

**RELATÓRIO ANUAL
PARA A
COMISSÃO EUROPEIA SOBRE OS MERCADOS
DE ELETRICIDADE E GÁS NATURAL EM
2014
PORTUGAL**

Julho 2015

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	8
3.1.2.1	Balanço.....	8
3.1.2.2	Qualidade de serviço	10
3.1.2.3	Ligações	13
3.1.2.4	Medidas de salvaguarda.....	14
3.1.2.5	Fontes de energia renováveis.....	15
3.1.3	Tarifas de acesso às redes e custos de ligação	17
3.1.4	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações	26
3.1.5	Observância das disposições legais	31
3.2	Promoção da concorrência.....	33
3.2.1	Mercado grossista	33
3.2.1.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência	34
3.2.2	Mercado retalhista	49
3.2.2.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência	50
3.2.2.2	Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover a concorrência efetiva.....	56
3.3	Segurança de abastecimento	58
3.3.1	Monitorização do balanço entre oferta e procura.....	58
3.3.2	Monitorização dos investimentos em produção	61
3.3.3	Medidas para cobertura de picos de procura ou falhas de fornecimento	63
4	MERCADO DO GÁS NATURAL	65
4.1	Regulação das redes	65
4.1.1	Separação de atividades	65
4.1.2	Funcionamento técnico	66
4.1.2.1	Balanço.....	66
4.1.2.2	Acesso às infraestruturas de armazenamento, <i>linepack</i> e serviços auxiliares	67
4.1.2.3	Acesso de terceiros ao armazenamento	68
4.1.2.4	Ligações	68
4.1.2.5	Qualidade de serviço	69
4.1.2.6	Medidas de salvaguarda.....	70
4.1.3	Tarifas de acesso às infraestruturas e custos de ligação	71
4.1.4	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível das interligações	76
4.1.5	Observância das disposições legais	80
4.2	Promoção da concorrência.....	82

*RELATÓRIO ANUAL PARA A COMISSÃO EUROPEIA SOBRE OS MERCADOS DE ELETRICIDADE E GÁS
NATURAL EM 2014*

4.2.1	Mercado grossista	82
4.2.1.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência	82
4.2.2	Mercado retalhista	84
4.2.2.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência	85
4.2.3	Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover uma concorrência eficaz	94
4.3	Segurança de abastecimento	95
4.3.1	Monitorização do balanço entre oferta e procura	95
4.3.2	Evoluções previstas da procura e da oferta	96
4.3.3	Medidas para garantia de abastecimento	96
5	PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES E GESTÃO DA CONFLITUALIDADE	99
5.1	Proteção dos consumidores	99
5.2	Gestão da conflitualidade	100
6	SIGLAS	103

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 2014	9
Figura 3-2 - Repartição dos custos do mercado de serviços de sistema em 2014	9
Figura 3-3 - Evolução dos desvios em 2014	10
Figura 3-4 – Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2014, decomposto por atividade	20
Figura 3-5 – Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2014.....	21
Figura 3-6 - Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha	29
Figura 3-7 – Evolução do preço médio anual em mercado <i>spot</i> e separação de mercados.....	35
Figura 3-8 – Volatilidade de preço <i>spot</i>	36
Figura 3-9 – Preço em mercado <i>spot</i> e tempo de separação de mercado.....	37
Figura 3-10 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha)	38
Figura 3-11 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal)	39
Figura 3-12 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados.....	40
Figura 3-13 – Procura em mercado <i>spot</i> e consumo global mensal	41
Figura 3-14 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL	42
Figura 3-15 – Comunicação de factos relevantes.....	43
Figura 3-16 – Caracterização do parque electroprodutor em Portugal (por agente e capacidade instalada)	44
Figura 3-17 – Quotas de capacidade instalada por agentes nas diferentes tecnologias	45
Figura 3-18 – Concentração na produção em termos de capacidade instalada	46
Figura 3-19 – Quotas de energia produzida por agente	47
Figura 3-20 – Quotas de energia produzida por agentes nas diferentes tecnologias	48
Figura 3-21 – Concentração na produção em termos de produção de energia elétrica	49
Figura 3-22 – Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado	52
Figura 3-23 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental (número de clientes)	54
Figura 3-24 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes.....	55
Figura 3-25 – Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado por empresa comercializadora.....	56
Figura 4-1 – Decomposição do preço médio das tarifas de Acesso às Redes	72
Figura 4-2 – Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes.....	73
Figura 4-3 – Repartição do aprovisionamento por infraestrutura	84
Figura 4-4 – Abertura efetiva do mercado de gás natural, em 2014 (total do consumo em energia, excluindo centros eletroprodutores)	87
Figura 4-5 – Abertura efetiva do mercado de gás natural, em 2014 (clientes com consumo anual superior a 10 000 m ³ - Energia).....	88
Figura 4-6 – Número de clientes com mudança de comercializador no âmbito da plataforma gerida pela REN Gasodutos.....	89

Figura 4-7 – Repartição do número de clientes e do consumo em mercado liberalizado por segmento de cliente, em final de 2014.....	90
Figura 4-8 – Repartição da captação de clientes por parte de comercializadores em mercado em dezembro de 2013 e em dezembro de 2014	91
Figura 4-9 – Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em mercado em dezembro de 2013 e em dezembro de 2014	92
Figura 4-10 – Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em regime de mercado em 2014 e por rede de distribuição e de transporte	93
Figura 4-11– Evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, entre 2004 e 2014.....	95
Figura 4-12– Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, entre 2014 e 2019	96

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2014	12
Quadro 3-2 – Variação tarifária de Acesso às Redes 2013 / 2014.....	18
Quadro 3-3 – Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes 2014 / 2013	19
Quadro 3-4 - Evolução mensal das rendas de congestionamentos em 2014	28
Quadro 3-5 – Défice tarifário em 2014 – Saldo em dívida	58
Quadro 3-6 – Margem de capacidade.....	59
Quadro 3-7 – Abastecimento do consumo.....	59
Quadro 3-8 – Repartição da produção	60
Quadro 3-9 – Potência máxima anual.....	60
Quadro 3-10 – Parque eletroprodutor	61
Quadro 3-11 – Evolução prevista para a PRE	62
Quadro 4-1 – Evolução tarifária do acesso às Infraestruturas para o ano gás 2014-2015	72
Quadro 4-2 – Evolução tarifária por atividade 2014-2015 / 2013-2014	72

1 NOTA DE ABERTURA

O presente relatório é elaborado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), entidade responsável pela regulação dos setores do gás natural e da eletricidade, e enquadra-se nas disposições das Diretivas 2009/72/EC (eletricidade) e 2009/73/EC (gás natural) do Parlamento Europeu e do Conselho, ambas de 13 de julho de 2009. As referidas diretivas determinam que os reguladores devem informar anualmente as autoridades nacionais, a Comissão Europeia e a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) sobre as suas atividades e os desenvolvimentos observados nos mercados de eletricidade e gás natural.

A legislação nacional, concretamente o Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, e o Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, também preveem que a ERSE elabore um relatório anual sobre o funcionamento dos mercados de eletricidade e gás natural e sobre o grau de concorrência efetiva nesses mercados. Nesse sentido, a ERSE deve enviar o relatório ao membro do Governo responsável pela área da energia, à Assembleia da República e à Comissão Europeia, devendo ainda publicar o referido relatório.

Nestes termos, o presente relatório, cuja estrutura foi harmonizada no contexto do Conselho Europeu de Reguladores de Energia (CEER), apresenta os principais desenvolvimentos dos mercados de eletricidade e gás natural em Portugal, incluindo os temas da concorrência, da regulação das redes, da segurança de abastecimento e da proteção dos consumidores. O relatório cobre ainda as medidas regulatórias adotadas e os resultados obtidos no que respeita à atividade anual da ERSE.

A caracterização e os dados estatísticos apresentados cobrem, essencialmente, o ano de 2014. Incluem-se ainda as evoluções regulatórias com impacto no desenvolvimento futuro nos mercados.

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

Em 2014, os mercados de eletricidade e de gás natural em Portugal conheceram evoluções importantes no campo da liberalização do mercado retalhista e na integração ibérica dos mercados grossistas. Essa dinâmica da dimensão comercial do mercado ocorreu num contexto de fraco crescimento económico e de consumo de energia elétrica, na continuação da tendência de redução do consumo de gás natural e na redução das taxas de juro.

A saída dos clientes dos comercializadores de último recurso (com tarifa regulada) para o comercializador em regime de mercado ocorreu a um ritmo elevado, devido à existência de diferenciais positivos (benefícios) na passagem para o mercado e ao mecanismo legal de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais. No final de 2014, cerca de 60% dos clientes residenciais de eletricidade e de gás natural estavam já em comercializadores de mercado. Em termos de consumo, 83% do consumo elétrico e 94% do consumo de gás natural estava contratado no mercado liberalizado. Esta saída de clientes para o mercado foi acompanhada do crescimento do número de comercializadores ativos no mercado e do número de ofertas comerciais.

A nível dos mercados grossistas, assistiu-se também a uma evolução no sentido do aprofundamento da integração ibérica, o que reflete um contexto mais próximo do objetivo de um mercado interno da energia e, assim, um desenvolvimento positivo de mercado.

Na eletricidade, o nível de acoplamento de preços no MIBEL foi de 94%, com um *spread* médio de apenas 0,28 €/MWh (cerca de 0,5% do preço médio), com preço mais elevado em Espanha. Foram implementadas novas medidas regulatórias para melhorar a integração do mercado e as ferramentas de gestão de risco pelos agentes de mercado. São exemplos o acoplamento do mercado diário do MIBEL com os mercados da Região Noroeste da Europa, os leilões conjuntos de direitos financeiros sobre a capacidade de interligação PT-ES e a plataforma de troca transfronteiriça de serviços de sistema (BALIT) entre os gestores de sistema de Portugal e Espanha.

No setor do gás natural, a procura continuou fortemente afetada pelas condições estruturais do mercado elétrico, que reduziram os níveis de utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural, tendo-se observado uma redução do consumo total de gás natural em 2014. O ano de 2014 acentuou ainda a tendência de maior utilização das interligações como via de importação de gás natural, em prejuízo da utilização do terminal de GNL. A interligação foi mais utilizada pelos agentes de mercado e verificaram-se desenvolvimentos regulatórios ao nível da atribuição de capacidade. A implementação antecipada do código de rede europeu sobre mecanismos de atribuição de capacidade continuou a ser trabalhada pela Iniciativa Regional de Gás do Sul (GRI-SUL), passando a atribuição de capacidade de interligação a ser operada através da plataforma Prisma, num ponto virtual de interligação.

Ainda no contexto da Iniciativa Regional do Sul, os reguladores de Portugal e Espanha lançaram uma consulta pública sobre os modelos de integração do mercado ibérico de gás natural. Foi ainda lançado o trabalho de implementação do código de rede europeu sobre balanço das redes de transporte, que representará um passo adicional da harmonização regulatória e da integração dos mercados.

O ano de 2014 foi marcado igualmente pela implementação dos procedimentos de planeamento de investimentos nas redes de transporte e de distribuição de eletricidade e de gás natural, de acordo com o previsto na legislação nacional e europeia, com a realização da primeira consulta pública pela ERSE aos planos de desenvolvimento das várias redes. Em particular, a ERSE finalizou o seu parecer ao plano decenal de desenvolvimento da rede de transporte de gás natural (PDIRGN 2014-23), bem como consultou e emitiu o seu parecer sobre o plano decenal de desenvolvimento da rede de transporte de eletricidade (PDIRT-E 2014-23). Foi ainda lançada a consulta pública relativa ao plano quinquenal de desenvolvimento da rede de distribuição de eletricidade (PDIRD-E 2015-19). Estes instrumentos de planeamento decorrem num contexto de alterações estruturais da procura e da oferta de gás natural e eletricidade em Portugal e de uma elevada incerteza quanto à sua evolução. Este facto reforça a importância do procedimento adotado na consulta aos interessados, envolvendo todos os agentes no exercício de planeamento das infraestruturas energéticas.

Em setembro de 2014, o regulador português emitiu a sua Decisão relativa à certificação dos operadores das redes de transporte de gás natural e de eletricidade como operadores em regime de separação completa jurídica e patrimonial. Esta Decisão decorreu da proposta dos operadores, em cumprimento das diretivas do mercado interno e da legislação nacional, e representa um marco na estrutura organizativa dos dois setores e no papel dos respetivos operadores de rede de transporte. A Decisão de Certificação identificou alguns aspetos de inconformidade por parte dos operadores com o estatuto requerido, tendo previsto um prazo de 8 meses para a retificação dos referidos aspetos e posterior avaliação pelo regulador.

Importa ainda destacar que o Estado português concluiu, em 2014, a privatização da totalidade do capital da REN SGPS, a *holding* que detém os operadores das redes de transporte de gás natural e eletricidade.

Ainda durante o ano de 2014 decorreu um processo de revisão regulamentar dos regulamentos do setor elétrico, em preparação do novo período regulatório mas também adotando diversas evoluções do quadro regulamentar aplicável aos comercializadores em regime de mercado e os novos regimes legais como o regime da produção para autoconsumo. A evolução do mercado elétrico português para um novo paradigma de mercado liberalizado, de maior integração ibérica e europeia e num contexto de maior inovação tecnológica nas atividades do setor, bem como o reforço das regras para a defesa dos interesses dos consumidores, marcou o processo de revisão regulamentar.

Por último, ao nível dos preços de eletricidade e gás natural no mercado retalhista, a situação em 2014 refletiu uma pressão sobre os custos de acesso regulado às redes, quer no gás natural (motivada por uma

redução da procura nos últimos anos), quer na eletricidade. No caso do setor elétrico, a pressão nos preços retalhistas foi sobretudo motivada pelos custos de interesse económico geral.

