequilíbrio na RNTGN detendo um *stock* positivo de gás no SNGN. Nas situações em que ocorra um balanço negativo no SNGN, em agregado, a penalidade é determinada com base na valorização do gás natural em mercados de referência. Assim, procura-se, por um lado, um maior envolvimento dos agentes de mercado na gestão do aprovisionamento das respetivas carteiras de clientes e, por outro lado, uma imputação adequada dos custos incorridos com o balanceamento da RNTGN.

4.1.2.2 ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE ARMAZENAMENTO, *LINEPACK* E SERVIÇOS AUXILIARES

O envolvimento dos agentes de mercado na gestão do aprovisionamento das suas carteiras de clientes beneficia de tolerâncias individuais para, em base diária, realizar o encontro entre a oferta e a procura de gás natural na rede de transporte. Essas tolerâncias correspondem, na prática, a um acesso implícito ao *linepack*, ou seja, o operador da rede de transporte assume, sem uma imputação unívoca de custos, o

balanço dos agentes de mercado, desde que os desvios se situem dentro das respetivas tolerâncias individuais. O custo deste serviço de base (balanço residual) é incorporado nas tarifas de uso da rede de transporte, sendo o acesso implícito ao *linepack* proporcional à capacidade utilizada pelos agentes de mercado na RNTGN, discriminando-se positivamente os agentes de mercado de menos expressão que, em termos relativos, beneficiam de tolerâncias maiores.

Para além do acesso implícito ao *linepack* na rede de transporte, aplica-se, de forma explícita, um regime de acesso de terceiros regulado (rTPA) para a armazenagem de gás natural na infraestrutura de armazenamento subterrâneo do Carriço e no terminal de GNL de Sines. A ERSE aprova os mecanismos de atribuição de capacidade, integrados no Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas do SNGN (MPAI) e as tarifas de uso para as referidas infraestruturas, salvaguardando a existência de capacidade disponível para a gestão comercial dos agentes de mercado.

A ERSE monitorizou as condições de acesso às infraestruturas de armazenamento, em especial as situações potenciais de congestionamento na infraestrutura do Carriço, verificadas em 2013, salientando-se ter havido, até ao momento, disponibilidade de capacidade para as solicitações dos agentes de mercado.

4.1.2.3 ACESSO DE TERCEIROS AO ARMAZENAMENTO

Em 2013, aplicou-se no SNGN o regime de acesso de terceiros regulado às infraestruturas de armazenamento de gás natural.

De salientar que o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe é dada no Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, e o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe é dada no Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, estabelecem que, quanto ao acesso de terceiros às redes e infraestruturas da RNTIAT, mantém-se a matriz do acesso regulado, abrindo-se, no entanto, a possibilidade de novas concessões para o armazenamento subterrâneo, não destinado à constituição e manutenção de reservas de segurança, beneficiarem de um regime de acesso negociado.

4.1.2.4 LIGAÇÕES

A regulamentação em vigor não estabelece qualquer indicador nem padrão relativo às ligações às redes, obrigando, contudo, os operadores de redes a enviar semestralmente à ERSE informação sobre o número de ligações efetuadas, participações dos requisitantes discriminadas por tipo de elementos, extensão total dos elementos construídos, prazos médios de orçamentação e prazos médios de execução e o número de alterações em ligações existentes.

4.1.2.5 QUALIDADE DE SERVIÇO

O RQS do setor do gás natural prevê, na sua vertente técnica, a monitorização da qualidade de serviço prestada pelos vários operadores das infraestruturas, abrangendo três áreas: continuidade de serviço, características do gás natural e pressão de fornecimento a clientes. O RQS define as regras de avaliação e caracterização da qualidade do serviço de fornecimento de gás natural e aplica-se aos clientes, aos comercializadores e aos operadores das infraestruturas do setor.

O relatório anual da qualidade de serviço do setor do gás natural publicado pela ERSE, previsto no RQS, tem por objetivo caracterizar, de modo sumário, a qualidade de serviço prestada pelas entidades do setor do gás natural.

Em relação ao terminal de GNL, estão estabelecidos indicadores gerais de continuidade de serviço com o objetivo de avaliar o serviço prestado por esta infraestrutura nos seguintes processos: receção de GNL proveniente dos navios metaneiros, carga de camiões-cisterna com GNL (para fornecimento das unidades autónomas de GNL) e injeção de gás natural na rede de transporte.

No ano gás 2012-2013, os aspetos mais significativos em termos de desempenho do terminal de GNL foram os seguintes:

- Os enchimentos de camiões cisterna com atraso corresponderam a 9% do número total de enchimentos. Este valor compara com 19% e 13% dos anos gás 2010-2011 e 2011-2012, respetivamente, sendo as principais causas de atraso a indisponibilidade das baías de enchimento e problemas técnicos e indisponibilidades de operação no terminal de GNL;
- O número de descargas de navios metaneiros foi de 31, menos 1 face ao ano anterior. Registaram-se duas situações de atraso na descarga de navios metaneiros, apenas uma por responsabilidade do operador do terminal de GNL com a duração de 9 minutos;
- As nomeações de injeção de gás natural para a rede de transporte registaram cumprimento de 100%, tal como nos anos anteriores.

Em termos da continuidade de serviço associada ao armazenamento subterrâneo importa avaliar a gestão dos fluxos de gás natural entre esta infraestrutura e a rede de transporte. No ano gás 2012-2013 o cumprimento das nomeações de injeção e extração e o cumprimento energético de armazenamento foi de 100%.

A avaliação da continuidade do serviço de fornecimento da rede de transporte é efetuada através de indicadores gerais que consideram o número e a duração das interrupções aos pontos de entrega. Nos quatro últimos anos não ocorreram interrupções na rede de transporte.

Nas redes de distribuição, tal como na rede de transporte, o desempenho é avaliado através de indicadores que consideram o número e a duração das interrupções. No ano gás 2012-2013, das 11

redes de distribuição existentes, 5 não registaram interrupções (Duriensegás, Beiragás, Dianagás, Sonorgás e Paxgás) e apenas 0,3% das cerca de 1,3 milhões de instalações de clientes registaram interrupções (valor mais baixo desde o ano gás 2007-2008), sendo que nenhum cliente foi afetado por mais do que uma interrupção. A grande maioria (67%) das interrupções ocorridas nas redes de distribuição foi devida a casos fortuitos ou de força maior (c.f.f.m.), motivados por intervenção de terceiros nas redes. A duração média das interrupções por cliente foi inferior a 2 minutos em todas as redes de distribuição. Os padrões estabelecidos para os valores dos vários indicadores foram cumpridos.

Nos quatro últimos anos foram respeitados todos os limites estabelecidos no RQS para as características do gás natural, monitorizadas pelo operador da rede de transporte e pelo operador do terminal de GNL.

Todos os operadores das redes de distribuição apresentaram informação sobre a monitorização da pressão nas suas redes. No ano gás 2012-2013, a pressão de fornecimento foi monitorizada em 535 pontos das redes de distribuição, tendo sido verificadas situações pontuais de não cumprimento dos limites da pressão estabelecidos na legislação aplicável e nas metodologias de monitorização que, de acordo com os operadores das redes de distribuição, não tiveram impacto no fornecimento de gás natural aos clientes.

4.1.2.6 MEDIDAS DE SALVAGUARDA

Em caso de crise repentina no mercado da energia e de ameaça à segurança física ou outra, de pessoas, equipamentos, instalações, ou à integridade das redes, designadamente por via de acidente grave ou evento de força maior, o membro do Governo responsável pela área da energia pode tomar, a título transitório e temporariamente, as medidas de salvaguarda necessárias⁴².

Em 2013 não houve incidências que motivassem a necessidade de implementar medidas de salvaguarda, conforme estabelecido no artigo 46.º da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

⁴² Artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

4.1.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS E CUSTOS DE LIGAÇÃO

PROCEDIMENTOS E METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

Em abril de 2013, entrou em vigor o novo Regulamento Tarifário de Gás Natural⁴³, que introduziu um conjunto de mudanças significativas relativas aos procedimentos e metodologias de cálculo das tarifas de acesso às infraestruturas de gás natural, que se resumem nos seguintes vetores:

- **Harmonização regulatória no plano ibérico e no contexto dos códigos de rede europeus que emanaram do terceiro pacote de diretivas do mercado interno da energia.** Neste contexto, foi definido um modelo de atribuição de capacidade com reserva vinculativa, sendo a capacidade de interligação oferecida de forma agregada nas duas interligações, num único ponto virtual de interligação. Foram introduzidos no modelo de contratação de capacidade, produtos de capacidade anuais, trimestrais, mensais e diários, o que permite que os vários comercializadores adaptem as suas necessidades de capacidade ao perfil de consumo da sua carteira de mercado. Foi também decidido a alteração do ano de atribuição de capacidade para o período entre 1 de outubro a 30 de setembro de cada ano civil em linha com o período adotado no Código de Rede Europeu dos Mecanismos de Atribuição de Capacidade e com o período acordado no processo de harmonização de atribuição de capacidade na interligação Portugal-Espanha, com efeitos a partir de 2014.
- **Alteração do modelo de atribuição de capacidade e de tarifação do uso das infraestruturas de alta pressão.** A tarifa passa a aplicar-se aos valores de capacidade reservada alterando-se o modelo anterior no qual a tarifa se aplicava ao uso efetivo da capacidade. Esta alteração visa incentivar a correta programação do uso das infraestruturas e um planeamento adequado da sua utilização pelos agentes de mercado na medida em que a reserva de capacidade acima das necessidades implica um pagamento. Este modelo de contratação da capacidade não se aplica aos pontos de saída para clientes finais em Alta Pressão, para as redes de distribuição e para as instalações abastecidas por UAG, para os quais se mantém o modelo de atribuição de capacidade em função do consumo.
- **Medidas de eficiência na regulação através da consolidação/implementação de regulação por incentivos e adoção de mecanismos mitigadores do impacto da volatilidade da procura.** Em linha com o estabelecido nas *Framework Guidelines* sobre Estrutura Tarifária do Transporte, foi decidido que o desconto derivado da interruptibilidade na interligação deve ser

⁴³ Aprovado pelo Regulamento n.º 139-E/2013, de 16 de abril.

função da probabilidade de interrupção e que o preço dos produtos de capacidade em contrafluxo deve ter em conta os reduzidos custos marginais, nomeadamente associados aos custos dos sistemas informáticos e aos custos administrativos necessários.

- **Melhoria nos instrumentos de flexibilidade tarifária de modo a adaptar o modelo tarifário às utilizações intermitentes e sazonais de gás natural.** Neste contexto, foi criada uma nova opção tarifária de acesso às redes e nas tarifas por atividade de uso das redes, que contempla uma capacidade base anual, definida *ex ante* pelo cliente, e um preço associado à capacidade mensal determinada *ex post* em função do consumo verificado.