Em 2014 foi publicado o primeiro relatório com a informação recolhida pela ERSE na sequência da publicação da Recomendação n.º 2/2013, referente a aspetos da contratação de eletricidade e de gás natural relevantes para os consumidores. A informação veio demonstrar que ambos os mercados apresentavam uma tendência, no final de 2013, para estarem próximos da inexistência de fidelização ou penalidades contratuais pela sua quebra. No que respeita à disponibilização de meios de pagamento, a situação é díspar entre os comercializadores presentes no mercado, sendo que em alguns comercializadores praticamente a totalidade das ofertas têm apenas um meio de pagamento (sem que este seja o numerário), e noutros pelo menos metade das ofertas dispõe de vários meios de pagamento, incluindo o numerário. Quanto à indexação de preços, a prática mais comum é a inexistência de indexação de preços nas ofertas em mercado.

No caso do gás natural, os preços retalhistas aos clientes finais beneficiaram no final do ano da redução do preço grossista do gás natural, fruto da evolução do preço do petróleo. Em ambos os setores, o segmento de mercado liberalizado mostrou bastante dinamismo, refletindo ao longo do ano as reduções do custo grossista de eletricidade e de gás natural que se verificaram em Portugal. Esse fator contribuiu para a progressiva passagem de clientes dos comercializadores de último recurso para o mercado liberalizado.

3 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1 REGULAÇÃO DAS REDES

3.1.1 SEPARAÇÃO DAS ATIVIDADES

CERTIFICAÇÃO DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

A transposição das Diretivas 2009/73/CE (gás natural) e 2009/72/CE (eletricidade), ambas de 13 de julho introduziram novas regras no quadro organizativo dos setores do gás natural e da eletricidade, como sejam a adoção de medidas no sentido do reforço da disciplina de separação de atividades de produção e comercialização e a operação das redes de transporte, de forma a atingir o estabelecimento de um mercado energético interno na União Europeia.

Neste âmbito insere-se o procedimento de certificação do operador da rede de transporte de eletricidade e de gás natural, pela entidade reguladora nacional, ou seja, no caso concreto pela ERSE.

Em setembro de 2014, a ERSE emitiu uma decisão conjunta que abrangia a certificação da REN – Rede Eléctrica Nacional como operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) e a REN – Gasodutos como operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) em regime de separação completa jurídica e patrimonial (*full ownership unbundling*), mediante o cumprimento, no prazo de oito meses, de um conjunto de condições de certificação destinadas a garantir a independência destes operadores.

As condições exigidas pela decisão da ERSE incluem alteração do Contrato de Sociedade da REN SGPS no sentido de impor:

- Restrições aos acionistas da REN SGPS, nomeadamente:
 - a) os acionistas que exerçam controlo em empresas de produção ou comercialização de eletricidade ou gás natural estão impedidos de exercer quaisquer direitos na REN SGPS, sem prejuízo do direito de receber dividendos, salvo reconhecimento pela entidade certificadora da não existência de risco de conflito de interesses.
 - b) as pessoas que exerçam controlo ou direitos sobre empresas de produção ou comercialização de eletricidade ou gás natural estão impedidos de designar, direta ou indiretamente, membros dos órgãos de administração e de fiscalização da REN SGPS, salvo reconhecimento pela entidade certificadora da não existência de risco de conflito de interesses.

• Restrições aos membros dos conselhos de administração ou de fiscalização da REN SGPS e dos operadores das redes de transporte (ORT), os quais estão impedidos, designadamente, de integrar simultaneamente órgãos sociais em empresas de produção ou comercialização de eletricidade ou gás natural.

Existe ainda obrigação de comunicação à ERSE, em tempo útil, de qualquer alteração de circunstâncias que envolvam as condições analisadas no processo de certificação, bem como alterações que ocorram após o operador ter sido certificado.

A ERSE encontra-se a proceder à avaliação do cumprimento das condições de certificação que integram a decisão aprovada, estando a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., enquanto entidade concessionária da RNT, sujeita ao cumprimento da decisão de certificação emitida, com vista à sua aprovação e designação como operador de rede de transporte pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

DIFERENCIAÇÃO DE IMAGEM

Em matéria de diferenciação de imagem no setor elétrico, mantém-se em vigor, sem alterações, o disposto na Diretiva n.º 23/2013, de 22 de novembro, aplicável ao operador de rede de distribuição (EDP Distribuição) e ao comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal) que servem um número de clientes superior a 100 mil.

3.1.2 FUNCIONAMENTO TÉCNICO

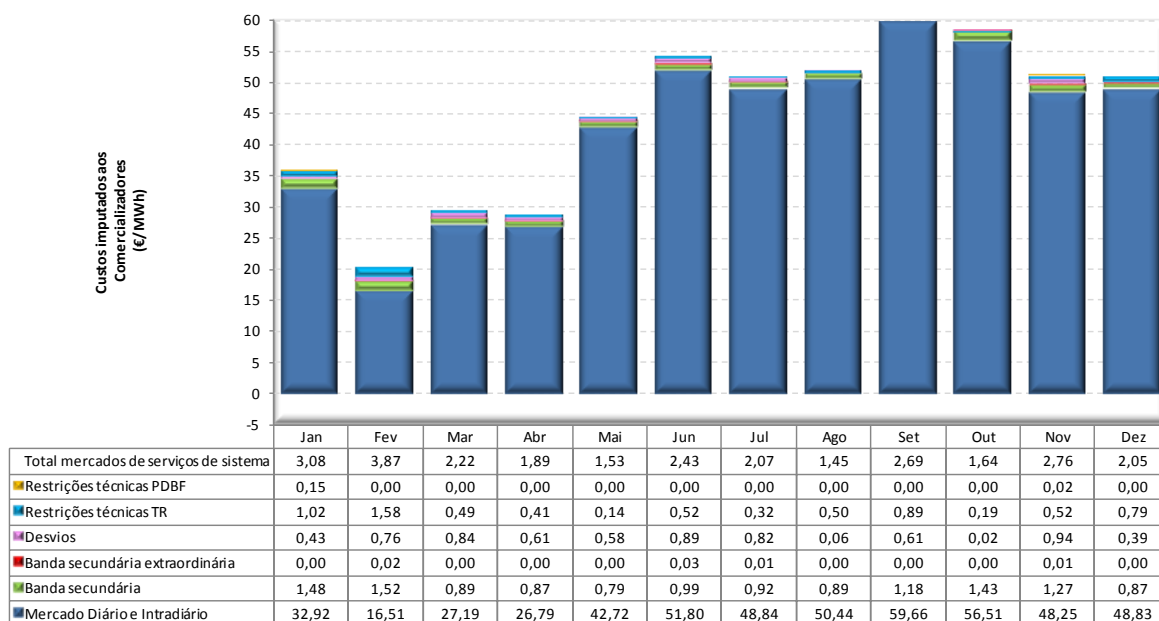
3.1.2.1 BALANÇO

Em 2014, 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.

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 2014. Deste modo, apresentam-se, para além da parcela relativa ao mercado diário e intradiário, uma outra que respeita ao mercado de serviços de sistema, apresentando os seus principais componentes.

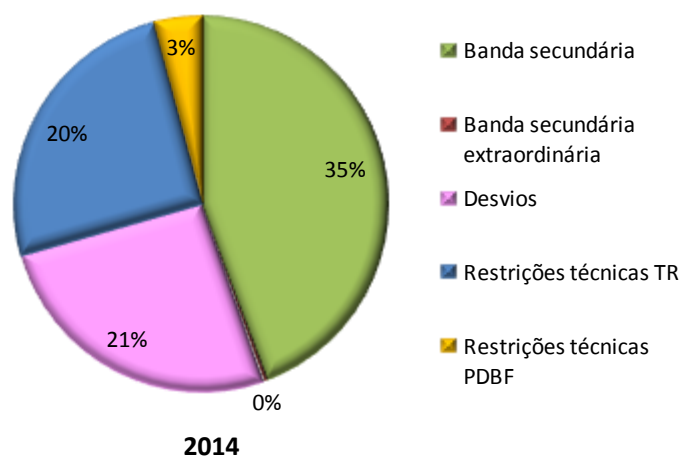
Figura 3-1 - Repercussão dos mercados diário e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a atuar em Portugal, em 2014



Ao longo de 2014, o mercado de serviços de sistema representou um custo médio ponderado de 2,31 €/MWh, face a um preço médio ponderado no mercado diário e intradiário de 42,23 €/MWh.

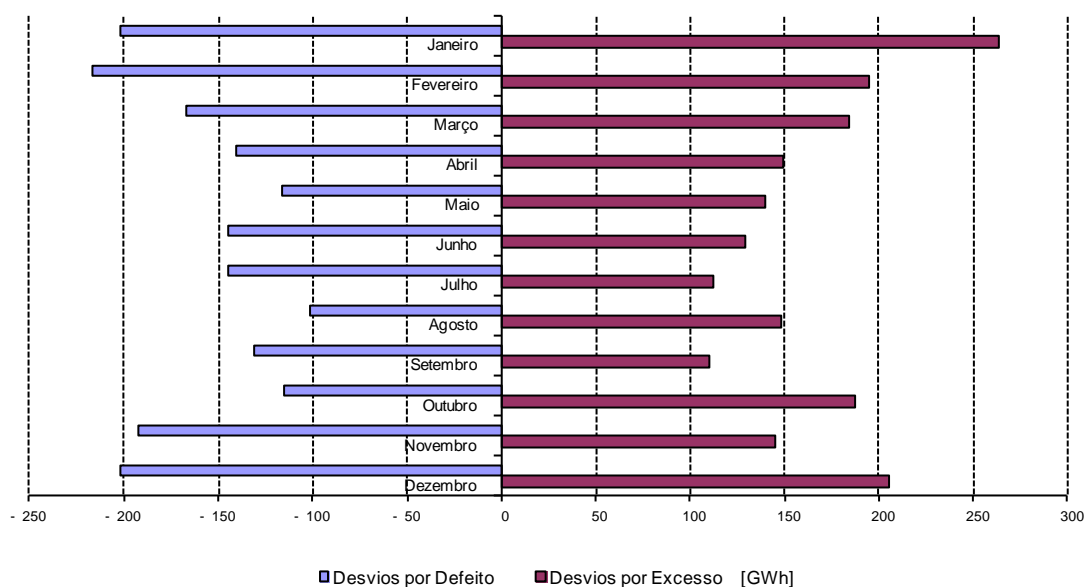
A Figura 3-2 apresenta a repartição dos custos do mercado de serviços de sistema, constatando-se que as componentes mais importantes dizem respeito a desvios e contratação de banda secundária.

Figura 3-2 - Repartição dos custos do mercado de serviços de sistema em 2014



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 2014, estando representados os desvios por defeito e os desvios por excesso.

Figura 3-3 - Evolução dos desvios em 2014



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 serviço¹.

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.

Este incentivo tem em vista, por um lado, promover a continuidade global de fornecimento de energia elétrica (“componente 1” do incentivo) e, por outro, incentivar a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos (“componente 2” do incentivo).

¹ Além deste tema, o RQS estabelece ainda obrigações relativas à qualidade da onda de tensão e à qualidade de serviço comercial.

A “Componente 2” foi introduzida numa alteração regulamentar de 2014 e apenas será aplicada ao desempenho da rede no ano de 2015.

O valor da “Componente 1” do incentivo depende do valor da energia não distribuída anualmente e é determinado através de uma função estabelecida regulamentarmente. Para a determinação deste valor da energia distribuída são excluídas as interrupções classificadas pela ERSE como Eventos Excepcionais².

Em 2013, o valor de energia não distribuída foi inferior ao valor de referência fixado para o período de regulação, tendo o incentivo representado cerca de 526 milhares de euros. Para o ano de 2014 e considerando a informação disponível até à data, o valor da energia não distribuída na rede de distribuição em MT e AT dará origem a um montante do incentivo de cerca de 279 milhares de euros.

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 (aplicável a interrupções longas³) 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 (aplicável a interrupções longas) da potência instalada nos postos de transformação;
- SAIDI – Duração média das interrupções longas do sistema: indicador de aplicação à rede de transporte e à rede de distribuição;
- SAIFI – Frequência média das interrupções longas do sistema: indicador de aplicação à rede de transporte e à rede de distribuição;

² O RQS aprovado em 2013, e que entrou em vigor em 2014, estabelece o conceito de Evento Excepcional como sendo um incidente que reúne cumulativamente as seguintes características:

- Baixa probabilidade de ocorrência do evento ou das suas consequências;
- Provoque uma significativa diminuição da qualidade de serviço prestada;
- Não seja razoável, em termos económicos, que os operadores de redes, comercializadores, comercializadores de último recurso ou, no caso das Região Autónoma dos Açores (RAA) e Região Autónoma da Madeira (RAM), os produtores evitem a totalidade das suas consequências;
- O evento e as suas consequências não sejam imputáveis aos operadores de redes, comercializadores, comercializadores de último recurso ou, no caso das RAA e RAM, aos produtores.

Um incidente só é considerado Evento Excepcional após aprovação pela ERSE, na sequência de pedido fundamentado por parte dos operadores das redes, dos comercializadores ou dos comercializadores de último recurso.

³ Interrupções com uma duração superior a 3 minutos.

- MAIFI – Frequência média das interrupções breves⁴ 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 longas, isto é, com duração superior a 3 minutos.

A partir do ano de 2014, na rede de transporte e nas redes de distribuição em AT e MT, passou também a ser monitorizado o número de interrupções breves, através do indicador MAIFI.

O Quadro 3-1 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço registados em Portugal continental, em 2014.

Quadro 3-1 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2014

Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Programadas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excepcionais
Transporte	TIE (min)	-	0,020	-
	SAIFI (int)	-	0,030	-
	SAIDI (min)	-	0,100	-
	MAIFI (int)	-	0,040	-
Distribuição AT	SAIFI (int)	0,008	0,283	0,042
	SAIDI (min)	1,291	34,212	17,716
	MAIFI (int)	-	1,339	0,017
Distribuição MT	TIEPI (min)	1,162	69,689	18,360
	SAIFI (int)	0,001	1,837	0,494
	SAIDI (min)	0,401	87,306	30,505
	MAIFI (int)	0,003	13,053	0,197
Distribuição BT	SAIFI (int)	0,011	1,560	0,332
	SAIDI (min)	2,585	74,890	19,856

Fonte: REN, EDP Distribuição

⁴ Interrupções com uma duração igual ou superior a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos.

O RQS estabelece padrões individuais de continuidade de serviço que constituem um compromisso do operador de rede para com o cliente, relativamente ao nível aceitável de número e duração anuais de interrupções. O incumprimento destes padrões por parte do operador de rede origina o direito a uma compensação monetária (que não pretende ter carácter de indemnização por danos causados), paga através da fatura de energia elétrica, sem que o cliente necessite de a solicitar. O pagamento da referida compensação tem de ocorrer durante o primeiro trimestre do ano seguinte àquele em que ocorreu o incumprimento.

Em 2014 verificou-se nas redes de distribuição uma redução de 19,7% no número incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço face ao ano de 2013. Relativamente às compensações pagas aos clientes, em 2014 o valor total diminuiu 23,7% comparativamente com o valor registado no ano de 2013.

3.1.2.3 LIGAÇÕES

O enquadramento regulamentar das condições comerciais de ligação às redes inclui, entre outras, as seguintes matérias:

- Obrigação de ligação à rede;
- Tipo de encargos que podem ser cobrados;
- Regras de cálculo dos encargos de ligação à rede;
- Conteúdo e prazos de apresentação dos orçamentos;
- Condições de pagamento dos encargos de ligação;
- Construção dos elementos de ligação à rede;
- Prestação de informação.

Os operadores de rede são obrigados a proporcionar uma ligação às redes aos clientes que a requisitem nas condições comerciais de ligação à rede aprovadas pela ERSE.

As instalações elétricas não podem ser ligadas às redes sem a prévia emissão de licença ou autorização por parte das entidades administrativas competentes.

As redes são pagas pelos consumidores de energia elétrica do seguinte modo:

- Encargos de ligação à rede de acordo com as regras aprovadas pela ERSE.

- Tarifas de uso das redes, que constituem uma parcela da fatura de energia elétrica. No cálculo destas tarifas são excluídos os encargos suportados pelos requisitantes de ligações (comparticipações).

As condições comerciais incluem incentivos a uma adequada sinalização económica da instalação a ligar à rede (quanto mais longe da rede, mais elevada a participação), promovem uma afetação eficiente dos recursos, designadamente ao nível das potências requisitadas (quanto maior a potência requisitada, maiores os custos a suportar pelos requisitantes) e assentam em regras simples e fáceis de aplicar, de modo a assegurar a compreensão dos encargos de ligação por parte dos requisitantes e a redução do nível de conflitos no setor.

São considerados elementos de ligação à rede as infraestruturas físicas que permitem a ligação de uma instalação elétrica às redes, classificando-se nos seguintes dois tipos:

- Elementos de ligação para uso exclusivo – parte da ligação por onde esteja previsto transitar, exclusivamente, energia elétrica produzida ou consumida na instalação em causa (convencionou-se que corresponde ao troço de ligação mais próximo da instalação consumidora até ao comprimento máximo ($L_{max}=30$ metros) aprovado pela ERSE).
- Elementos de ligação para uso partilhado – parte da ligação onde pode transitar energia elétrica para abastecer mais do que uma instalação (corresponde, na BT, ao comprimento que excede o comprimento máximo do elemento de ligação para uso exclusivo).

O operador da rede pode optar por sobredimensionar o elemento de ligação para uso partilhado, de modo a que possa vir a ser utilizado para a ligação de outras instalações. Na MT só há elementos de ligação para uso partilhado.

Com a revisão do RRC ocorrida em 2012 passou a ser o requisitante de uma ligação o responsável pela construção dos troços de uso exclusivo, 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.

Depois de construídos, os elementos de ligação passam a fazer parte integrante das redes logo que sejam considerados pelo operador em condições técnicas de exploração.

O ORD tem 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 temporário, as medidas de salvaguarda necessárias⁵.

Durante o ano de 2014 não houve incidências que motivassem a necessidade de implementar medidas de salvaguarda⁶.

3.1.2.5 FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS

O Decreto-Lei n.º 215 -B/2012, de 8 de outubro, procedeu à alteração ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, e completou a transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece as regras comuns para o mercado interno de eletricidade, veio consolidar o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade através de fontes de energia renováveis, completando ainda a transposição da referida Diretiva n.º 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis, e alterando os conceitos de produção em regime ordinário e de produção em regime especial, deixando esta última de se distinguir da primeira apenas pela sujeição a regimes especiais no âmbito de políticas de incentivo, passando também a integrar a produção de eletricidade através de recursos endógenos em regime remuneratório de mercado.

Com efeito, 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 produção distribuída e a produção sem injeção de potência na rede. É também considerada produção em regime especial a produção de eletricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a regime jurídico especial⁷. Assim, o conceito de PRE passou a acomodar todas as fontes de energia renováveis para a produção de eletricidade, incluindo toda a produção hídrica.

Ainda no âmbito da PRE, cabe referir que o Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, estabeleceu, por um lado, o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à rede elétrica pública, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis e, por outro lado, o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à Rede Elétrica de Serviço Público, por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis. O regime estabelecido para a pequena produção mantém os traços gerais do anterior regime da miniprodução. Por seu lado, o regime estabelecido para a produção para autoconsumo inscreve diversas novidades, em particular por

⁵ Artigo 33.º-B do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

⁶ Conforme estabelecido no artigo 42.º da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

⁷ Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, artigo 18.º, n.º 1.

comparação com o anterior regime da microprodução. Desde logo em termos dos níveis de potência e de tensão envolvidos, mas também na criação de instalações com caráter simultaneamente consumidor e produtor, com partilha da ligação à rede elétrica e, nalguns casos, com partilha do próprio equipamento de medição, que poderá servir ambos os propósitos, o de medição do consumo da instalação de utilização e o de medição da energia injetada na rede.

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 Portugal⁸.

A normativa comunitária⁹ 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 despacho¹⁰, salvo se colocar em risco a segurança de abastecimento¹¹. Existem, no entanto, limitações à potência

⁸ A recente legislação da cogeração prevê que os cogeradores possam optar por oferecer a energia produzida no mercado organizado, recebendo um prémio por isso.

⁹ Diretiva 2009/29/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

¹⁰ Os aproveitamentos hidroelétricos com potência instalada superior a 30 MW não têm prioridade no despacho.

¹¹ Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, artigo 33.º-W.

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 correspondentes¹². 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 2014, manteve-se na generalidade 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 metodologias de regulação económica que permitem determinar os proveitos permitidos. A aprovação do RT é precedida de consulta pública e de parecer do Conselho Tarifário da ERSE. 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.

¹² 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.

São aprovadas as seguintes tarifas por atividade regulada: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte em MAT e AT e Uso das Redes de Distribuição em AT, MT e BT.

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.

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. Em cada variável de faturação, os preços das tarifas de acesso 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 subsidiação cruzadas 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 2014 (0,0717 €/kWh), correspondeu a um acréscimo tarifário de 6,3% entre 2013 e 2014, e às variações por nível de tensão que se apresentam na figura seguinte:

Quadro 3-2 – Variação tarifária de Acesso às Redes 2013 / 2014

	Tarifas 2013 €/kWh	Tarifas 2014 €/kWh	Variação
Tarifas de Acesso às Redes	0,0674	0,0717	6,3%
Acesso às Redes em MAT	0,0219	0,0225	3,0%
Acesso às Redes em AT	0,0269	0,0277	3,2%
Acesso às Redes em MT	0,0456	0,0482	5,8%
Acesso às Redes em BTE	0,0745	0,0815	9,4%
Acesso às Redes em BTN	0,1008	0,1073	6,5%

* Aplicação das tarifas de 2013 à procura prevista para 2014

O quadro seguinte apresenta a estrutura (proveitos das atividades reguladas) e o nível de consumos previstos para 2014. Mantendo os preços das tarifas de 2013, a evolução da estrutura dos consumos origina um decréscimo de 0,4% no preço médio.

Quadro 3-3 – Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes 2014 / 2013

Características e preço médio	Tarifas 2013, consumo 2013 (1)	Tarifas 2013, consumo 2014 (2)	Tarifas 2014, consumo 2014 (3)
Proveitos (10 ⁶ Euros)	3 072	3 002	3 192
Consumo (GWh)	45 399	44 533	44 533
Preço médio (EUR/kWh)	0,0677	0,0674	0,0717
Varição (%)		(2)/(1) = -0,4%	(3)/(2) = 6,3%

O principal fator da variação das tarifas de acesso verificada em 2014 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, apresenta-se o preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2014 e a sua estrutura, por atividade regulada e para cada nível de tensão.

Figura 3-4 – Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2014, decomposto por atividade

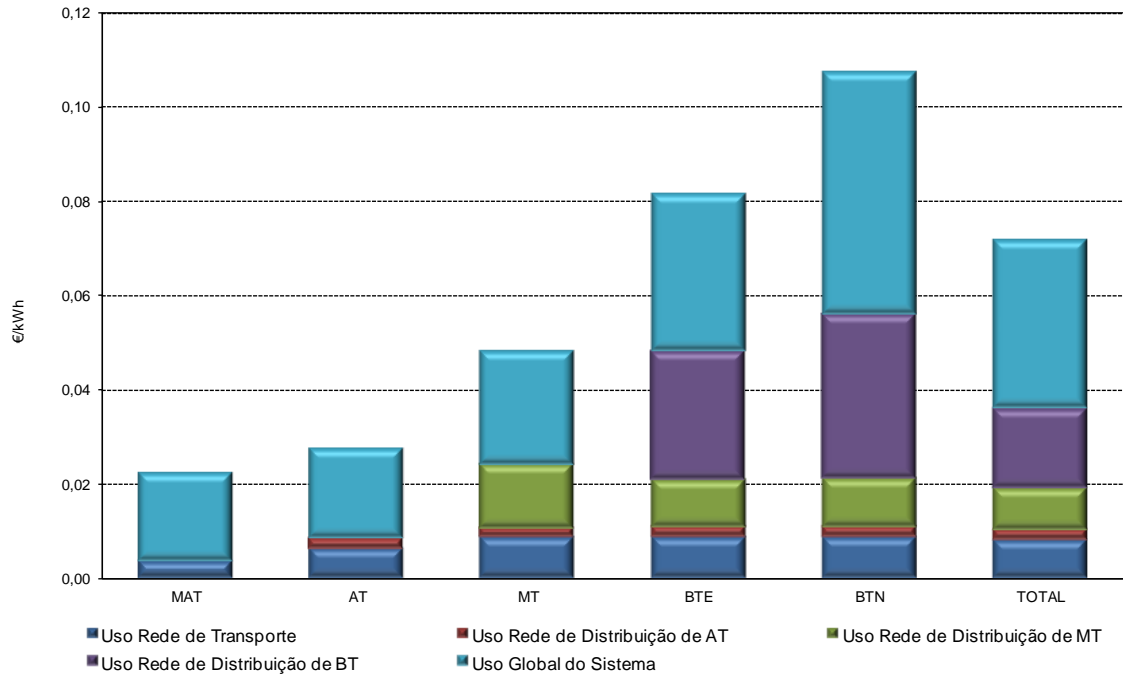
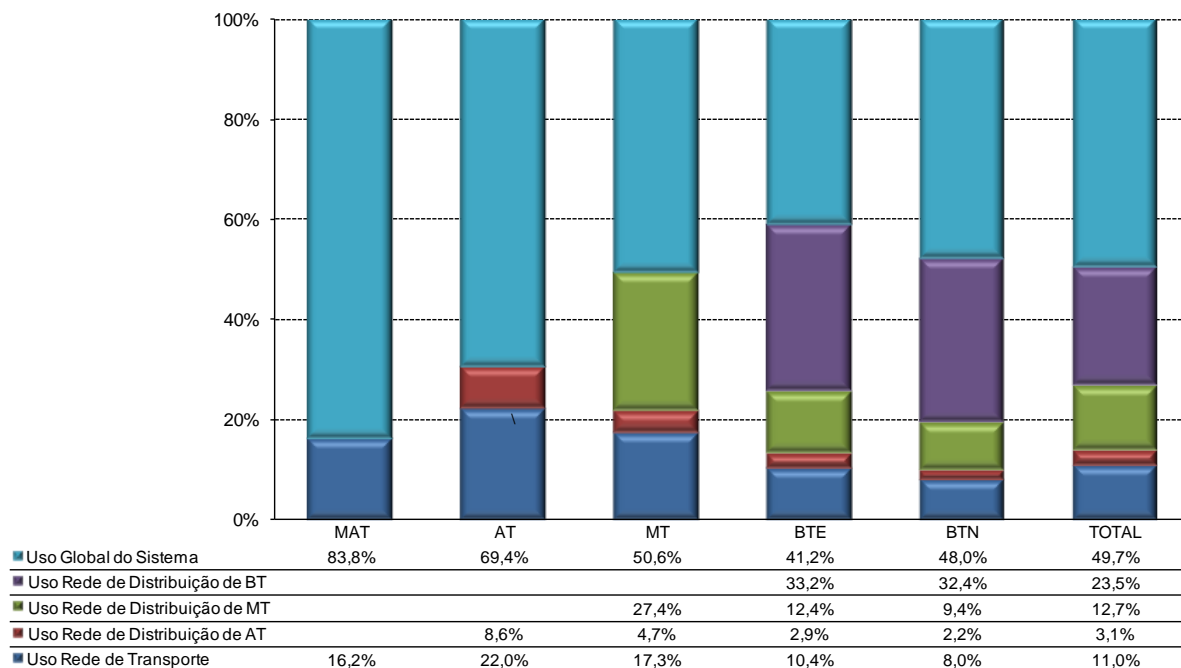


Figura 3-5 – Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2014



REVISÃO REGULAMENTAR DE 2014

A ERSE promoveu um processo de revisão dos regulamentos do setor elétrico em 2014, que abrangeu o Regulamento de Relações Comerciais (RRC), o Regulamento Tarifário (RT), o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI) e o Regulamento da Operação das Redes (ROR).