A aprovação do Regulamento Tarifário e das suas alterações, pela ERSE, é precedida de consulta pública e de parecer do Conselho Tarifário. O processo de fixação das tarifas, incluindo a sua calendarização, está também nos termos da lei e dos regulamentos da ERSE.

Com o objetivo de enquadrar a metodologia de cálculo das tarifas, caracteriza-se sucintamente o sistema tarifário português. As tarifas de acesso às infraestruturas que são aplicadas a todos os consumidores de gás natural pelo acesso às respetivas infraestruturas, em particular, as tarifas de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição, de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e de Uso do Armazenamento Subterrâneo.

Estas tarifas de acesso às infraestruturas são pagas, na situação geral, pelos comercializadores em representação dos seus clientes. Podem ser pagas diretamente pelos clientes que sejam agentes de mercado, que correspondem a clientes que compram a energia diretamente nos mercados e que se responsabilizam pela gestão dos desvios decorrentes da diferença entre as contratações de capacidade, previsões de procura das suas carteiras de clientes e os consumos efetivos registados, em função das margens comerciais definidas pela ERSE⁴⁴.

PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

A variação do preço médio das tarifas de Acesso às Infraestruturas para o ano gás 2013-2014, relativamente ao ano gás anterior 2012-2013, consta dos quadros seguintes.

⁴⁴ Nos termos da Diretiva ERSE n.º 24/2013, de 6 de Dezembro.

Quadro 4-1 – Evolução tarifária do acesso às Infraestruturas para o ano gás 2013-2014

Tarifas de acesso por nível de pressão	Preço médio 2012-2013 (EUR/MWh)*	Preço médio 2013-2014 (EUR/MWh)	Variação
T. Acesso C. Eletroprodutores	2,88	3,05	5,80%
T. Acesso Clientes AP	2,22	2,15	-3,30%
T. Acesso MP	5,65	6,52	15,30%
T. Acesso BP>	18,28	20,66	13,10%
T. Acesso BP<	37,48	40,48	8,00%

* Aplicação das tarifas de 2012 à procura prevista para 2013

Quadro 4-2 – Evolução tarifária por atividade 2013-2014 / 2012-2013

Tarifas por atividade	Tarifas 2012-2013, consumos 2013-2014*	Tarifas 2013-2014, consumos 2013-2014	Variação
Terminal Sines	1,41	1,41	0,0%
Armazenamento Subt.	9,97	7,25	-27,3%
Uso da Rede Transporte	2,43	2,16	-11,5%
Uso da Rede Distribuição	10,91	12,40	13,6%
Uso Global do Sistema	0,62	0,79	27,6%

* Aplicação das tarifas de 2012 à procura prevista para 2013

Nas figuras seguintes apresentam-se a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, pelas várias tarifas que as compõem, para cada nível de pressão. O acesso em alta pressão não inclui os centros eletroprodutores.

Figura 4-1 – Decomposição do preço médio das tarifas de Acesso às Redes

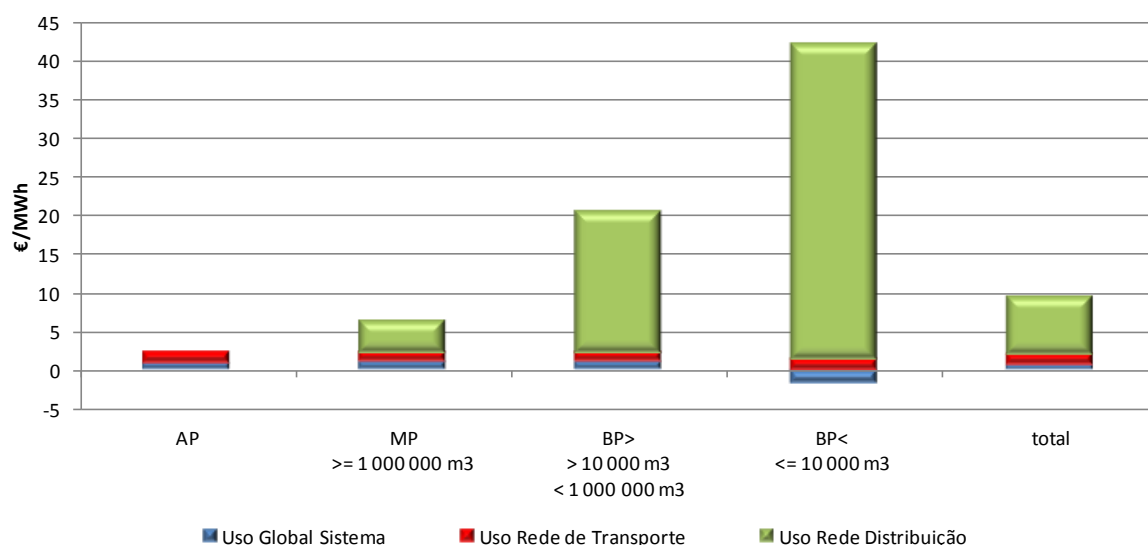
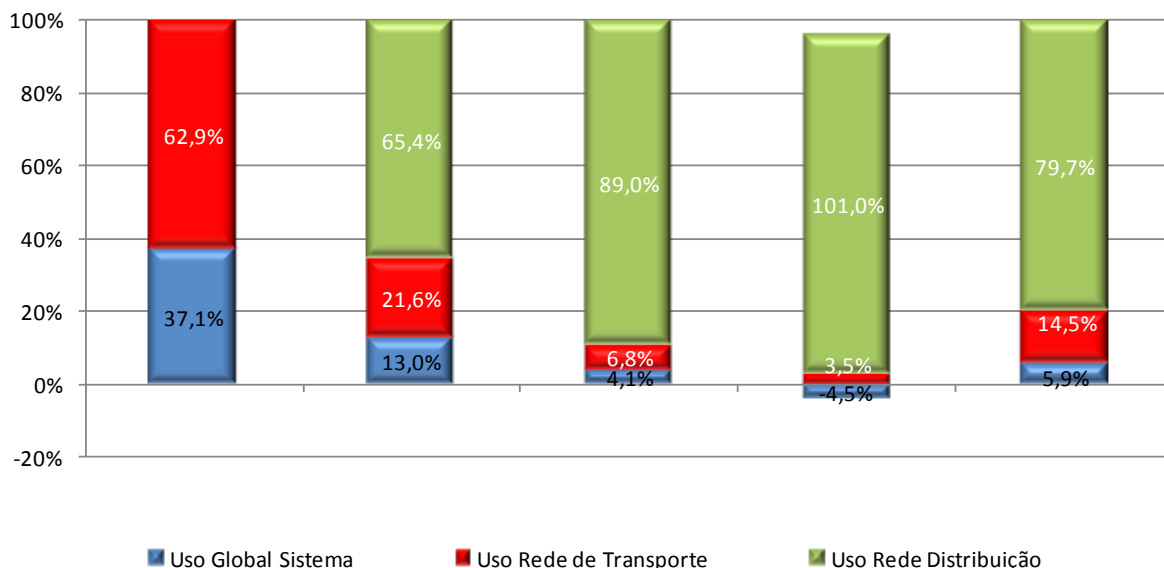


Figura 4-2 – Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



TARIFAS E ATIVIDADES REGULADAS DO SETOR DO GÁS NATURAL

No setor do gás natural existem diversas atividades reguladas cujos proveitos permitidos são estabelecidos pela ERSE sendo recuperados pelas seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL, Uso do Armazenamento Subterrâneo, Uso da Rede de Distribuição em MP, Uso da Rede de Distribuição em BP, Energia e Comercialização.

Os preços das tarifas em cada atividade são determinados tal que, por um lado, a sua estrutura seja aderente à estrutura dos custos marginais ou incrementais e, por outro, que os proveitos permitidos em cada atividade sejam recuperados.

ADITIVIDADE TARIFÁRIA APLICADA ÀS TARIFAS DE ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

Os clientes que pretendam utilizar as infraestruturas de gás natural, nomeadamente as redes, o terminal de GNL e o armazenamento subterrâneo, devem pagar as respetivas tarifas de acesso.

O acesso às redes é pago por todos os consumidores de gás natural. As tarifas de acesso às redes são obtidas por adição das seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição. Os preços das tarifas de acesso de cada variável de faturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por atividade. Na medida em que as tarifas que compõem essa soma são baseadas nos custos marginais, são evitadas subsidiação cruzadas entre clientes e garantida uma afetação eficiente de recursos.

A tarifa de Uso do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e a tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo apenas são pagas pelos utilizadores destas infraestruturas.

Esta metodologia de cálculo possibilita o conhecimento detalhado dos vários componentes tarifários por atividade ou serviço. Assim, cada cliente pode saber exatamente quanto paga, por exemplo, pelo uso da rede de distribuição em MP e em que termos de faturação esse valor é considerado. A transparência na formulação de tarifas, que é consequência da implementação de um sistema deste tipo, assume especial importância para os clientes sem experiência na escolha de fornecedor e, em particular, para os clientes com menos informação.

FORMAS DE REGULAÇÃO NO APURAMENTO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Em 2013 ocorreu o início do período de regulação 2013-2014 a 2015-2016, tendo-se realizado uma análise ao desempenho das atividades nos períodos regulatórios anteriores e uma avaliação dos parâmetros e dos indutores de custos utilizados. A ERSE avaliou também as formas de regulação das atividades do setor do gás natural, tendo daí resultado algumas alterações. As principais alterações, por atividade, foram as seguintes:

- Atividade de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de GNL – aplicação de uma metodologia do tipo *price cap* nos custos operacionais (OPEX) com redefinição dos parâmetros; aplicação de um mecanismo de atenuação de ajustamentos tarifários que reconhece as externalidades positivas para todo o sistema nacional de gás natural associadas a esta atividade.
- Atividade de Armazenamento Subterrâneo – introdução de uma metodologia de regulação do tipo *price cap* no OPEX.
- Atividade de Compra e Venda de Gás Natural – definição de duas funções decorrentes da compra e venda de gás natural no âmbito dos contratos de aprovisionamento de longo prazo e no âmbito do mercado; inclusão de um mecanismo para a progressiva aquisição em mercado por parte do CUR Grossista, cuja definição será objeto de subregulamentação.

A definição das metodologias regulatórias e a escolha dos indutores nas atividades de alta pressão, em particular, as aplicadas ao OPEX, tiveram por base uma análise de *benchmarking*.

A definição das metas de eficiência das empresas de distribuição de gás natural teve por base um estudo de *benchmarking* de âmbito nacional com a aplicação de métodos paramétricos⁴⁵ e não

⁴⁵ *Ordinary Least Squares*, OLS, com *panel data*.

paramétricos⁴⁶. No caso da atividade de Comercialização, dado tratar-se de uma atividade de menor dimensão, a definição das metas de eficiência não careceu de nenhuma análise de *benchmarking*, mas antes de uma análise aos dados históricos da empresa, através de questionários realizados a cada operador.