No caso do Regulamento Tarifário¹³ que foi publicada no final de 2014, a revisão incidiu sobre várias matérias, das quais se destacam as relativas às tarifas de acesso às redes:

- Decisão de implementação de projetos piloto de tarifas dinâmicas;
- Alargamento a um maior universo de clientes da opção tarifária bi-horária e tri-horária, em segmentos que estavam restringidos à tarifa simples.

O processo de revisão regulamentar incluiu ainda uma discussão sobre eventuais alterações na Tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável aos produtores.

As alterações regulamentares aplicam-se às tarifas de acesso às redes a partir de 2015.

¹³ Regulamento n.º 551/2014, de 15 de dezembro.

METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O ano de 2014, foi o último ano do período de regulação 2012-2014 e foi também o ano de preparação do período de regulação 2015-2017. De forma a recordar as metodologias aplicadas a cada atividade regulada, resume-se, de seguida, por operador, os modelos regulatórios subjacentes ao período regulatório ainda em vigor:

- Operador da rede de transporte – Modelo baseado em incentivos económicos: (i) aplicação de uma metodologia do tipo *price cap*¹⁴ com metas de eficiência aplicadas aos custos de exploração (OPEX¹⁵); (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*¹⁶ aplicada ao (OPEX) e custos aceites em base anual no caso dos custos com capital¹⁷, tendo em conta os planos de investimento propostos pelas empresas. São igualmente aplicados outros incentivos: (i) incentivo ao investimento em redes inteligentes; (ii) incentivo à melhoria da qualidade de serviço e (iii) incentivo à redução de perdas.
- Comercializador de último recurso - Regulação do tipo *price-cap*¹⁸, acrescida de uma remuneração com vista a compensar as necessidades de capital circulante decorrente 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*¹⁹; (ii) definição de custos de

¹⁴ A componente fixa tem um peso importante e os indutores de custo que determinam a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de uso da rede de transporte são pouco voláteis, o que aproxima esta metodologia do *revenue cap*. Os indutores são os km de linhas de rede e o número de painéis em subestações. O fator de eficiência foi fixado em 3,5%.

¹⁵ Operational expenditure

¹⁶ Os indutores de custos são a energia distribuída e injetada e o número de clientes. O fator de eficiência foi de 3,5% ao qual se soma a inflação.

¹⁷ Remuneração do ativo líquido e amortizações.

¹⁸ Os indutores de custo são o número de clientes e o número de processos de atendimento. O fator de eficiência anual foi de 3,5%.

¹⁹ Os indutores de custos na atividade de distribuição em ambas as Regiões Autónomas são a energia distribuída e o número de clientes. Na atividade de comercialização o indutor de custos é o número de clientes. Na Região Autónoma dos Açores a meta de eficiência média aplicada a cada uma das atividades foi de 3,5%. Na Região

referência do fuelóleo consumido na produção de energia elétrica²⁰ e (iii) incentivo à promoção do desempenho ambiental.

Os proveitos permitidos aos Operadores da Rede de Transporte e Distribuição nas suas atividades de Gestão Global do Sistema, de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial e de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte incluem custos que derivam essencialmente de decisões legislativas e que são denominados Custos de Interesse Económico Geral (CIEG).

Os CIEG mais significativos, quer pelo valor, quer pelo do seu impacto no funcionamento do mercado, são os relacionados com a produção. A liberalização do mercado levou à necessidade de antecipar a cessação dos Contratos Aquisição de Energia Elétrica de longo prazo (CAE). Dois desses contratos mantiveram-se, ficando a energia produzida por essas duas centrais a ser gerida por uma empresa comercializadora. Os restantes contratos foram cessados e os respectivos centros electroprodutores passaram a estar enquadrados por uma figura jurídica – Custos com a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) - que confere aos produtores o direito a receberem uma compensação pecuniária destinada a garantir a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados pelos CAE. Existe também uma parcela muito significativa que diz respeito à remuneração da energia produzida a partir de fontes renováveis ou cogeração (PRE com exceção da grande hídrica), determinada administrativamente. Os custos considerados nestas tarifas e que refletem o anteriormente exposto são:

- Custos dos CAE remanescentes, que correspondem à diferença entre os custos com a aquisição de energia definidos nos CAE e as receitas da sua venda no mercado grossista;
- Custos com os CMEC, diferença entre benefícios económicos proporcionados pelos CAE e a receita da venda da energia destes contratos no mercado;
- Sobrecusto da PRE com exceção da grande hídrica, que corresponde à diferença entre o preço médio de aquisição de energia àqueles produtores e o preço médio de venda dessa mesma energia no mercado grossista, por parte do CUR.
- Para além destes, destacam-se igualmente as rendas de concessão pagas pelo Operador da Rede de Distribuição aos municípios e as compensações pagas às empresas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira pela aplicação, nestas regiões, de um nível tarifário igual ao continente.

Autónoma da Madeira as metas de eficiência variam entre 2,5% na atividade de transporte e 5% na atividade de distribuição.

²⁰ 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.

REVISÃO DAS METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS NO ÂMBITO DA REVISÃO REGULAMENTAR

O ano de 2014, como já referido, foi também o ano de preparação do período de regulação 2015-2017. Para esse efeito, foram avaliadas as metodologias de regulação aplicadas a cada uma das atividades reguladas e definidos novos parâmetros de regulação. As principais alterações decorrentes do novo período de regulação foram as seguintes:

- A atividade de comercialização de último recurso regulada por uma metodologia do tipo *price cap* dependente da evolução do número de clientes no mercado regulado e com a inclusão de uma componente de custos não controláveis, por forma a incorporar custos de carácter extraordinário decorrentes de alterações no nível de atividade e no perfil da carteira de clientes subjacentes ao processo de extinção de tarifas. Esta parcela de custos deverá ser analisada e calculada numa base anual, casuisticamente, devendo apenas ser considerada quando justificável.
- Na atividade de distribuição, o incentivo ao investimento em redes inteligentes passou a ser calculado com base em valores de investimentos reais e auditados e terá a duração de 6 anos. Assim, no cálculo dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de energia elétrica deixa de haver separação entre ativos no âmbito da rede convencional e no âmbito da rede inteligente, sendo também eliminado o fator de eficiência adicional.

No novo período de regulação foram definidos custos de referência para a atividade de comercialização com base em questionários realizados aos comercializadores livres e regulado. Este exercício, a par com uma uniformização das rubricas aceites para apuramento das bases de custos, visou harmonizar as regras regulatórias de determinação de custos da atividade de comercialização de último recurso do Continente e das Regiões Autónomas.

Na revisão regulamentar foi ainda introduzido um mecanismo de controlo da rendibilidade dos ativos, com o objetivo de garantir a aproximação entre a taxa de remuneração real destes ativos resultante da metodologia definida para o período regulatório e, desta forma, evitar ganhos excessivos que possam decorrer de efeitos não dependentes do seu desempenho das empresas. Este mecanismo de limitação *ex-post* da taxa de remuneração é aplicado às atividades sujeitas à remuneração dos ativos fixos e é simétrico.

No que diz respeito ao custo de capital, a metodologia de cálculo não registou alterações significativas face ao anterior período de regulação²¹. Contudo, poderão ser referidos os seguintes aspetos: (i) alterou-

²¹ As taxas de remuneração do ativo para 2014 foram: atividade de transporte – 9% e atividade de distribuição – 9,5%. Para as Regiões Autónomas: transporte – 9% e distribuição – 9,5%.

se o indexante para determinação do custo de capital durante o período regulatório 2015-2017, passando a utilizar-se as *yields* das OTs a 10 anos (em substituição dos CDS²²).

ENCARGOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES

As regras e os encargos de ligação de instalações às redes²³ 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

Tal como referido no relatório do ano anterior, em 2013 a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) enviou à ERSE, para parecer, a proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2014-2023 (PDIRT-E 2013), elaborada pelo operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT). Em 2013, a ERSE procedeu à realização de uma consulta à proposta de PDIRT-E 2013, e tendo em conta o resultado da Consulta Pública, bem como dos comentários resultantes das consultas ao Conselho Consultivo e ao Conselho Tarifário, a ERSE analisou a proposta de PDIRT-E 2013 e emitiu o seu parecer no início de 2014.

Encontra-se em curso o período de aplicação do plano que foi objeto de parecer da ERSE.

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE

Em cumprimento do estabelecido no n.º 1 do artigo 40.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, a EDP Distribuição, S. A., enquanto Operador da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (operador da RND), apresentou à DGEG), uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição para o período de 2015-2019 (proposta de PDIRD-E 2014). Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE a proposta de PDIRD-E 2014 recebida, competindo à ERSE, nos termos do n.º 5 do referido artigo 40.º-A, promover uma consulta pública ao seu conteúdo, com a duração de trinta dias.

Já no decorrer de 2014, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a consulta pública, no período de 14 de outubro a 24 de novembro o Plano de Desenvolvimento

²² *Credit Default Swaps*

²³ Ver também a secção 0.

e Investimento na Rede de Distribuição para o período de 2015-2019, elaborada pelo operador da RND, tendo emitido o seu parecer em 7 de janeiro de 2015.

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

Em 2014 não se registaram alterações significativas na gestão das interligações entre Portugal e Espanha, designadamente no modelo de atribuição de capacidade, sendo esta atribuída, exclusivamente, ao mercado diário e intradiário do MIBEL. A resolução de congestionamentos está assente na aplicação de um mecanismo de *market splitting*.

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 Comité Técnico 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.

Na sequência desta alteração regulamentar e da publicação pela ERSE do Manual de Procedimentos do Mecanismo da Gestão Conjunta da Interligação entre Portugal e Espanha, passaram a ser realizados leilões para a atribuição de direitos financeiros de capacidade de interligação entre Portugal e Espanha. Ao longo de 2014, realizaram-se, para cada sentido da interligação leilões trimestrais relativos aos 3 últimos trimestres de 2014 e ao 1º trimestre de 2015, e o leilão anual relativo ao ano de 2015.

Os leilões decorreram através de uma plataforma gerida pelo OMIP.

RENDAS DE CONGESTIONAMENTO DAS INTERLIGAÇÕES

Em 2014, as rendas de congestionamento das interligações entre Portugal e Espanha, resultantes da diferença de preços zonais após aplicação da separação de mercado, totalizaram cerca de 6,8 milhões de euros, invertendo a tendência de subida verificada nos últimos 3 anos, e representando uma redução de cerca de 40% face a 2013.

Esta redução do montante global de rendas de congestionamento representa uma maior integração dos mercados, constatada quer no menor número de horas de congestionamento, quer em termos de diferencial médio de preços.

Em termos de redução do número total de horas de congestionamento, verificou-se uma redução de cerca de 59%, passando de 944 em 2013 para 486 horas em 2014. Neste total incluem-se congestionamentos em ambos os sentidos da interligação.

Em termos de redução do diferencial de preço, em 2014 verificou-se um *spread* médio no sentido exportador, de 0,28 €/MWh, ou seja menos 55% face aos 0,61 €/MWh registado em 2013 igualmente no sentido exportador.

Desagregando esta análise mensalmente, constata-se que enquanto durante o 1.º quadrimestre se registaram congestionamentos predominantemente no sentido exportador (337 horas), com um *spread* médio de 1,11 €/MWh, nos restantes meses do ano de 2014, se registaram congestionamentos em apenas 149 horas, maioritariamente no sentido importador, com um *spread* médio de 0,13 €/MWh.

*RELATÓRIO ANUAL PARA A COMISSÃO EUROPEIA SOBRE OS MERCADOS DE ELETRICIDADE E GÁS
NATURAL EM 2014*

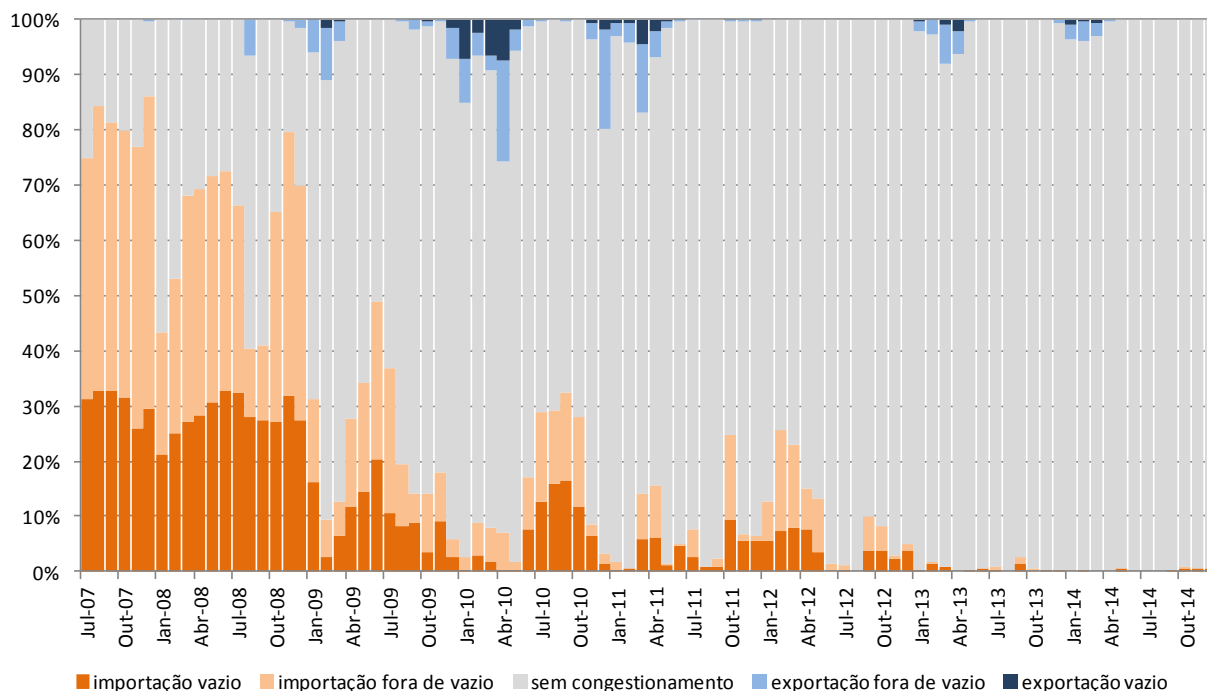
Quadro 3-4 - Evolução mensal das rendas de congestionamentos em 2014

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	142	19%	31,47	33,62	-2,15	844 201	17 208	2 984
Fevereiro	111	17%	15,39	17,12	-1,73	764 765	25 962	2 218
Março	64	9%	26,20	26,67	-0,47	631 807	74 403	787
Abril	20	3%	26,36	26,44	-0,09	243 029	187 231	133
Maiο	10	1%	42,47	42,41	0,06	80 784	425 220	9
Junho	20	3%	51,19	50,95	0,24	50 976	518 422	122
Julho	12	2%	48,27	48,21	0,06	10 691	750 134	82
Agosto	0	0%	49,91	49,91	0,00	14 334	560 890	0
Setembro	6	1%	58,91	58,89	0,02	76 797	634 114	32
Outubro	39	5%	55,39	55,11	0,27	102 047	544 673	301
Novembro	32	4%	46,96	46,80	0,16	358 629	159 495	67
Dezembro	30	4%	47,69	47,47	0,21	187 489	355 210	95
								6 830

Fonte: ERSE, OMEL

A figura seguinte ilustra a utilização da capacidade disponível, em ambos os sentidos, na interligação Portugal-Espanha, destacando-se a inversão do sentido de trânsito do congestionamento a partir de Maio de 2014, passando de um sentido exportador (Portugal para Espanha) para um sentido importador (Espanha para Portugal), tal como demonstra o diferencial de preços do Quadro 3-6.