Os fatores de eficiência anuais aplicados ao OPEX variaram entre (i) 1,5 % e 3% na atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, (ii) 1,5% na atividade de transporte, (iii) 1,5% e 4% na atividade de armazenamento subterrâneo (iv) 1,5% e 5,8% por empresa, no caso da distribuição e (v) 3% para todos os comercializadores de último recurso.

Destaca-se ainda a metodologia de indexação do custo de capital⁴⁷ introduzida no período de regulação 2013-2014 a 2015-2016, a qual permite refletir a evolução da conjuntura económico-financeira e assim compensar os riscos dos capitais próprios e alheio. Assim, as taxas de remuneração serão atualizados com base na cotação média diária das obrigações do tesouro da República Portuguesa a 10 anos. Dada a volatilidade dos indicadores de mercado, foi estabelecido um limite superior (*cap*) e um limite inferior (*floor*).

No final de 2012 foram publicados diversos diplomas com impacte nas tarifas de 2013-2014, destacando-se, o diploma que procedeu à adaptação da atividade de compra e venda de gás natural ao regime de mercado e à definição de um incentivo para a progressiva aquisição de gás natural em mercado por parte do CUR grossista⁴⁸ e a Lei que estabelece o regime sancionatório do setor energético⁴⁹.

CONTESTAÇÃO DE DECISÃO

Em matéria de recurso de uma decisão ou metodologia utilizada pela entidade reguladora, nos termos previstos no n.º 1 do artigo 41.º da Diretiva 2009/73/CE, de 13 de julho, há a referir as ações judiciais que as concessionárias das redes de distribuição de gás natural intentaram contra a ERSE, impugnando a aprovação das tarifas de uso das redes referentes aos seguintes anos gás:

- Ano gás 2010-2011: 1 de julho de 2010 a 30 de junho de 2011;
- Ano gás 2011-2012: 1 de julho de 2011 a 30 de junho de 2012;
- Ano gás 2012-2013: 1 de julho de 2012 a 30 de junho de 2013;

⁴⁶ *Data Envelopment Analysis*, DEA.

⁴⁷ WACC.

⁴⁸ Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

⁴⁹ Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.

- Ano gás 2013-2014: 1 de julho de 2013 a 30 de junho de 2014.

Estas ações foram devidamente contestadas e, atualmente, encontram-se em fase de instrução e julgamento no tribunal administrativo competente, não havendo até ao momento qualquer decisão.

ENCARGOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES

As condições comerciais de ligação às redes de gás natural são estabelecidas pela ERSE. As regras e os encargos de ligação de instalações às redes têm em consideração critérios de racionalidade económica, isto é, aderência aos custos de construção da ligação e a necessidade de assegurar a acessibilidade dos consumidores ao serviço de fornecimento de gás natural. As regras são aprovadas pela ERSE, na sequência de processos de consulta pública em que participam todos os interessados.

4.1.4 MECANISMOS DE RESOLUÇÃO DE CONGESTIONAMENTOS E ATRIBUIÇÃO DA CAPACIDADE DISPONÍVEL DAS INTERLIGAÇÕES

Os mecanismos de atribuição de capacidade e resolução de congestionamentos nas infraestruturas do SNGN são estabelecidos de acordo com as disposições do Regulamento de Acesso às Redes, Infraestruturas e Interligações (RARII), cuja publicação compete à ERSE.

O RARII integra um conjunto de princípios que visam a antecipação da implementação das regras constantes do Regulamento (EU) n.º 984/2013 da Comissão, de 14 de outubro, que institui o código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás e que completa o Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural.

De acordo com o RARII, a ERSE é responsável pela aprovação do MPAI, o qual foi publicado pela primeira vez em 2013. Este manual integra as regras anteriormente estabelecidas nos mecanismos de atribuição de capacidade e procedimentos para a gestão de congestionamentos das infraestruturas do SNGN.

No MPAI é materializada uma revisão profunda das regras de atribuição de capacidade, com a introdução do conceito de reserva de capacidade, através da atribuição *ex ante* de produtos anuais, trimestrais, mensais e diários de capacidade nas infraestruturas. A atribuição de capacidade concretiza-se mediante leilões, adotando a abordagem estabelecida no Regulamento (EU) n.º 984/2013 da Comissão, de 14 de outubro.

Na elaboração do MPAI foram consideradas as propostas fundamentadas apresentadas pelos operadores das infraestruturas do SNGN e as contribuições recebidas no âmbito do processo de consulta às entidades a quem o referido manual se aplica.

No que respeita à atribuição de capacidade, importa sublinhar que, com as infraestruturas atuais, não têm sido constatadas situações de congestionamento nas infraestruturas do SNGN. Porém, em 2013, foram revistas as regras e procedimentos a aplicar às infraestruturas de armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço e publicadas pela primeira vez as regras e procedimentos aplicáveis à RNTGN e terminal de GNL de Sines, relativas a esta matéria.

Os mecanismos de atribuição de capacidade em vigor apenas atribuem capacidade num horizonte anual, ou seja, não são atribuídos compromissos de longa duração, razão pela qual a implementação do Regulamento (EU) n.º 984/2013 da Comissão, de 14 de outubro, no que respeita à atribuição de capacidade harmonizada nas interligações não está sujeita a constrangimentos assinaláveis do lado português.

ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES

No contexto da iniciativa regional do gás do sul da Europa, no âmbito da ACER, que pretende implementar um mercado regional de gás natural, estabeleceu-se como prioritária a harmonização dos mecanismos de atribuição de capacidade nos três países da região sul (Portugal, Espanha e França). Desta forma, segundo as diretrizes da Europa e no contexto da integração do mercado ibérico de gás natural, os operadores das redes interligadas de Portugal e Espanha atribuem capacidade nas interligações através de um Mecanismo de Atribuição de Capacidade Conjunta nas Interligações Portugal-Espanha (Valença do Minho e Campo Maior).

Os trabalhos para a implementação do Mecanismo de Atribuição de Capacidade Conjunta nas Interligações Portugal-Espanha foram iniciados em 2011, tendo como enquadramento as *Framework Guidelines on Capacity Allocation* publicadas pela ACER e, posteriormente, o Regulamento (EU) n.º 984/2013 da Comissão, de 14 de outubro. A aprovação deste mecanismo é da responsabilidade da ERSE e da CNMC, sendo sujeito a consultas alargadas a todos os *stakeholders*.

Com o Mecanismo de Atribuição de Capacidade Conjunta nas Interligações Portugal-Espanha procedeu-se à harmonização dos procedimentos para atribuição de capacidade nas interligações, da qual resultaram produtos de capacidade *bundled* atribuídos num ponto virtual de interligação (*Virtual Interconnection Point, VIP*), tendo vindo progressivamente a ser eliminadas as diferenças que presentemente ainda se verificam nas metodologias aplicadas em cada um dos lados da fronteira.

Este mecanismo foi implementado inicialmente em 2012, com efeitos entre 1 de outubro de 2012 e 30 de setembro de 2013, estando presentemente no segundo ano de implementação (entre outubro de 2013 e setembro de 2014). No primeiro ano, não houve procura de capacidade nos leilões de atribuição harmonizada de capacidade para os produtos anual e trimestrais e a capacidade foi atribuída nos horizontes temporais de menor duração, que decorreram de forma não harmonizada segundo as regras e princípios implementados em cada país. Em 2013, houve novos leilões (anual e trimestrais) passando

a haver capacidade atribuída no VIP, tanto nos produtos anual como trimestrais. A partir de outubro de 2014, a capacidade nas interligações entre Portugal e Espanha passará a ser atribuída de forma harmonizada para os produtos anual, trimestrais, mensais e diários, sob a forma de leilões para todos os produtos de capacidade à exceção do produto diário, para o qual transitoriamente e até setembro de 2015, se aplicará o princípio do *First Come First Served* (FCFS).

A atribuição de capacidade harmonizada nas interligações entre Portugal e Espanha sofre de uma redução acentuada da capacidade disponível na interligação de Campo Maior, em virtude dos contratos de capacidade de longa duração existentes antes da implementação do Mecanismo de Atribuição de Capacidade Conjunta nas Interligações Portugal-Espanha. Tendo em conta o exposto, será necessário aguardar pela conclusão dos referidos contratos de uso da rede de transporte, celebrados do lado espanhol, para uma aplicação mais generalizada deste conceito.

COOPERAÇÃO

No ano 2013 foi revisto o Mecanismo de Atribuição de Capacidade Conjunta nas Interligações Portugal/Espanha, no sentido de uma maior harmonização, no seguimento da cooperação entre a ERSE e a CNMC iniciada em 2011 para esse efeito.

Os operadores das redes de transporte português e espanhol têm mantido uma cooperação estreita tendo em vista a interoperacionalidade dos dois sistemas. Esta cooperação é materializada em acordos de gestão das interligações Portugal-Espanha, numa lógica semelhante aos *Interconnection Agreements* previstos na proposta de Código de Rede de Interoperabilidade e Troca de Dados, elaborado pelo ENTSOG, presentemente em comitologia na Comissão Europeia.

Na sequência da decisão de implementação do Mecanismo de Atribuição de Capacidade Conjunta nas Interligações Portugal-Espanha, a cooperação entre operadores passou a ser mais efetiva, tendo sido estabelecidos objetivos mais ambiciosos no âmbito da atribuição de capacidade nas interligações.

Presentemente encontra-se implementado o VIP, que agrega as interligações de Campo Maior e Valença do Minho, e é atribuída capacidade no VIP até ao produto mensal de capacidade. Os leilões anuais, trimestrais e, a partir de outubro de 2014, mensais decorrem na plataforma europeia PRISMA e os produtos diários são atribuídos em FCFS até setembro de 2015, sendo que a partir de outubro de 2015 a atribuição dos produtos diários também passará a decorrer por intermédio de leilões.

A ERSE e a CNMC, para além dos produtos de capacidade, têm vindo a desenvolver esforços no sentido de eliminar progressivamente o *pancaking* tarifário e de promover o reconhecimento mútuo dos agentes de mercado.

Adicionalmente, a ERSE e a CNMC iniciaram em 2013 a preparação de um estudo sobre possíveis modelos de integração do mercado ibérico de gás natural, previsto no plano de trabalho da Iniciativa Regional de Gás do Sul. Esta integração de mercados insere-se no Target Model europeu para o gás natural definido pela ACER. Os modelos analisados incluem a hipótese da criação de um *hub* de gás natural para a Península Ibérica. Os reguladores esperam que a criação de um *hub* de gás natural e de um mercado organizado possa introduzir mais transparência e concorrência no mercado grossista de gás natural. Este estudo será colocado em consulta pública no primeiro semestre de 2014.

MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS DO OPERADOR DA RNTGN

Em maio de 2013 foi apresentada pela REN Gasodutos a proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT (PDIRGN) para o período compreendido entre 2014 e 2023.