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 2014 entrou em funcionamento regular o processo de atribuição harmonizada de direitos financeiros de utilização (FTR) da capacidade na interligação Portugal – Espanha.

Este processo resultou dos trabalhos para integrar a interligação Portugal-Espanha num referencial harmonizado e coordenado de atribuição a prazo de capacidade comercial, ocorridos no quadro do Conselho de Reguladores do MIBEL e da região do Sudoeste da Europa, e que culminaram com a aprovação em dezembro do 2013 de alterações ao Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações

e do respetivo Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha, após a realização de um consulta pública.

Neste âmbito, verificou-se em 2014 a ocorrência de 4 leilões de atribuição de FTR na fronteira Portugal-Espanha, com horizontes trimestrais e anual, tendo sido adquirida a totalidade dos direitos oferecidos.

➤ ACOPLAMENTO DO MERCADO IBÉRICO COM A REGIÃO NOROESTE DA EUROPA

A 13 de maio de 2014 concretizou-se o acoplamento do mercado Ibérico com a 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), tendo decorrido com sucesso desde então.

Ainda, pela primeira vez no dia 19 de maio de 2014, entre as 16 horas e as 17 horas CET, verificou-se uma convergência de preços em praticamente toda a Europa, desde Portugal até à Finlândia, envolvendo todos os países que integram a Península Ibérica e os países da região NWE, com um preço mínimo de 37,92 € /MWh.

O Conselho de Reguladores do MIBEL assumiu desde sempre 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 pudesse reunir as condições de acoplamento com os mercados da região Noroeste da Europa.

➤ MECANISMO DE TROCA DE RESERVA DE REGULAÇÃO ENTRE OS OPERADORES DAS REDES DE TRANSPORTE

No dia 4 de abril de 2014, no âmbito das Iniciativas Regionais do Sudoeste da ACER, do MIBEL e do projeto BALIT, relativo à troca de serviços de sistema entre operadores, foram aprovadas alterações ao Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema necessárias para implementar o mecanismo de troca de reserva de regulação entre os operadores das redes de transporte.

Estas alterações foram aprovadas na sequência de trabalhos conjuntos desenvolvidos pelos operadores das redes de transporte de Portugal, de Espanha e de França, para efeitos de otimização da utilização dos recursos disponíveis e da redução da energia de reserva de regulação mobilizada em cada um dos sistemas elétricos participantes.

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 consequente 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;
- Solicita e promove a realização de auditorias às empresas sujeitas à regulação da ERSE;
- Desenvolve outras ações de fiscalização e de inspeção;
- Sanciona os comportamentos das empresas de eletricidade que constituam infrações classificadas como contraordenação;
- Promove a informação e esclarecimento dos consumidores de eletricidade, trata as suas queixas e reclamações e intervém na resolução extrajudicial de litígios;
- Emite pareceres sobre matérias solicitadas pelo Governo, pelo Parlamento ou outras entidades da administração pública.

No plano legislativo, em 2014, merecem uma referência especial as seguintes medidas:

- A criação do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético, através do Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de abril, com impacte nas atribuições e competências da ERSE, designadamente ao nível da redução da dívida tarifária do Sistema Elétrico Nacional (SEN), mediante a receita obtida com a contribuição extraordinária sobre o setor energético
- A publicação do Decreto-Lei n.º 24/2014, de 14 de fevereiro, que aprovou as novas regras aplicáveis aos contratos celebrados à distância e fora do estabelecimento comercial, transpondo a Diretiva 2011/83/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de Outubro de 2011, relativa aos direitos dos consumidores.
- A publicação do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, dispondo sobre os novos regimes aplicáveis à produção de eletricidade para autoconsumo e à produção de eletricidade por intermédio de unidades de pequena produção para venda à rede elétrica de serviço público.

- A publicação do Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, que alargou o âmbito de aplicação da tarifa social no fornecimento de eletricidade, complementado pelas Portarias 278-B/2014 e 278-C/2014, de 29 de dezembro, com novos procedimentos e condições para a atribuição, aplicação e manutenção da tarifa social e do Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia (ASECE).

Também ocorreu em 2014 uma revisão regulamentar levada a cabo pela ERSE no âmbito do setor elétrico, tendo em vista a adequação do quadro regulamentar às alterações legislativas entretanto ocorridas, designadamente as decorrentes da transposição do terceiro pacote energético e da publicação do regime sancionatório do setor energético, bem como a integração dos desenvolvimentos do mercado de eletricidade. Neste contexto, foram aprovados e publicados os seguintes novos regulamentos do setor elétrico:

- Regulamento de Relações Comerciais;
- Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações;
- Regulamento Tarifário;
- Regulamento de Operação das Redes.

No dia 1 de janeiro de 2014 entrou em vigor o novo Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico, aprovado pela primeira vez pela ERSE.

Com data de 9 de setembro de 2014, foi tomada pela ERSE a Decisão de Certificação do Operador da Rede Nacional de Transporte (RNT), tendo sido concedido um prazo adicional para o cumprimento das condições estabelecidas e de cuja verificação está dependente a decisão definitiva.

Ao abrigo das atribuições de supervisão, salientam-se em 2014 as seguintes ações desenvolvidas pela ERSE:

- Verificação e análise das condições gerais dos contratos de fornecimento de eletricidade a celebrar com os comercializadores em regime de mercado.
- Verificação e análise das ofertas comerciais disponibilizadas pelos comercializadores em regime de mercado.
- Monitorização dos fluxos entre as atividades reguladas e não reguladas, através da análise dos preços de transferência.
- Monitorização das taxas de remuneração das atividades reguladas.
- Acompanhamento de auditoria independente aos procedimentos de mudança de comercializador.
- Auditoria aos investimentos a custos de referência relativos a 2013.

O Regime Sancionatório do Setor Energético foi aprovado pela Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro. Em consequência, no ano de 2014 foram desenvolvidos alguns projetos estruturantes, tendo em vista a aplicação deste regime, designadamente:

- Foi implementado o Sistema de Organização do Processo de Contraordenações;
- Foi aprovado o Manual de Implementação do Regime Sancionatório;
- Foram aprovadas as normas gerais de Auditoria Interna no âmbito da Supervisão Geral.

Até ao final de 2014, foram recebidas 44 denúncias, com especial incidência sobre aspetos do relacionamento comercial com o consumidor de energia (faturação, interrupção do fornecimento, práticas comerciais desleais, etc.). No mesmo ano foram abertos 8 processos de contraordenação.

3.2 PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA

3.2.1 MERCADO GROSSISTA

Em 2014 foi possível observar um ligeiro aumento da concentração no mercado de produção de energia elétrica, bem como um aumento do nível de concentração em termos de capacidade instalada, justificada pelo fim do contrato *tolling* entre a Iberdrola e a EDP a 31 de março de 2014, na sequência da decisão da Autoridade da Concorrência referente à operação de concentração EDP / Ativos EDIA²⁴. 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 significativo, sendo a justificação para o aumento da concentração na produção da energia elétrica.

À semelhança de 2013, a evolução mais favorável da comercialização livre conduziu a uma maior dispersão dos meios de contratação de energia, nomeadamente por via da implementação de 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 2014 registou condições de sentido oposto para a formação dos preços em mercado organizado. À semelhança de 2013, ocorreram fatores de ordem conjuntural que conduziram a diferenciais de preço ligeiramente superiores entre as áreas MIBEL, nomeadamente a elevada hidraulicidade e consequente 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

²⁴ http://www.concorrenca.pt/vPT/Noticias_Eventos/Comunicados/Paginas/Comunicado_AdC_200809.aspx

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 diminuiu face a 2013, 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, bem como pela evolução positiva da capacidade média da interligação entre Portugal e Espanha para fins comerciais.

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 2014, devido a condições de hidraulicidade favoráveis, ficou marcado por uma evolução benéfica para o incumbente, detentor da maior capacidade hídrica instalada, traduzida no aumento da concentração global da produção de eletricidade. Com efeito, 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.

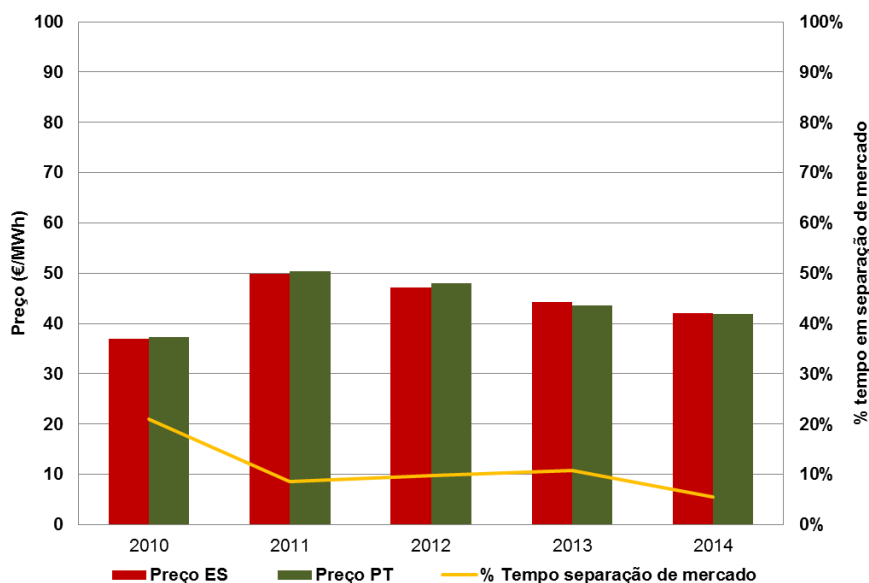
3.2.1.1 MONITORIZAÇÃO DO NÍVEL DE PREÇOS, DO NÍVEL DE TRANSPARÊNCIA E DO NÍVEL E EFICÁCIA DA ABERTURA DE MERCADO E CONCORRÊNCIA

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 nesta figura, o preço médio em mercado *spot* para Portugal, em 2014, situou-se em 41,86 €/MWh, cerca de 4% abaixo do preço registado em 2013 (preço médio anual de 43,65 €/MWh). Esta redução foi fundamentalmente ditada pela evolução favorável do regime hidrológico e também pela diminuição do preço do carvão nos mercados internacionais, determinando a formação de preço muito abaixo dos custos marginais das centrais térmicas de ciclo combinado a gás natural. Em todo o caso, o valor do preço médio de mercado em 2014 para Portugal está cerca de 26% abaixo do custo marginal²⁵ das centrais de ciclo combinado a gás natural e cerca de 44% acima do custo marginal das centrais térmicas a carvão.

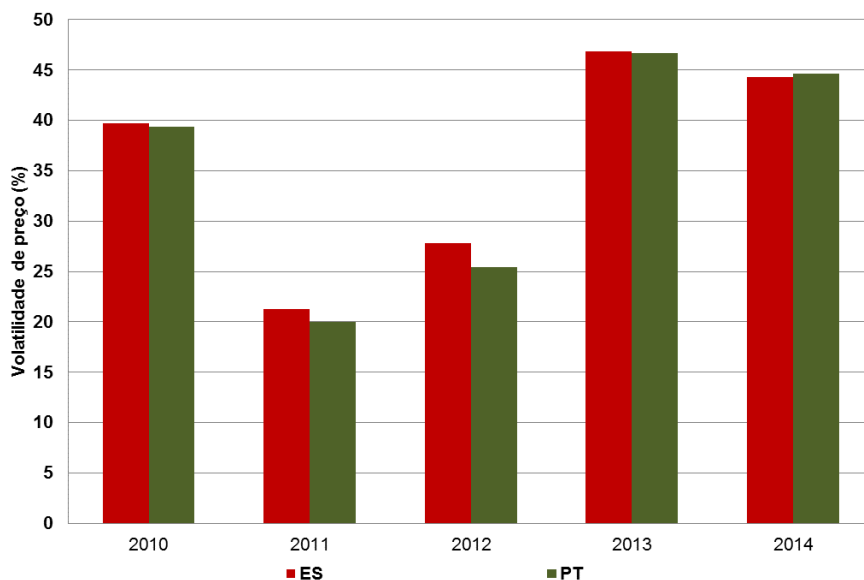
No que respeita à formação do preço em mercado *spot*, a volatilidade do mesmo representa um aspeto importante considerado pelos agentes de mercado, designadamente no que respeita às necessidades de cobertura do risco de preço. Em 2014, a volatilidade do preço de mercado *spot* para Portugal, medida como o quociente entre o desvio padrão dos preços do ano e o respetivo preço médio, foi de cerca de 45%, o que significa que os preços oscilaram em média num intervalo entre os 23 €/MWh e os 61 €/MWh.