Este plano foi enquadrado no Decreto-Lei n.º 140/2006 de 26 de julho, o qual foi revisto no ano de 2011 através do Decreto-Lei n.º 77/2011 de 20 de junho, e, mais tarde no ano 2012, pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro. Ambas as alterações legislativas transpuseram, para o enquadramento legislativo nacional, o disposto no terceiro pacote de legislação comunitária sobre o mercado interno do gás natural, designadamente a abordagem estabelecida na Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, bem como as normas do Regulamento CE n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, em matéria de segurança do abastecimento.

Assim, nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe é dada no Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, a ERSE submeteu a referida proposta de PDIRGN a uma consulta pública, tendo posteriormente elaborado o seu parecer, no qual sugere uma revisão em baixa das previsões para a procura de gás natural a nível nacional, para níveis mais consentâneos com a atual conjuntura económica, bem como uma maior cooperação com o operador da rede interligada no que respeita ao projeto da terceira interligação entre Portugal e Espanha. No seu parecer, a ERSE levou em linha de conta a coerência entre o PDIRGN e o plano da ENTSOG para o desenvolvimento das redes e infraestruturas europeias, designadamente no que respeita à coerência entre os dois planos. A proposta de PDIRGN de 2013 encontra-se em revisão para aprovação formal pelo ministro responsável pela área da energia.

Numa base anual, prévia à publicação das tarifas para o setor do gás natural, a ERSE avalia os investimentos em curso, salvaguardando a coerência entre os montantes apresentados para os projetos de investimento e os submetidos pela REN em sede de PDIRGN.

Ao abrigo Regulamento (EU) n.º 347/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril, foram submetidas candidaturas relativas a dois projetos que integram a proposta de PDIRGN 2013 com vista à obtenção do estatuto de PCI, designadamente a terceira interligação com Espanha, promovida pela REN Gasodutos, e as novas cavidades de armazenamento subterrânea, promovidas pela Transgás

Armazenagem. Destes projetos, apenas a terceira interligação de gás natural entre Portugal e Espanha foi incluída na primeira lista de projetos de interesse comum (PCI n.º 5.4), no grupo de projetos que visam permitir o fluxo bidirecional de gás entre Portugal, Espanha, França e Alemanha, que por sua vez incorpora o corredor prioritário de interligações Norte-Sul na Europa Ocidental. A REN Gasodutos não submeteu à ERSE, até à presente data, o *investment request* deste PCI.

4.1.5 OBSERVÂNCIA DAS DISPOSIÇÕES LEGAIS

No âmbito das competências que lhe foram cometidas pelos seus Estatutos e demais legislação aplicável, a ERSE tem cumprido as obrigações inerentes à sua qualidade de regulador, para tanto:

- Aprova regulamentos.
- Emite decisões vinculativas sobre as empresas de gás natural;
- Desenvolve inquéritos sobre o funcionamento do mercado de gás natural;
- Tem a capacidade de exigir às empresas de gás natural informações relevantes para o cumprimento das suas funções.
- Emite pareceres sobre matérias solicitadas pelo Governo, pelo Parlamento ou outras entidades da administração pública.

Como referido no capítulo homólogo do tema eletricidade sublinha-se a alteração dos Estatutos da ERSE em 2013, operada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, e ainda a aprovação do regime sancionatório da ERSE, pela Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro. Estas aprovações reforçaram o quadro de competências e de independência do regulador, na linha dos objetivos do Terceiro Pacote Energético.

Em cumprimento da legislação nacional, as tarifas reguladas de venda a clientes finais de gás natural foram extintas em 1 de janeiro de 2013. Com exceção dos consumidores economicamente vulneráveis, todos os outros consumidores que não optem por um comercializador no mercado ficam sujeitos à aplicação de tarifas transitórias, revistas trimestralmente.

Em outubro de 2013 foi publicado o primeiro código de rede europeu para o mercado interno de gás natural⁵⁰, sobre os mecanismos de atribuição de capacidade nas interligações de gás natural. Este código de rede deverá ser implementado até novembro de 2015. A ERSE procedeu em 2013 a uma revisão regulamentar do setor do gás natural que preparou o modelo nacional de atribuição de capacidade nas infraestruturas de gás natural para a aplicação do Regulamento (UE) 984/2013. Durante o ano, a capacidade foi atribuída na interligação entre Portugal e Espanha através de um mecanismo

⁵⁰ Regulamento (UE) N.º 984/2013 da Comissão, de 14 de outubro.

coordenado, o qual foi desenhado no âmbito de um projeto de implementação antecipada do código de rede, conforme referido na secção 4.1.4.

Após a análise dos valores relativos à mudança de comercializador recolhidos ao longo de 2012, que veio consolidar fundadas dúvidas de que a informação recebida não apresentava a consistência necessária para que a validação e veiculação pela ERSE correspondesse a um retrato fiel e fidedigno do mercado de gás natural, a ERSE determinou a realização de uma auditoria independente às empresas de distribuição de gás natural que forneciam essa informação.

Esta auditoria ocorreu durante 2013, às empresas de distribuição de gás natural do grupo Galp e à Tagusgás, que verificou a existência de falhas na informação prestada, que prejudicavam a integridade e rastreabilidade da informação.

No relatório final de auditoria, foi constada a evidência de ainda subsistirem situações específicas no reporte de informação, que devem merecer uma atuação efetiva e urgente dos operadores de rede de distribuição, no sentido de acomodar as recomendações efetuadas pelo auditor. Estas alterações serão efetuadas durante o ano de 2014, segundo o plano de atuação dos operadores de rede, aprovado pela ERSE.

4.2 PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA

4.2.1 MERCADO GROSSISTA

O mercado grossista de gás natural em Portugal observa uma característica de relativo isolamento, fruto de um ainda incipiente grau de integração com o mercado espanhol, e de uma condição de relativamente baixa atratividade por via da sua dimensão absoluta. O aprovisionamento de gás natural em 2013, fruto de uma redução de cerca de 71% da procura de gás natural pelos grandes centros electroprodutores, bem como de uma conjuntura económica adversa, verificou uma quebra de volume em 5% relativamente a 2012.

A integração de mercado e a dinamização do segmento grossista do mercado de gás natural são prejudicados pela circunstância das indivisibilidades na gestão das transações de gás para aprovisionamento através do terminal de GNL e pela dupla tarifação na interligação com Espanha, bem como pela inexistência de uma referência de preço transparente e líquida para o conjunto do sistema ibérico.

4.2.1.1 MONITORIZAÇÃO DO NÍVEL DE PREÇOS, DO NÍVEL DE TRANSPARÊNCIA E DO NÍVEL E EFICÁCIA DA ABERTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA

PREÇOS

O mercado grossista de gás natural em Portugal não tem propriamente uma referência de formação de preço assente num mercado organizado ou regulamentado. Por outro lado, Portugal não é um produtor de gás natural, pelo que a negociação e o aprovisionamento constituem o primeiro segmento da cadeia de valor do setor.

Neste âmbito, o aprovisionamento de gás natural para o mercado português é efetuado através de entradas no sistema por via da interligação com Espanha (Campo Maior e Valença) e do terminal portuário de Sines (terminal de GNL), subsistindo uma lógica de contratos de longo prazo.

O aprovisionamento de gás natural através das interligações está fundamentalmente centrado na contratualização entre a Sonatrach e o grupo Galp (representou 86% do saldo importador em 2013), a qual prevê a existência de obrigações de aquisição e de pagamento de quantidades consumidas ou não (cláusula de *take or pay*). Esta contratualização pressupõe a existência de fornecimentos anuais na ordem de 2,5 bcm durante o período de vigência do contrato, isto é, até 2020.

O fornecimento através do terminal está, no essencial, assente em contratos com a mesma natureza, sendo o GNL proveniente da Nigéria. Esta contratualização obedece a regras de preço definidas nos contratos, estando subjacente um volume de cerca de 3,42 bcm em base anual.

Outros agentes com menor expressão no mercado português mobilizam gás natural a partir de Espanha (o qual conta com um mercado grossista líquido, com fornecimentos a partir da Argélia, Nigéria, Trinidad e Tobago, Egito, Qatar, Omã, Noruega, Líbia, Guiné Equatorial e outros) e também pela entrada de navios metaneiros pelo terminal de LNG de Sines.

TRANSPARÊNCIA

Apesar de se encontrar em curso um processo de sistematização das regras de transparência e integridade de mercado a nível europeu, reconhece-se que a utilização de mecanismos de contratação a longo prazo do gás natural dificulta a transparência e a simetria de informação no mercado. Este é também o caso do setor do gás natural em Portugal, onde, apesar da existência de mecanismos regulados de contratação grossista, a informação sobre o funcionamento do mercado é ainda reduzida.

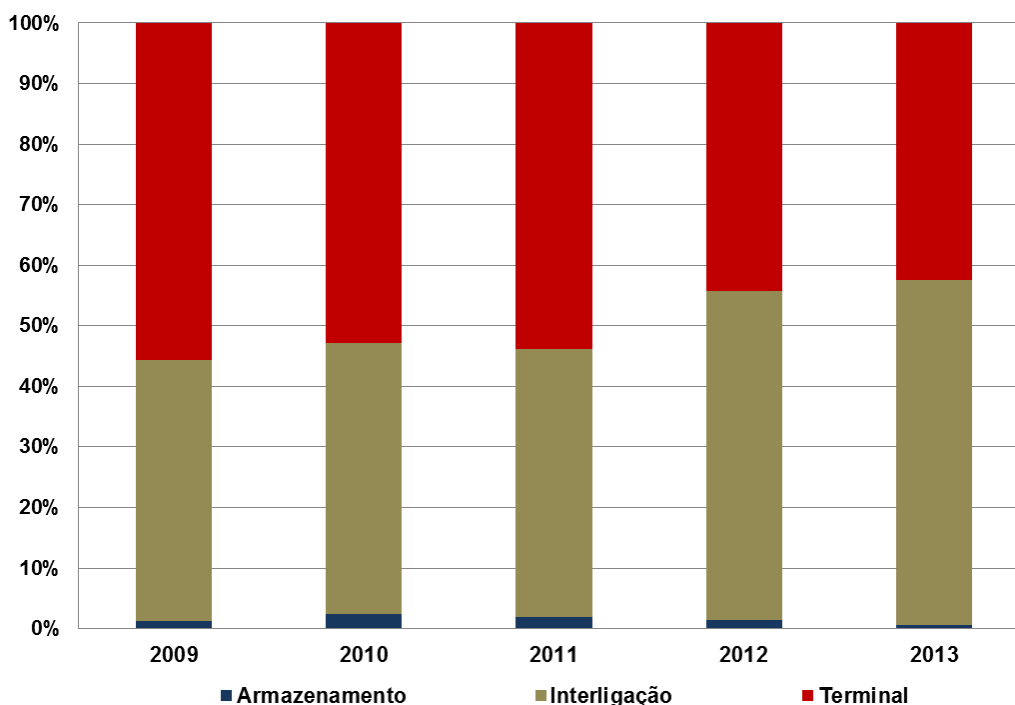
De resto, a inexistência de um *hub* específico para negociação no contexto ibérico, que permita explicitar uma referência de preço e o registo de volumes de negociação, quer à vista, quer a prazo, constitui uma dificuldade acrescida na tarefa de dotar o mercado de gás natural de mais informação e transparência.

Sendo certo que a informação sobre a caracterização das transações integra ela própria informação comercialmente sensível, resulta evidente que no contexto regulatório é possível prever a existência de mecanismos que, por um lado assegurem a salvaguarda da informação comercialmente sensível e, por outro lado, concretizem as condições de integridade do mercado e da sua transparência.

EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

Uma vez que Portugal não dispõe de produção própria, os principais países fornecedores de gás natural são a Argélia e a Nigéria, fundamentalmente através de contratos *take or pay* de longo prazo. A caracterização do aprovisionamento é efetuada na Figura 4-3. Pode observar-se que, até 2011, o terminal (contratos de GNL com proveniência da Nigéria) assegurou a maior parte do gás natural introduzido no mercado português. Contudo, a partir de 2012, é notória uma descida gradual da importância do terminal por contraponto à utilização da interligação, tanto na entrada de Campo Maior como na entrada de Valença, tendo sido a interligação com Espanha a principal via de aprovisionamento em 2013, representando cerca de 57% do volume total de gás contratado. De resto, esta última, no início da década de 2000 era fundamentalmente utilizada para trânsitos internacionais para Espanha, observando continuamente um sentido exportador, facto que se inverteu ao longo dos últimos anos.

Figura 4-3 – Repartição do aprovisionamento por infraestrutura



Para o ano gás 2012-2013 não se realizou nenhum leilão de libertação de quantidades excedentárias de gás natural (as quais resultam dos próprios contratos de aprovisionamento do tipo *take or pay*, que permitem a colocação de quantidades contratuais em mercado através da realização de leilões).

4.2.2 MERCADO RETALHISTA

De acordo com o calendário definido pelo Governo, no dia 1 de julho de 2013 deixaram de existir tarifas a clientes finais publicadas pela ERSE para todos os clientes, vindo a extinção de tarifas reguladas de fornecimento a clientes finais com consumo inferior a 500 m³ concluir o processo de liberalização do mercado retalhista de gás natural.

Este calendário segue-se ao anterior processo de extinção de tarifas reguladas, que já havia abrangido o conjunto de clientes com consumos anuais superiores a 500 m³ em 2012.

Embora todos os consumidores de gás natural já possam livremente escolher o seu fornecedor desde janeiro de 2010, o calendário agora definido conclui o processo de liberalização do mercado retalhista de gás natural. Em termos efetivos, no final de 2013, já cerca de 86% dos consumos de gás natural do segmento convencional (excluindo-se os centros electroprodutores em regime ordinário) são abastecidos por comercializadores em regime de mercado.

O número de clientes que transitou de fornecimento à tarifa para a carteira de um comercializador em regime de mercado ou que iniciou consumo diretamente no mercado liberalizado foi, em finais de 2013,

cerca de 3,5 vezes superior ao que se observara em dezembro de 2012. Em final de 2013, cerca de 530 mil consumidores, num universo de cerca de 1,2 milhões mudaram de comercializador através da respetiva plataforma, correspondendo, na sua maioria a consumidores do segmento residencial.

4.2.2.1 MONITORIZAÇÃO DO NÍVEL DE PREÇOS, DO NÍVEL DE TRANSPARÊNCIA E DO NÍVEL E EFICÁCIA DA ABERTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA

METODOLOGIA DE RECOLHA DE PREÇOS DE REFERÊNCIA E PREÇOS MÉDIOS VERIFICADOS NO MERCADO RETALHISTA

A ERSE tem a função de monitorizar o mercado de gás natural a retalho, assim como informar os consumidores e os restantes agentes, procurando fomentar a transparência como fator crítico para a eficiência. Neste âmbito, compete-lhe analisar a evolução do mercado a vários níveis, de entre os quais o referente aos preços praticados.

Os comercializadores de gás natural devem publicitar as suas ofertas, bem como enviar à ERSE, periodicamente, os preços de referência⁵¹ que preveem praticar efetivamente praticados pelos comercializadores no mercado retalhista. Os preços de referência devem constituir a oferta comercial básica do comercializador, que não é um obstáculo à prática de condições contratuais particulares diferenciadas, como sejam a aplicação de descontos ou outras, de acordo com a estratégia comercial de cada comercializador.

Adicionalmente, todos os comercializadores de gás natural informam periodicamente a ERSE sobre os preços médios efetivamente praticados. Com base nesta informação a ERSE procede à monitorização e supervisão do mercado retalhista, bem com constitui uma ferramenta de informação utilizada para transmitir informação estatística da competência de outras entidades (ex: Eurostat, INE).

TRANSPARÊNCIA

Dando continuidade à disponibilização de informação aos consumidores de gás natural sobre preços de referência praticados no mercado, bem como de ferramentas informáticas de apoio aos consumidores na escolha de comercializador, a ERSE começou a disponibilizar, em agosto de 2012, no seu sítio na internet um simulador que assegura informação objetiva aos consumidores de gás natural para fazerem as suas opções, de forma fundamentada, nomeadamente quanto à escolha da melhor oferta no

⁵¹ Nos termos do Despacho ERSE n.º 3677/2011, de 24 de fevereiro.

mercado, o simulador de comparação de preços no mercado em Portugal continental para instalações com consumos anuais inferiores a 10 000 m³.

De forma garantir a transparência da informação disponibilizada aos consumidores por parte dos comercializadores, a ERSE verifica ainda se estes divulgam na sua página de internet as ofertas que se encontram a praticar no mercado, quer em termos de preços quer de condições comerciais, e se estas se encontram de acordo com a informação sobre preços de referência enviada à ERSE no âmbito da monitorização.

Acresce que nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, os comercializadores com mais de cinco mil clientes têm a obrigação de divulgação pública, através dos meios de comunicação que disponibilizam, bem como nas páginas na internet, das suas ofertas comerciais, bem como das condições gerais dos contratos para clientes com consumos até 10 000 m³.

Estão também em vigor regras relativas à informação a disponibilizar nas faturas dos clientes, designadamente informação relativas à parcela das tarifas de acesso, indicação do volume de gás natural medido e fatores de conversão para energia (de m³ para kWh) e da rotulagem do gás natural.

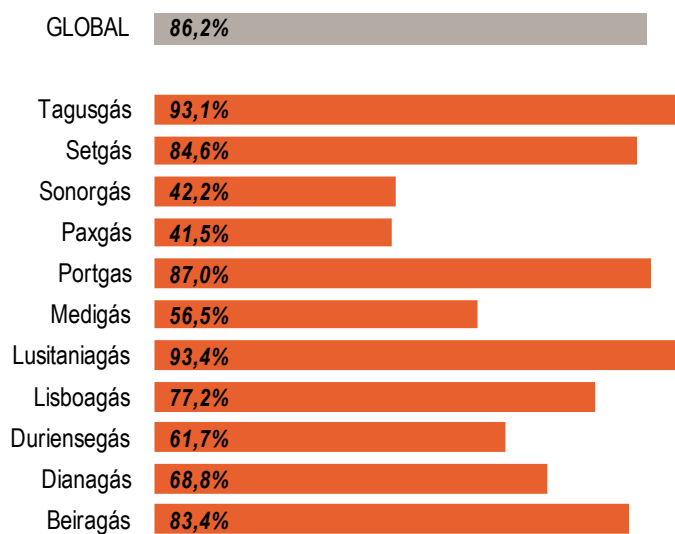
As regras de acesso à informação dos seus consumos estão reguladas pela ERSE nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

Desde julho de 2012, são aplicadas tarifas transitórias aos clientes dos comercializadores de último recurso com consumos anuais superiores a 500 m³, tendo esta extinção sido alargada a todos os clientes finais desde janeiro de 2013.

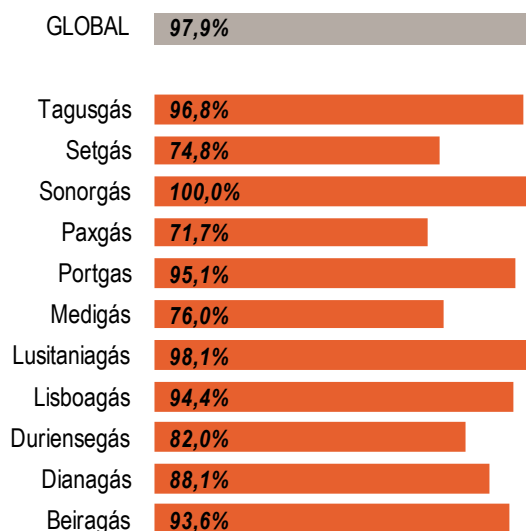
Em termos de abertura efetiva do mercado, excluindo-se o conjunto dos fornecimentos aos centros electroprodutores em regime ordinário, a Figura 4-4 apresenta a parte do mercado (em consumo), no ano de 2013, que se encontra a ser abastecido por um comercializador em regime de mercado. É observável que, do total do consumo com exceção dos centros electroprodutores, mais de dois terços são assegurados por comercializadores em mercado, sendo esse valor genericamente mais elevado nas principais distribuidoras de gás natural.

Figura 4-4 – Abertura efetiva do mercado de gás natural, em 2013 (total do consumo em energia, excluindo centros eletroprodutores)



Importa também verificar a concretização da abertura de mercado em 2013 no segmento de clientes com maior consumos, uma vez que o processo de extinção das tarifas reguladas ocorreu mais cedo para estes clientes, facto que se explicita na Figura 4-5.

Figura 4-5 – Abertura efetiva do mercado de gás natural, em 2013 (clientes com consumo anual superior a 10 000 m³ (Energia))



De forma global, os valores específicos ao segmento de clientes com consumo anual superior a 10 000 m³ seguem o mesmo racional do total de clientes, sendo de realçar que globalmente quase 98% do consumo deste conjunto de clientes é já abastecido por comercializadores em regime de mercado.

A gestão do processo de mudança de comercializador está atribuída ao operador da rede nacional de transporte (REN Gasodutos), sendo os procedimentos e os prazos de mudança de comercializador aprovados pela ERSE.

Em 2012, a informação obtida, nomeadamente a que se refere à estrutura do mercado em cada rede de distribuição, continuou a não verificar a consistência e a regularidade preconizadas pela ERSE, facto que foi insistentemente participado aos diferentes intervenientes e que culminou com comunicado público em que a ERSE determinou a realização de uma auditoria independente às empresas de distribuição de gás natural do grupo Galp e à Tagusgás.

Esta auditoria decorreu no segundo semestre de 2013, e veio comprovar e documentar o incumprimento sistemático e transversal, quanto a prazos, das obrigações de reporte pelos operadores de rede de distribuição objeto de auditoria, bem como demonstrar que os procedimentos utilizados pelos operadores de rede de distribuição apresentavam lacunas significativas, as quais prejudicam a integridade e rastreabilidade da informação, assim como o cumprimento de prazos regulamentares.