A Figura 3-8 apresenta a evolução da volatilidade anual de preço para o mercado *spot*, de 2010 a 2014, tanto para Portugal como para Espanha, sendo visível uma ligeira redução da volatilidade do preço *spot* entre 2013 e 2014. À semelhança do ano de 2013, os elevados níveis de volatilidade justificam-se sobretudo pela já referida evolução das disponibilidades hídricas e da contribuição da componente intermitente da PRE com retribuição garantida na estrutura do consumo. Em todo o caso, o mercado

²⁵ Custo marginal estimado incluindo os custos de emissão de CO₂.

português tem sido, em média, ligeiramente menos volátil em preço que o mercado espanhol, verificando uma alteração nessa tendência em 2014.

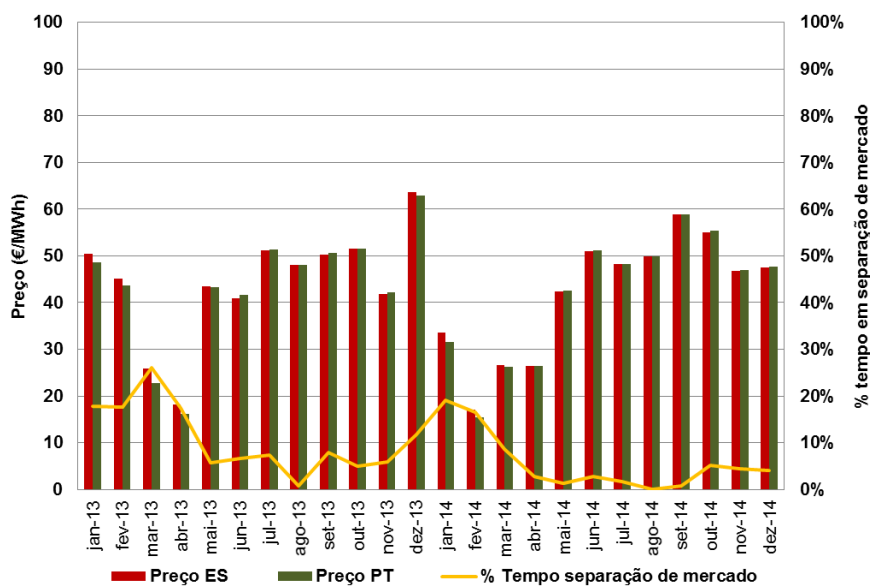
Figura 3-8 – Volatilidade de preço *spot*



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 2013 e 2014. No que respeita a 2014, é possível observar: (i) uma ligeira redução do preço médio formado em mercado em 2014 face ao que acontecera em 2013; (ii) a existência de um regime hidrológico mais húmido durante o primeiro semestre; (iii) a redução do número de horas de separação de mercados no sentido exportador face a 2013 motivada pelo aumento da capacidade de interligação para fins comerciais entre Portugal e Espanha.

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.

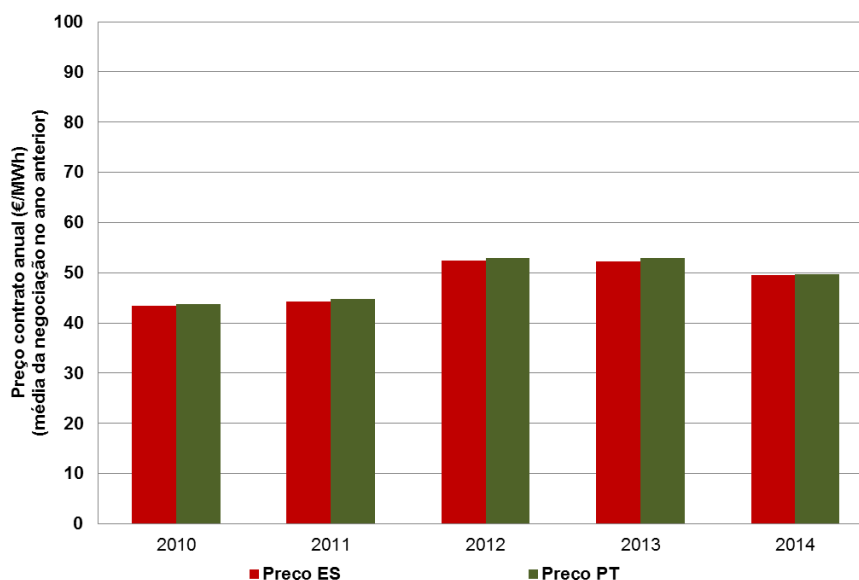
Com efeito, sendo o mercado *spot* uma plataforma bastante líquida no contexto ibérico e, em particular, no caso português, cerca de 75% do consumo é satisfeito através de contratação neste referencial de mercado. Neste sentido, não havendo um problema intrínseco de liquidez e profundidade na aceção 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 redução de preço entre 2013 e 2014. Com efeito, os agentes de mercado que, em 2013, tivessem adquirido posição no contrato de entrega em carga base para o ano de 2014, teriam pago um preço médio (49,71 €/MWh para Portugal²⁶)

²⁶ O valor do preço de aprovisionamento a prazo reflete o valor médio ponderado por volumes de contratação das cotações do contrato anual de 2014 com entrega na área portuguesa do MIBEL, incluindo o registo de operações em leilão, em contínuo e OTC.

cerca de 18,8% 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)

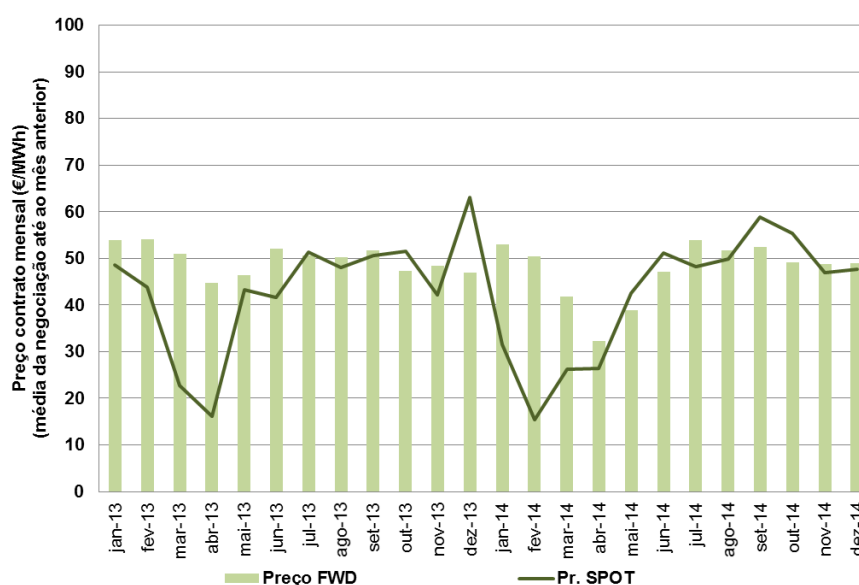


Nota: valor da média de preço de fecho no ano anterior ao da entrega para entrega em carga base; preço de 2014 corresponde ao preço médio formado durante o ano de 2013.

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 2014 (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 2014, a situação foi mais favorável, tendo-se verificado a redução significativa do prémio de risco médio. Quanto a setembro de 2014, mês em que ocorreram preços elevados no mercado *spot* (média de 58,91 €/MWh), 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 6,51 €/MWh).

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 exhibe ao longo de 2014 uma tendência de subida do preço da energia transacionada em mercado organizado, acima da evolução do mercado *spot*, que também 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)

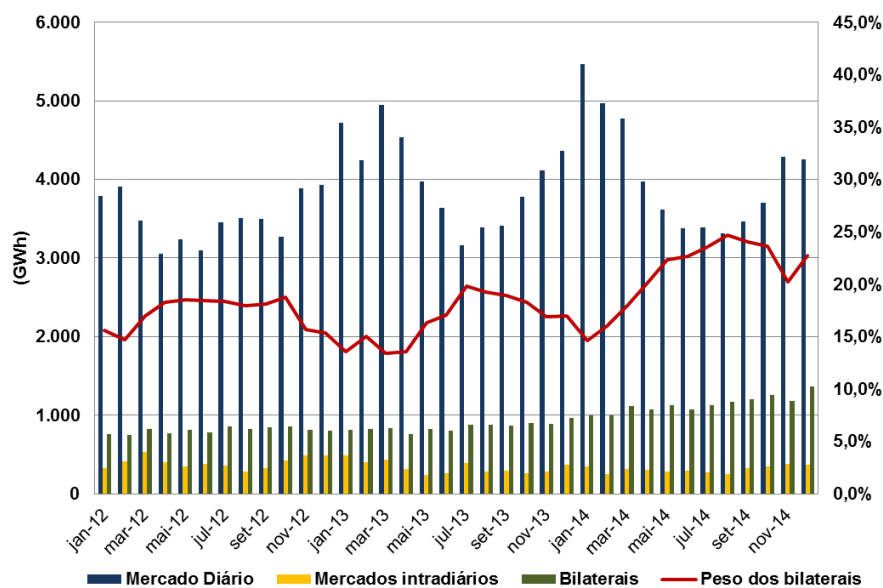


Para 2014, no âmbito da aplicação do mecanismo de contratação a prazo da energia adquirida a produtores em regime especial, foram realizados cinco leilões de PRE com remuneração garantida, com a colocação de um total de cinco produtos distintos (um de carga base anual e quatro de carga base trimestral). 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 12% do consumo nacional.

Os leilões realizados para entrega no ano de 2014 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 37,92 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 avaliadas 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 2014 observa-se uma evolução positiva do valor médio do peso da contratação bilateral quando comparado com o ano de 2013, bem como do valor absoluto de contratação bilateral (acréscimo de 33% equivalente a 3,4 TWh).

A alteração significativa dos volumes de contratação em mercado diário prende-se com a 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.

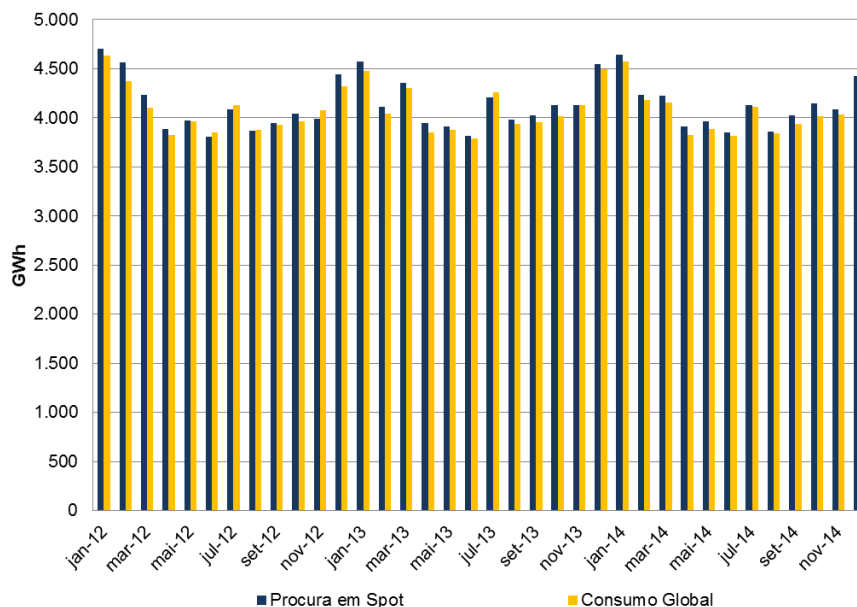
A contratação à vista para o mercado grossista em Portugal insere-se no âmbito do aprofundamento do MIBEL, sendo que existe um único mercado para Portugal e Espanha com um mecanismo associado de resolução de congestionamentos de base diária assente em separação de mercados, sempre que o fluxo de energia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

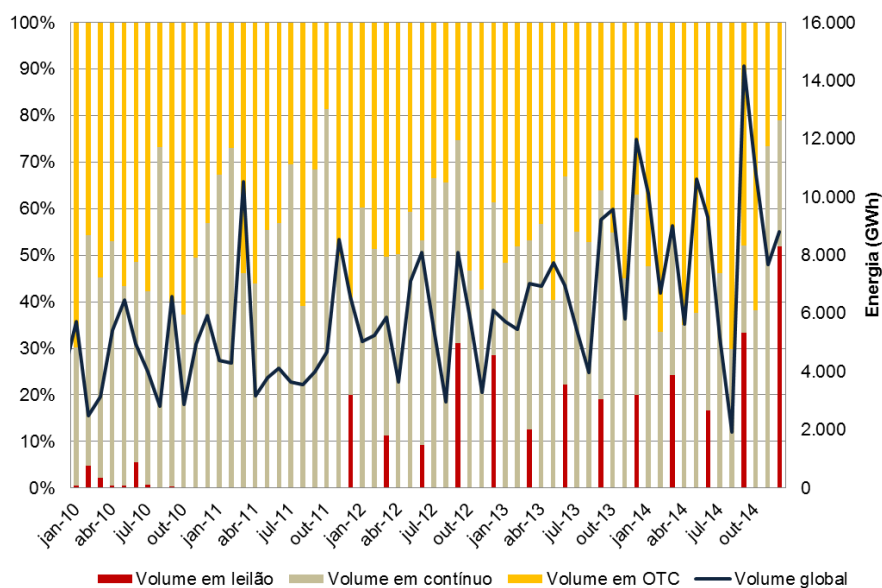
mercado *spot*. Durante o ano de 2012, a explicitação total da oferta de PRE com remuneração garantida, contribuiu decisivamente para este grau de cobertura do consumo pela procura em mercado diário.