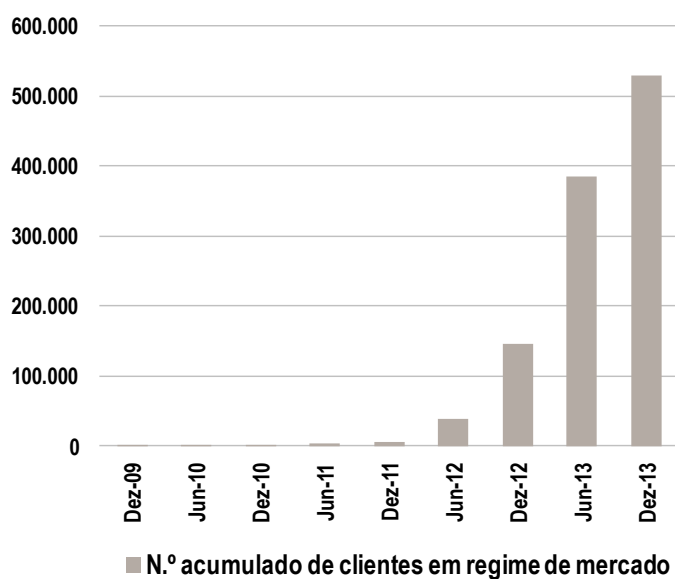
No relatório final de auditoria, constatou-se ainda a evidência de subsistirem situações específicas no reporte de informação que devem merecer uma atuação efetiva e urgente dos operadores de rede de distribuição, no sentido de acomodar as recomendações efetuadas pelo auditor. Estas alterações serão efetuadas durante o ano de 2014, segundo o plano de atuação dos operadores de rede. Neste âmbito, foi também dado conhecimento dos factos à Autoridade da Concorrência para análise de eventual infração das regras de concorrência em vigor.

Ainda assim, é possível efetuar-se uma caracterização do mercado retalhista de gás natural para 2013 de forma um pouco mais aprofundada e com dados mais fiáveis que o que foi possível nos anos anteriores.

Deste modo, e com base na informação processada pelo gestor de mudança de comercializador, o número de clientes que transitou de fornecimento à tarifa para a carteira de um comercializador em regime de mercado ou que iniciou consumo diretamente no mercado liberalizado foi, em 2013, quase o quádruplo do que se observara em dezembro de 2012.

A Figura 4-6 apresenta a evolução do número acumulado de clientes no mercado liberalizado entre final de 2009 e final de 2013, cujo processo de escolha do novo comercializador se realizou através da plataforma gerida pela REN Gasodutos. Da referida figura é possível extrair que, em final de 2013, já quase 530 mil consumidores mudaram de comercializador através da referida plataforma.

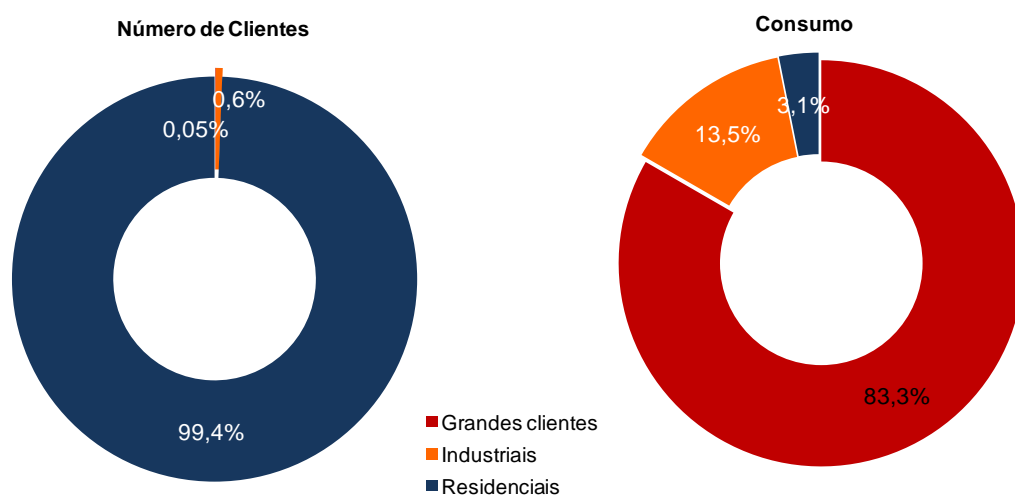
Figura 4-6 – Número de clientes com mudança de comercializador no âmbito da plataforma gerida pela REN Gasodutos



Dos clientes em mercado, quase 3 mil correspondem a grandes clientes (consumo anual superior a 1 milhão de m³), ou clientes do segmento industrial (consumo anual superior a 10 000 m³), o que se traduz apenas em cerca de 0,65% do número total de consumidores em mercado livre, como se pode observar através da análise da Figura 4-7. Em termos de consumo, estes clientes representam mais de 96,8% do total do consumo em mercado livre.

O segmento doméstico, em termos de número de clientes, é o mais preponderante no mercado livre de gás natural, representando a quase totalidade dos clientes, mas representando apenas cerca de 3% do consumo total neste mercado.

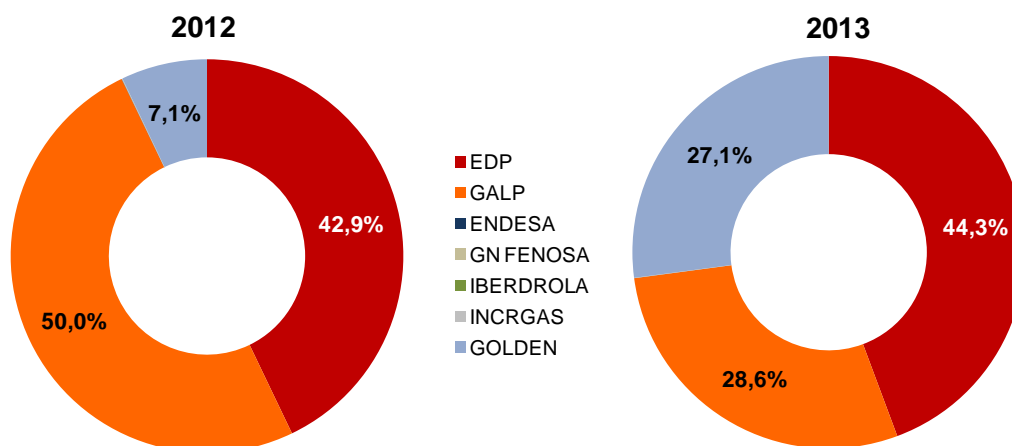
Figura 4-7 – Repartição do número de clientes e do consumo em mercado liberalizado por segmento de cliente, em final de 2013



EVOLUÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO

No âmbito da atividade da captação de clientes por parte dos comercializadores em mercado, uma parte substancial refere-se à migração entre carteiras dos dois principais operadores. Com efeito, conforme se apresenta na Figura 4-8, no ano de 2012 cerca de 96% do número total de clientes no mercado liberalizado era captado essencialmente pela Galp, mas também pela EDP, o que refletia uma ainda elevadíssima concentração do mercado de retalho do gás. Já em 2013 registou-se uma maior distribuição entre estes dois operadores e um crescimento substancial da Goldenergy (que aumentou a sua carteira de clientes em 14 vezes face ao ano anterior), que tem apostado no segmento residencial. Neste sentido, houve uma redução da concentração empresarial em 2013 quanto ao número de clientes em carteira, apesar de a captação de clientes domésticos continuar a ser feita por apenas 3 comercializadores.

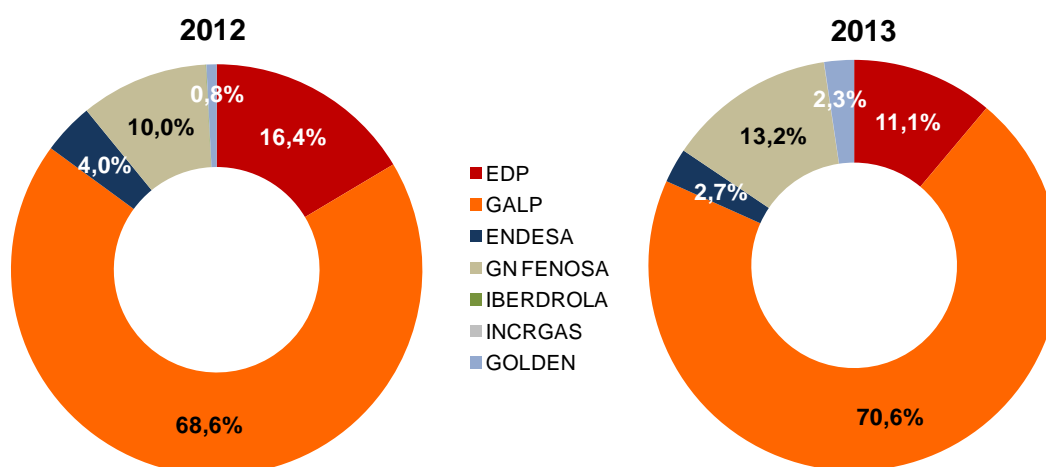
Figura 4-8 – Repartição da captação de clientes por parte de comercializadores em mercado em dezembro de 2012 e em dezembro de 2013



Nota: o número de clientes dos comercializadores Endesa, GN Fenosa, Iberdrola e Incrygas representa 0,04% do total.

Com base na informação de consumos abastecidos, a Figura 4-9 apresenta a repartição do consumo por comercializador, explicitando a estrutura do mercado em 2012 e 2013. Essa estrutura mostra uma concentração empresarial que é em consumo inferior ao que se apura em termos de número de clientes, apesar do aumento de quota da Galp. Esta informação sobre a estrutura de mercado reporta ao conjunto global dos clientes abastecidos por comercializadores em mercado.

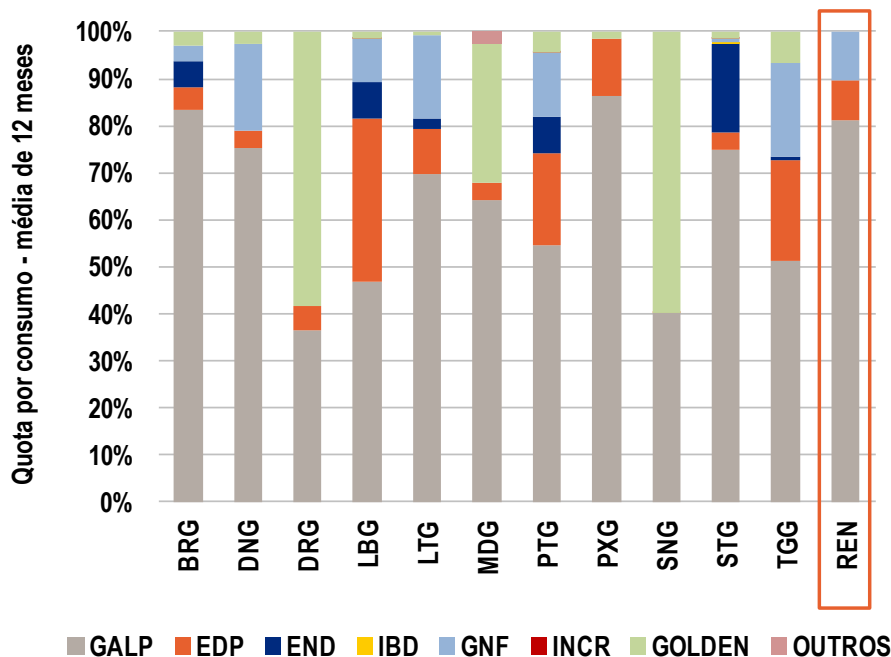
Figura 4-9 – Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em mercado em dezembro de 2012 e em dezembro de 2013



A repartição das quotas de mercado, em consumo abastecido, por rede de distribuição é explicitada na Figura 4-10. Assim, com exceção da Lisboaegás (LBG), da Sonorgás (SNG) e da Duriensegás (DRG), o grupo Galp detém uma quota de mercado superior a 50% em todas as redes de distribuição. O mesmo

sucede em relação aos clientes diretamente ligados à rede de transporte (REN), em que o grupo Galp detém uma quota de mercado em consumo abastecido de quase três quartos.

Figura 4-10 – Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em regime de mercado em 2013 e por rede de distribuição e de transporte



Nota: BRG – Beiragás; DNG – Dianagás; DRG – Duriensegás; LBG – Lisboaagás; LTG – Lusitaniagás; MDG – Medigás; PTG – Portgás; PXG – Paxgás; SNG – Sonorgás; STG – Setgás; TGG – Tagusgás. END – Endesa; IBD – Iberdrola; GNF – Gas Natural Fenosa; INCR – Incrygas; Golden – Goldenergy.

Em 2013, o grupo Gás natural Fenosa ocupou a segunda posição em termos de quota de fornecimento de gás natural, com a sua posição assente nas redes de distribuição operadas pela Dianagás, Lusitaniagás e Tagusgás.

O grupo EDP, terceiro operador de mercado em 2013 (ocupava a segunda posição no ano anterior) apresenta uma posição mais significativa nas redes de distribuição geridas pela Lisboaagás, pela Portgás e pela Tagusgás.

Salienta-se ainda a Goldenergy, que ocupa já posições maioritárias nas redes de distribuição da Duriensegás e da Sonorgás.

A Endesa apresenta a sua maior quota de mercado na rede de distribuição gerida pela Setgás.

4.2.3 RECOMENDAÇÕES SOBRE PREÇOS DE FORNECIMENTO, INVESTIGAÇÕES E MEDIDAS PARA PROMOVER UMA CONCORRÊNCIA EFICAZ

RECOMENDAÇÕES AOS PREÇOS DE FORNECIMENTO

No contexto de tarifas reguladas de venda de gás natural a clientes finais em BP com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ em 2013, a ERSE não publicou recomendações sobre a conformidade dos preços de comercialização nos termos do artigo 3.º da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA

A ERSE publicou em 15 de março de 2013, dia mundial dos direitos do consumidor, uma Recomendação aos comercializadores (Recomendação n.º 2/2013), relativa a aspetos da contratação de eletricidade e de gás natural relevantes para os consumidores: a existência e abrangência de períodos de fidelização, a disponibilização de meios de pagamento e a indexação de preços no mercado liberalizado de energia.

A ERSE recomendou aos comercializadores que a existência de fidelização e indexação do preço praticado no contrato sejam previamente explicadas (antes do contrato ser assinado) e devidamente justificadas pelos comercializadores (o porquê de existirem e as contrapartidas para o consumidor). Relativamente a meios de pagamento disponibilizados aos clientes, estes devem ser diversificados e não podem excluir os consumidores das ofertas em mercado.

DÉFICE TARIFÁRIO

Os défices tarifários correspondem à diferença entre os proveitos que as tarifas devem recuperar num período e os proveitos aceites pelo regulador afetos a esse período, por força de limitações tarifárias.

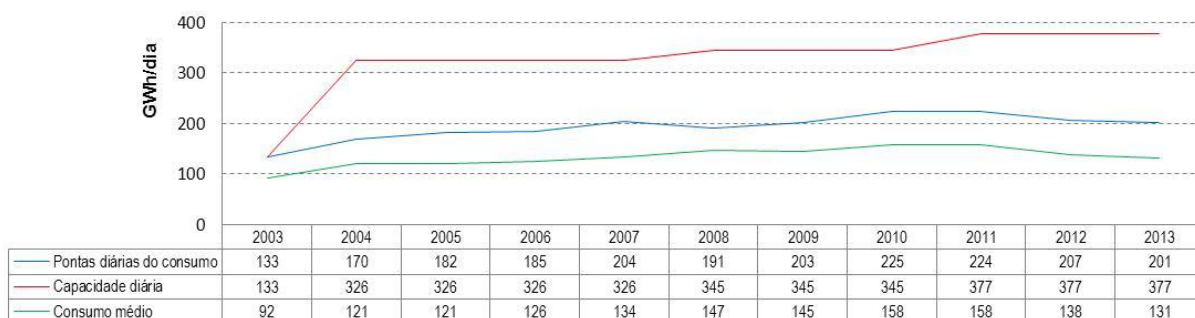
No setor do gás natural, não há reporte de défice tarifário.

4.3 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

4.3.1 MONITORIZAÇÃO DO BALANÇO ENTRE OFERTA E PROCURA

A Figura 4-11 apresenta a evolução da oferta de capacidade no SNGN⁵², consumo médio diário de gás natural e pontas anuais de consumo, entre 2003 e 2013.

Figura 4-11 – Evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, entre 2003 e 2013



Fonte: REN Gasodutos

A análise da figura anterior permite constatar uma grande folga entre a oferta de capacidade no SNGN e as pontas de consumo, em especial a partir da entrada em exploração do terminal de GNL de Sines no ano de 2004. No ano de 2013, o consumo médio diário e a ponta de consumo representaram, respetivamente, 34,8% e 53,3%, da oferta de capacidade de entrada no SNGN, o que é representativo da folga existente entre a capacidade disponível para fins comerciais e a capacidade utilizada.

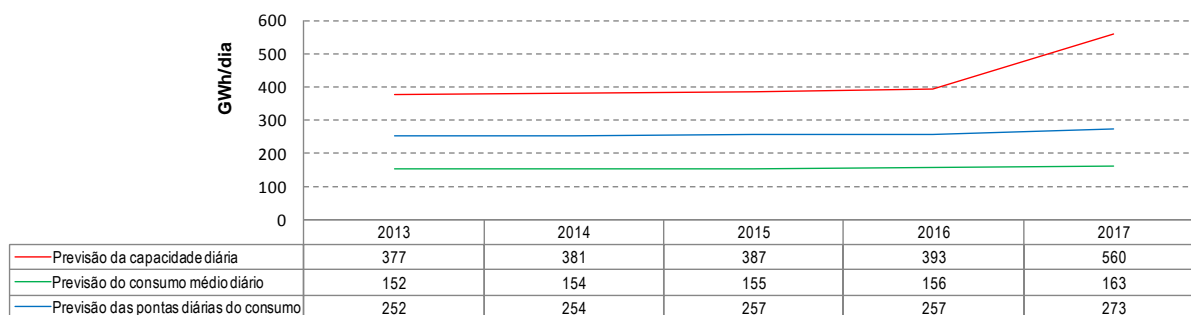
A ERSE monitoriza a atribuição de capacidade na RNTGN, em particular o nível da capacidade existente para fins comerciais face à capacidade utilizada.

4.3.2 EVOLUÇÕES PREVISTAS DA PROCURA E DA OFERTA

A Figura 4-12 apresenta as previsões para as evoluções da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário de gás natural e pontas anuais de consumo, de 2013 até 2017.

⁵² A oferta de capacidade no SNGN corresponde ao somatório das capacidades de entrada das interligações de Campo Maior e Valença do Minho e ligação entre a RNTGN e o terminal de GNL de Sines.

Figura 4-12 – Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, entre 2013 e 2017



Fonte: REN Gasodutos

Através da análise da figura acima é notório o incremento da oferta de capacidade no SNGN, em virtude da entrada em funcionamento do reforço de capacidade do terminal de GNL de Sines (junho de 2012), permitindo manter uma folga muito confortável entre a capacidade disponível para fins comerciais e a previsão de utilização de capacidade para os próximos anos. De acordo com as previsões da REN para o ano 2017, o consumo médio diário e a ponta de consumo representarão, respetivamente, 34,6% e 56,1% da oferta de capacidade de entrada no SNGN.

4.3.3 MEDIDAS PARA GARANTIA DE ABASTECIMENTO

O mercado nacional é abastecido, maioritariamente, através de gás natural proveniente da Argélia e GNL da Nigéria. Com efeito, a construção do terminal de GNL de Sines, cuja entrada em exploração decorreu em 2004, teve como uma das principais motivações a diversificação das fontes de aprovisionamento e o incremento da segurança de abastecimento.

Outra das iniciativas visando a segurança de abastecimento, a diversificação das fontes de aprovisionamento e a cobertura das pontas de consumo é a integração do mercado português no âmbito de um mercado ibérico. Com efeito, no ano de 2013, a presença de agentes de mercado no SNGN, com uma atividade expressiva em Espanha, teve como consequência um incremento da utilização das interligações, passando o mercado nacional a beneficiar da diversificação de fontes de aprovisionamento existente em Espanha.

Para além das medidas adotadas para salvaguardar a segurança do abastecimento e a cobertura das pontas de consumo, do lado da oferta, estão igualmente previstas e implementadas medidas do lado da procura, nomeadamente a interruptibilidade de grandes consumidores. Com efeito, as centrais electroprodutoras da Tapada do Outeiro e de Lares dispõem de grupos bi-fuel, tendo-lhes sido concedido o estatuto de interruptibilidade pela DGEG, para efeitos de constituição de reservas de segurança. Neste contexto, torna-se possível atuar do lado da procura numa situação de cobertura de pontas ou de rutura de fornecimentos ao SNGN.

O enquadramento legislativo em vigor prevê ainda a constituição de reservas de segurança, as quais têm como finalidade dotar o SNGN de meios para responder a situações de quebra de fornecimento e/ou cobertura de pontas extremas de consumo. Neste contexto, o reforço da infraestrutura de armazenamento subterrâneo do Carriço e o reforço da componente de armazenamento do terminal de GNL de Sines permitem garantir o cumprimento das obrigações de serviço público estabelecida na legislação nacional e na regulamentação comunitária, nomeadamente o estabelecido no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, na redação que lhe é dada no Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, e Regulamento CE n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho de 20 de outubro, respetivamente.