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 verifica uma tendência para aumento significativo do OTC registado e de negociação em leilão e a quebra da negociação em contínuo, 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 deveu-se à introdução, pela ERSE, de um mecanismo de colocação de energia da PRE 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 2013 foram ainda negociados um total de 250 MW do contrato anual para entrega em 2014, 400 MW para entrega no primeiro trimestre de 2014 e 200 MW para entrega no segundo trimestre de 2014.

Durante o mês de dezembro de 2014, 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 2015. Sublinha-se também a ocorrência de leilões para a atribuição inicial dos contratos de direitos financeiros sobre capacidade na interligação Portugal-Espanha para entrega em cada um dos trimestre de 2014 (300 MW para entrega no primeiro trimestre de 2014 e 400 MW para entrega nos restantes trimestres) 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 2014, a 100 TWh, o que significa um crescimento de cerca de 17% face ao ano de 2013.

TRANSPARÊNCIA

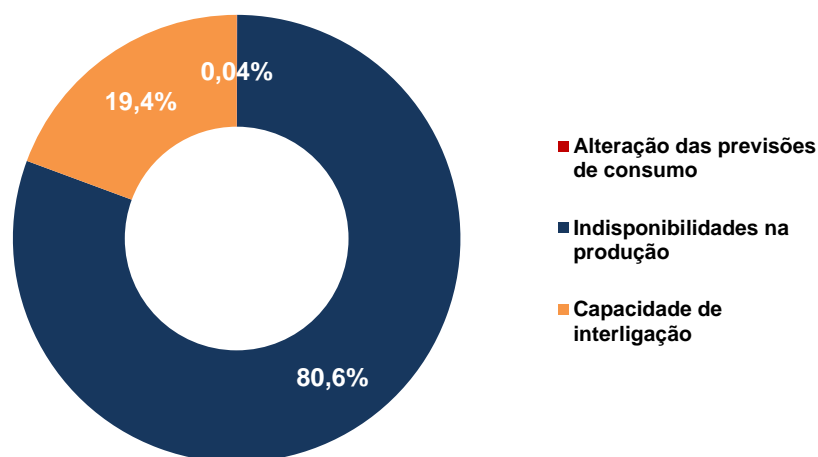
Do ponto de vista da monitorização dos mercados, importa considerar as regras de transparência dos mesmos, sendo que o mercado grossista de eletricidade em Portugal beneficia de um enquadramento

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 electroprodutores, 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 REN. Durante o ano de 2014, foram comunicados 2841 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.

Figura 3-15 – Comunicação de factos relevantes

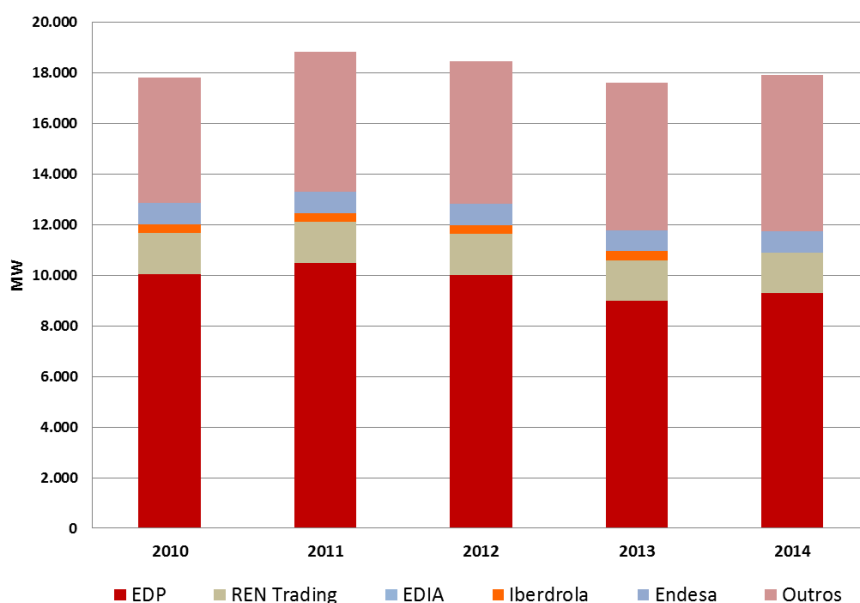


EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

A avaliação do mercado grossista deve efetuar-se através da caracterização do parque electroprodutor 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 **Erro! A origem da eferência não foi encontrada.**, sendo constatável que a EDP detém a maior parte do parque electroprodutor 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 electroprodutor em Portugal (por agente e capacidade instalada)



Nota: Outros incluem todas as entidades empresariais que detêm ativos de PRE com retribuição garantida.

A quota do grupo EDP na capacidade instalada tem vindo tendencialmente 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 descontinuidade, a partir de 1 de abril de 2014, 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 Agueira/Raiva, tendo a Iberdrola sido a entidade que obteve, em concurso internacional, os respetivos direitos de exploração, com impacto residual no crescimento da quota do grupo EDP.

No período entre 2010 e 2014, a quota da EDP na capacidade instalada total reduziu-se em cerca de 5%.

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

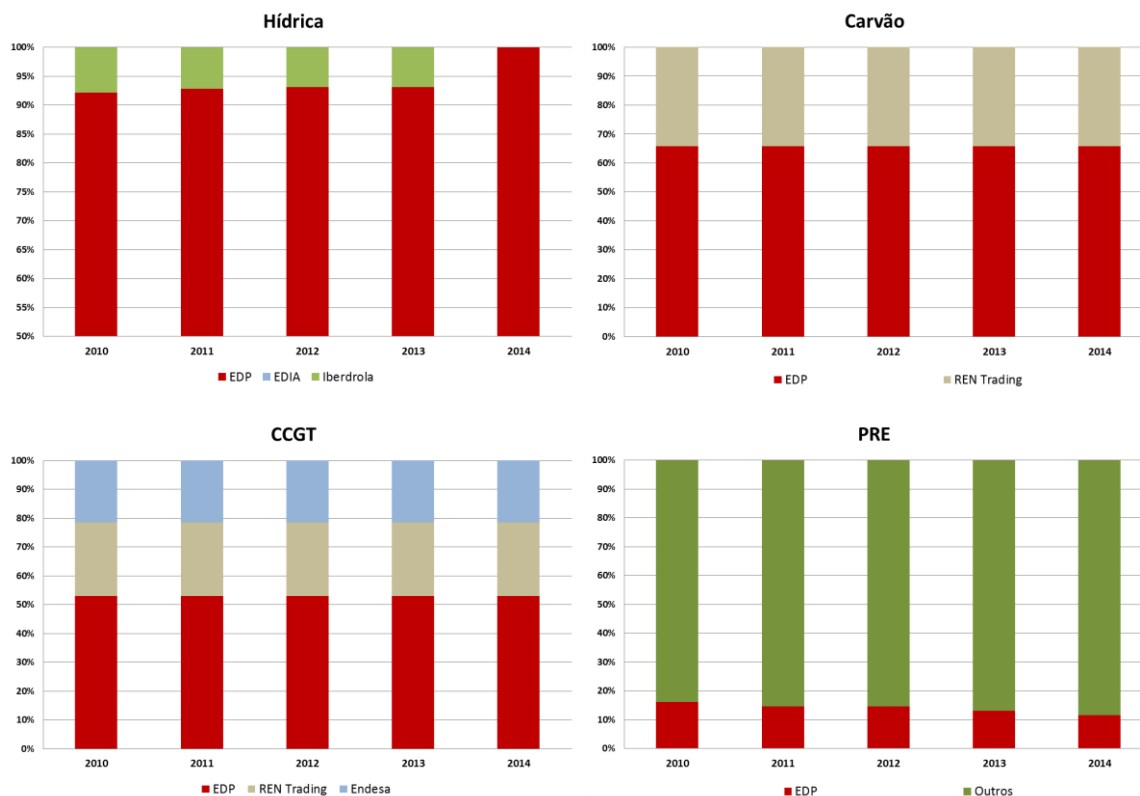
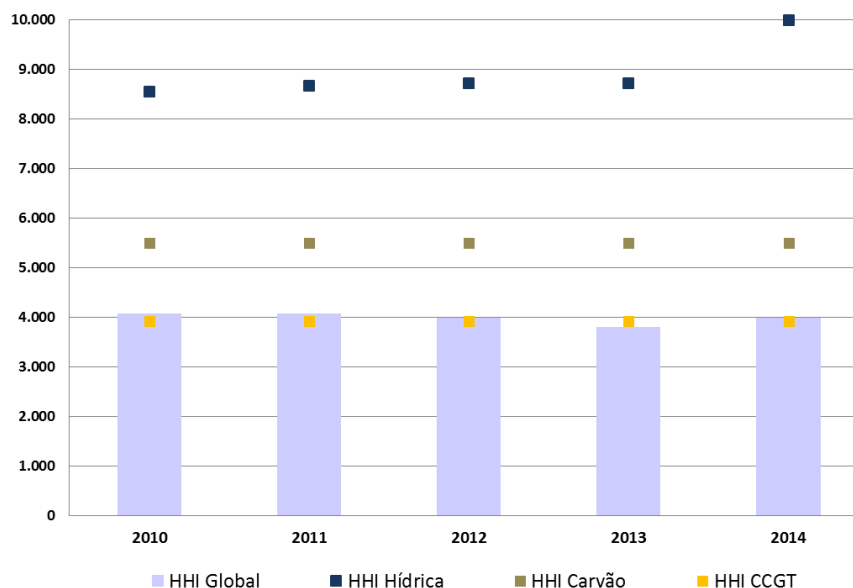


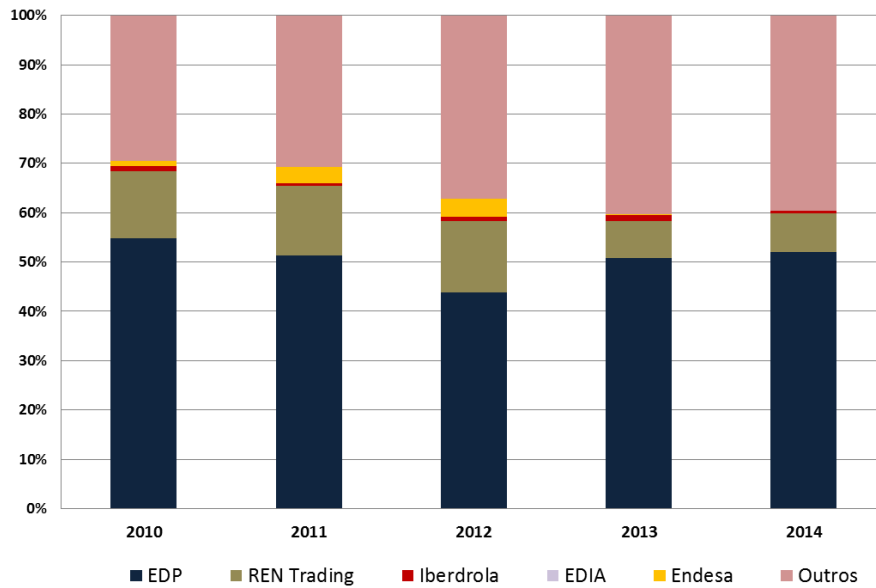
Figura 3-18 – Concentração na produção em termos de capacidade instalada



Os valores do HHI para a capacidade instalada demonstram uma evolução entre 2010 e 2014 no sentido de um ligeiro decréscimo 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, caso da Endesa. 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. Em 2014, a passagem no dia 1 de abril de 2014 da exploração dos aproveitamentos hidroelétricos da Aguieira/Raiva que a Iberdrola detinha mediante contrato *tolling* com o grupo EDP, veio reforçar a dominância plena do incumbente na tecnologia hídrica.

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.

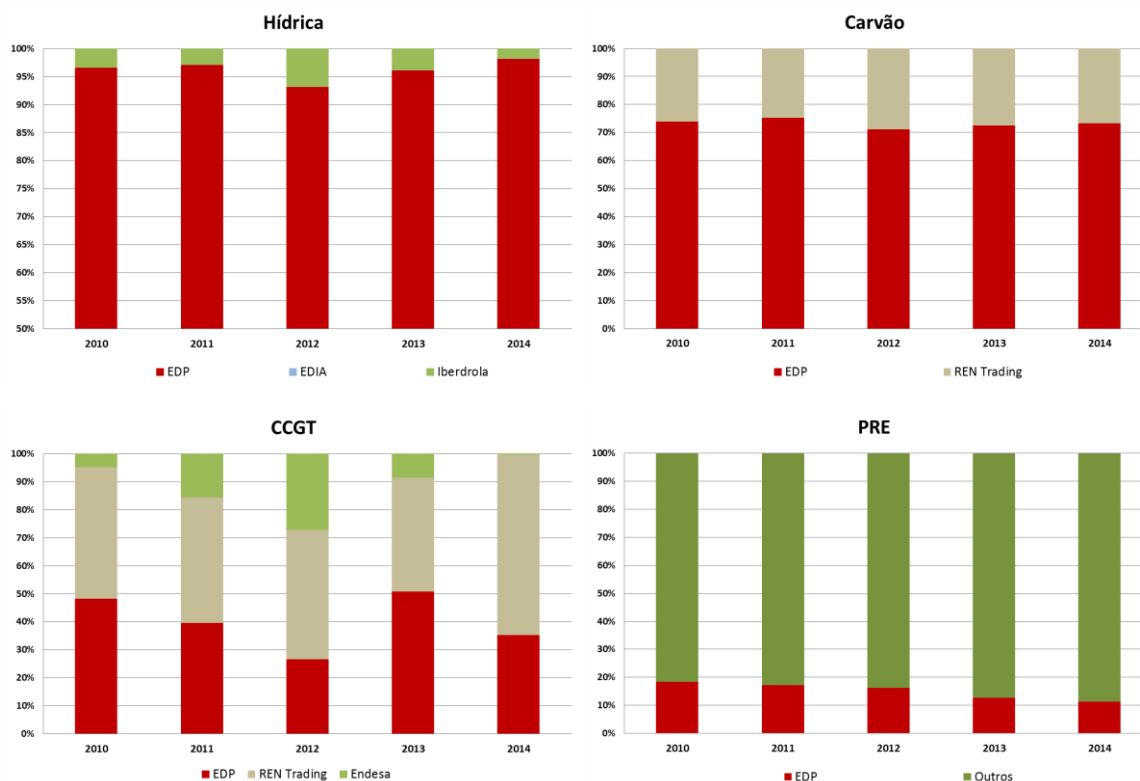
Figura 3-19 – Quotas de energia produzida por agente



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

Do ponto de vista global, em 2014, 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.