5 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES E GESTÃO DA CONFLITUALIDADE

5.1 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES

A incumbência de a ERSE proteger os direitos e interesses dos consumidores de energia traduz-se na prossecução de determinadas funções e consequente realização de tarefas diversas, tendo como referência o próprio quadro normativo aplicável. Neste sentido, em 2013 destacaram-se medidas legislativas com efeitos diretos na atuação da ERSE, a qual, por sua vez, desenvolveu atividade regulamentar em prol da implementação das opções legislativas publicadas, desencadeou mecanismos de verificação do cumprimento das disposições legais e regulamentares aplicáveis, disponibilizou informação e esclarecimento aos consumidores, bem como participou de forma ativa na resolução dos litígios submetidos à sua intervenção.

Assim, em 2013 salientaram-se as seguintes iniciativas legislativas:

- Publicação da Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, que aprovou o Regime Sancionatório do Setor Energético, concluindo a transposição do terceiro pacote energético, em especial o disposto nas Diretivas relativas ao mercado interno da eletricidade e do gás natural, respetivamente a Diretiva 2009/72/CE e a Diretiva 2009/73/CE.
- Alteração aos estatutos da ERSE, através do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho, prevendo um reforço de alguns poderes atribuídos à ERSE, bem como a competência expressa desta entidade na resolução alternativa de litígios, realizando ações de mediação e de conciliação de conflitos e promovendo o recurso à arbitragem.
- A Lei n.º 67/2013, de 28 de agosto, aprovou a Lei-Quadro das entidades reguladoras, uniformizando e consolidando o regime jurídico a que devem obedecer as entidades administrativas independentes com funções de regulação. As alterações introduzidas aos estatutos da ERSE através do Decreto-Lei n.º 84/2013 já refletiam as orientações estabelecidas pela referida Lei-Quadro, a qual, no seu artigo 47.º, sob a epígrafe “Proteção dos consumidores”, elenca os seguintes aspetos:
 - Trata-se de uma incumbência das entidades reguladoras.
 - Deve haver representação das associações de consumidores nos órgãos das entidades reguladoras.
 - Devem prestar informação, orientação e apoio aos consumidores.
 - Devem promover o tratamento de reclamações através da resolução alternativa de litígios (mediação, conciliação e arbitragem), mediante solicitação dos interessados.

- Podem emitir recomendações ou até ordenar a adoção de providências necessárias à justa reparação dos direitos dos consumidores.
- De âmbito mais circunscrito, assinala-se ainda a alteração da lei dos serviços públicos essenciais (Lei n.º 23/96, de 26 de julho), através da Lei n.º 10/2013, de 28 de janeiro, que veio, designadamente alargar a antecedência mínima do envio do pré-aviso de interrupção de fornecimento de 10 para 20 dias.

As medidas de natureza regulamentar que em 2013 tiveram maior impacto na proteção dos consumidores foram as seguintes:

- Revisão do Regulamento de Relações Comerciais do setor do gás natural, sobressaindo neste domínio a previsão das condições em que deve ser assegurado fornecimento deste serviço essencial, incluindo aos clientes economicamente vulneráveis.
- Revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço do gás natural, estendendo um conjunto de obrigações de qualidade de serviço aos comercializadores em regime de mercado.
- Aprovação do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico, que antes integrava as competências da Direção Geral de Energia e Geologia.
- Aprovação da Diretiva n.º 16/2013, de 20 de setembro, com vista à operacionalização da isenção do pagamento da contribuição audiovisual no âmbito do processo de mudança de comercializador.
- Aprovação da Diretiva n.º 17/2013, de 23 de setembro, aplicável aos acertos de faturação de eletricidade e de gás natural baseada em estimativas de consumo, estabelecendo critérios para o pagamento fracionado quando o valor objeto do acerto ultrapasse em 25% o consumo médio mensal nos 6 meses anteriores.

Ao nível da verificação do cumprimento das disposições regulamentares por si aprovadas, a ERSE promoveu a realização de auditorias, nomeadamente sobre os sistemas de registo e cálculo de indicadores de qualidade de serviço de algumas empresas e relativamente às condições de prestação de informação sobre o desenvolvimento do mercado retalhista de gás natural.

A ERSE também verificou e acompanhou as alterações introduzidas por alguns comercializadores em regime de mercado nas condições gerais dos contratos de fornecimento propostos e as apresentadas por novos comercializadores.

No dia 15 de março de 2013, dia mundial dos direitos do consumidor, a ERSE emitiu e divulgou a sua Recomendação n.º 2/2013, no sentido de serem adotadas práticas comerciais mais transparentes, proporcionando aos consumidores escolhas mais informadas e conscientes, designadamente em matéria de fidelização de contratos, disponibilização de meios diversificados de pagamento e indexação de preços.

Na informação aos consumidores, além da resposta a pedidos individualmente apresentados, tratados em sede da gestão da conflitualidade, a ERSE procede à elaboração e atualização de conteúdos informativos divulgados através do Portal do Consumidor de Energia, integrado na página institucional da ERSE na internet. Também com o objetivo de fomentar um melhor esclarecimento aos consumidores de energia, de forma direta ou indireta, a ERSE dinamiza ou participa a convite de outras entidades sessões de informação e de formação sobre as questões que mais preocupam os consumidores de eletricidade e de gás natural. Em 2013, a ERSE esteve presente em seis eventos, tendo sido dado particular destaque aos temas da extinção das tarifas reguladas e da mudança de comercializador.

Na vertente da resolução de conflitos de natureza comercial e contratual, a ERSE faz uso dos procedimentos da mediação e da conciliação, através dos quais pode recomendar a resolução do litígio ou sugerir às partes que por acordo obtenham uma solução, sem que a possa impor às partes envolvidas. Em paralelo, na sequência de uma análise casuística, a ERSE recomenda o recurso à arbitragem, em especial a efetuada no âmbito dos centros de arbitragem de conflitos de consumo existentes. No número seguinte, contempla-se informação mais detalhada sobre o tratamento de reclamações levado a cabo em 2013 pela ERSE.

5.2 GESTÃO DA CONFLITUALIDADE

A ERSE intervém diretamente na resolução de litígios, fomentando o recurso à arbitragem voluntária e fazendo uso de outros mecanismos de resolução de litígios de carácter voluntário, através dos quais pode recomendar a resolução de casos concretos.

A ERSE promove inspeções frequentes aos registos de reclamações e às instalações dos comercializadores de eletricidade para aferir da sua conformidade à lei e aos regulamentos do setor, designadamente no que se refere às obrigações específicas relativas ao Livro de Reclamações.

Em 2013, o serviço de informação e apoio ao consumidor de energia da ERSE recebeu 12 735 reclamações, das quais 10 887 eram relativas ao setor elétrico e 1 833 ao setor do gás natural.

Do total das reclamações recebidas, 7 768 (cerca de 61%) foram provenientes de reclamações apresentadas nos Livros de Reclamações das empresas reclamadas, sendo que deste total 6 841 respeitam ao setor elétrico e 927 ao setor do gás natural.

A faturação, a interrupção do fornecimento, a qualidade de serviço comercial e o contrato de fornecimento continuaram a ser os temas que mais suscitam a intervenção da ERSE em 2013, no setor elétrico e no setor do gás natural.

Em 2013, a ERSE recebeu igualmente, por escrito, um total de 2 539 pedidos de informação. No setor elétrico destacaram-se as solicitações de informação referentes à mudança de comercializador (705);

tarifas e preços (341); contrato de fornecimento (312) e faturação (181). No setor do gás natural evidenciaram-se os temas das tarifas e preços (67); mudança de comercializador (61) e ligações às redes (58).

Todos os dias úteis, entre as 15h e as 18h, o serviço de informação e apoio ao consumidor de energia da ERSE presta informação através de uma linha telefónica dedicada, de custo reduzido⁵³.

⁵³ O consumidor paga o custo de uma chamada local, sendo o resto do custo imputado à ERSE.

6 SIGLAS

- ACE – Núcleo de Apoio ao Consumidor de Energia.
- ACER – *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*.
- AP – Alta Pressão (pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é superior a 20 bar).
- AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV).
- BP – Baixa Pressão (pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é inferior a 4 bar).
- BT – Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV).
- BTE – Baixa Tensão Especial (fornecimento ou entregas em BT em que a potência contratada é (i) Portugal continental - superior a 41,4 kW, (ii) Região Autónoma dos Açores - igual ou superior a 20,7 kW e seja efetuada a medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos, (iii) Região Autónoma da Madeira - superior a 62,1 kW).
- BTN – Baixa Tensão Normal (fornecimento ou entregas em BT em que a potência contratada é (i) Portugal continental - inferior ou igual a 41,4 kVA, (ii) Região Autónoma dos Açores - inferior ou igual a 215 kVA e não seja efetuada a medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos, (iii) Região Autónoma da Madeira - inferior ou igual a 62,1 kVA).
- CAPEX – Custos com investimento.
- CCGT – *Combined Cycle Gas Turbine* – Turbinas a Gás de Ciclo Combinado.
- CEER – *Council of European Energy Regulators*.
- CIEG – Custos de Interesse Económico Geral.
- CNMC – *Comisión Nacional de Mercados y Competencia*.
- CMVM – Comissão de Mercados e Valores Mobiliários.
- CNMV – *Comisión Nacional de Mercados de Valores*.
- CUR – Comercializador de Último Recurso.
- CURG – Comercializador de Último Recurso Grossista.
- DGEG – Direção-Geral de Energia e Geologia.
- ERI – *Electricity Regional Initiative*.
- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- FTR – *Financial Transmission Rights*.
- GNL – Gás Natural Liquefeito.

- GRI – *Gas Regional Initiative*.
- MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV).
- MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade.
- MIBGAS – Mercado Ibérico de Gás Natural.
- MP – Média Pressão (pressão cujo valor, relativamente à pressão atmosférica, é igual ou superior a 4 bar e igual ou inferior a 20 bar).
- MPAI – Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas do SNGN.
- MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV).
- OMIE – Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, SA.
- OMIP – Operador do Mercado Ibérico - Pólo Português.
- OPEX – Custos de exploração.
- ORD – Operador da Rede de Distribuição.
- ORT – Operador da Rede de Transporte.
- OTC – *Over The Counter*
- PCI – *Project of Common Interest*.
- PDIR – Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT.
- PRE – Produção em Regime Especial.
- RARII – Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações.
- RNT – Rede Nacional de Transporte de Eletricidade.
- RNTGN – Rede Nacional de Transporte de Gás Natural.
- RNTIAT – Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL.
- RQS – Regulamento de Qualidade de Serviço.
- RRC – Regulamento de Relações Comerciais.
- RT – Regulamento Tarifário.
- SEN – Sistema Elétrico Nacional.
- SNGN – Sistema Nacional de Gás Natural.
- UGS – Uso Global do Sistema.
- URD – Uso da Rede de Distribuição.

- URDAT – Uso da Rede de Distribuição em AT.
- URDBT – Uso da Rede de Distribuição em BT.
- URDMT – Uso da Rede de Distribuição em MT.
- URT – Uso da Rede de Transporte.
- VIP – *Virtual Interconnection Point*.
- WACC – *Weighted Average Cost of Capital*.