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



Em termos de energia produzida, a evolução entre 2010 e 2014 aponta no sentido de evoluções distintas da quota de produção por parte da incumbente EDP nas principais tecnologias. Na PRE, o incumbente tem perdido quota entre 2010 e 2014, justificado sobretudo pela redução da produção de origem térmica com retribuição garantida (biomassa e cogeração).

Relativamente à tecnologia hídrica, regista-se um aumento da quota da EDP em 2014, facto que se deve à existência de abundância de água no sistema, fruto de um ano comparativamente mais húmido que 2013. A Iberdrola ainda contribuiu ligeiramente para a produção hídrica total devido ao funcionamento dos aproveitamentos hidroelétricos da Aguieira/Raiva durante o período de 1 de janeiro a 31 de março de 2014, pelas razões atrás mencionadas. A partir de 1 de abril, a EDP passa a deter 100% dos aproveitamentos hidroelétricos, sendo incumbente nesta tecnologia de produção.

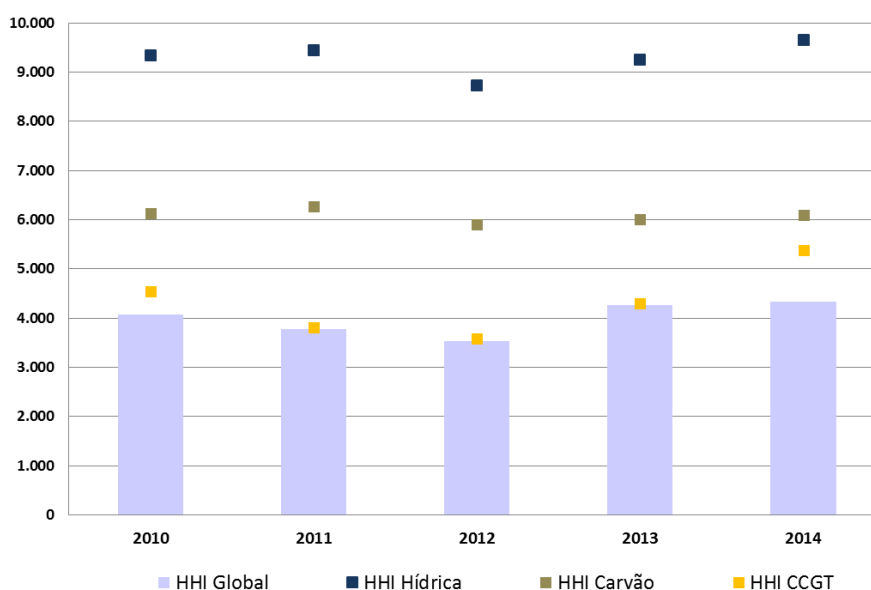
No caso dos ciclos combinados a gás natural, apesar da ligeira redução observada na produção das centrais de ciclo combinado a gás natural em 2014 face a 2013, a EDP viu a sua quota diminuir devido ao aumento significativo da produção da REN Trading (central da Turbogás). Já a produção da Endesa (central do Pego) foi praticamente inexpressiva (5,2 GWh de produção verificado em 2014) quando comparada com as suas concorrentes.

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 motivado

pela redução da produção da central do Pego. Em 2014, verifica-se a continuidade dessa tendência de ganho de quota por parte da EDP.

Os indicadores de concentração para a produção de energia elétrica, apresentados na Figura 3-21, demonstram que, globalmente, a produção foi, em 2014, empresarialmente mais concentrada que o que ocorrera em 2013. 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 PRE 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 PRE 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 PRE 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 2014 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 em 2013;

- 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 2014, por um aumento dos comercializadores a atuar no mercado, nomeadamente no segmento dos consumidores domésticos.

A mudança de comercializador em 2014 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 100% e 97% 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 referência²⁷ 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.

²⁷ 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.

O simulador de faturação de eletricidade foi alvo de uma reformulação e expansão de funcionalidades no final de 2014. Esta intervenção surgiu na sequência do incremento do número e diversidade de propostas disponíveis para os consumidores de energia no âmbito do desenvolvimento dos mercados retalhistas. Procurou-se assim oferecer aos consumidores de eletricidade um novo conjunto de funcionalidades que lhes permitissem personalizar a sua simulação de modo a melhor se adaptar aos seus requisitos e necessidades e às suas características de consumo. Estas funcionalidades relacionam-se com as modalidades de pagamento, de contratação e com a disponibilização de serviços adicionais.

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.

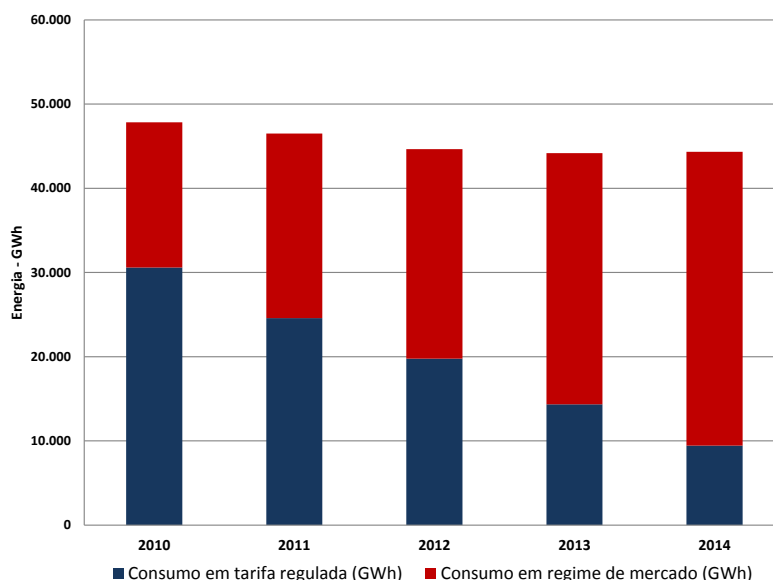
As regras de acesso à informação dos seus consumos estão reguladas pela ERSE nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

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 2014 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 2014 o consumo em mercado representou já cerca de 79% do consumo total.

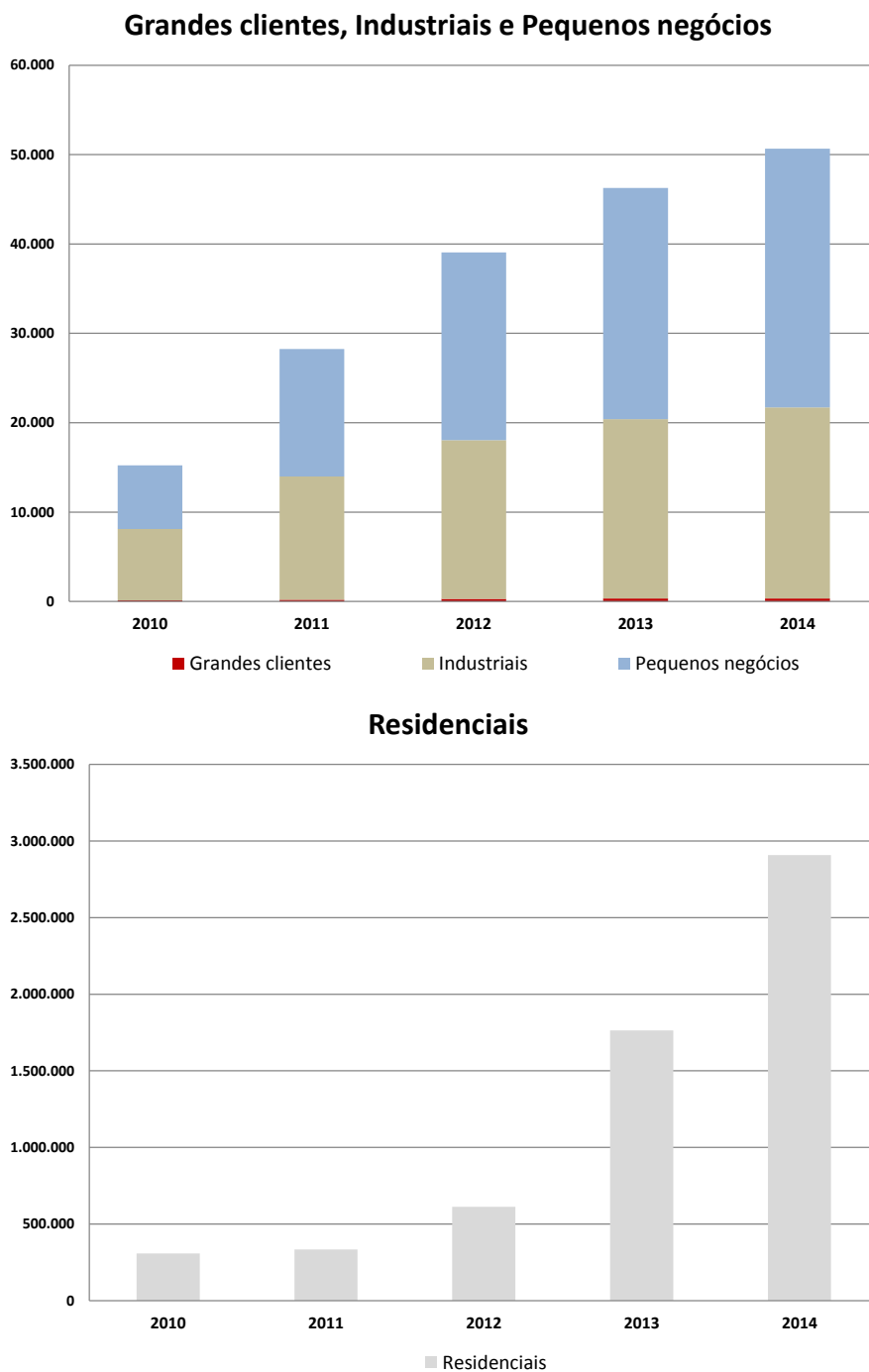
O aumento gradual da dimensão do mercado no período analisado, em termos de número total de clientes, deve-se em grande parte à continuação da entrada de clientes residenciais, que em 2014 aumentou cerca de 65 % face ao ano anterior.

Por outro lado, é possível observar que em 2014 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.

Em 2014 foi iniciada uma auditoria, prevista pela regulamentação da ERSE com uma periodicidade de 2 em 2 anos, aos procedimentos de mudança de comercializador do setor elétrico. Esta auditoria incidiu sobre o cumprimento do estabelecido nos procedimentos de mudança de comercializador estipulados pela ERSE, nomeadamente na garantia de transparência e não discriminação na utilização da plataforma utilizada para que a mudança de comercializador se processe e cumprimento dos prazos de reporte.

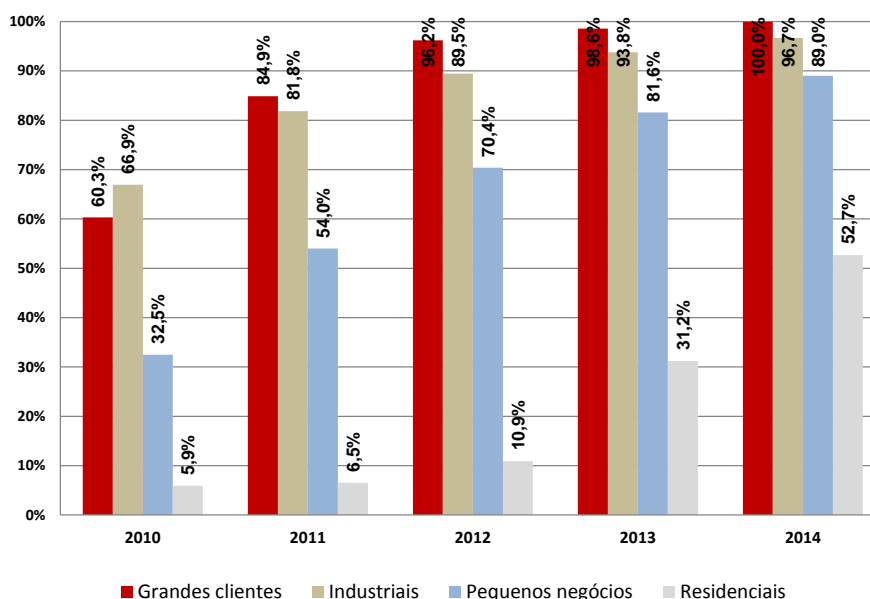
Nesta auditoria foram detetadas algumas situações de não conformidade, nomeadamente no que respeita a inconsistência nos dados reportados, falta de mecanismos de rastreabilidade da base de dados, a existência de utilizadores genéricos com acessos privilegiados à base de dados e inexistência de procedimentos formais relativos ao processo de recolha e tratamento da informação reportada mensalmente, dificultando a validação dos valores apresentados. A entidade responsável por operacionalizar a gestão dos procedimentos da mudança de comercializador elaborou um plano de modo a corrigir as inconformidades detetadas.

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 2014, cerca de 97% do consumo de clientes industriais foi assegurado por comercializadores em mercado e que a totalidade do consumo de grandes clientes se inseriu na mesma dinâmica.

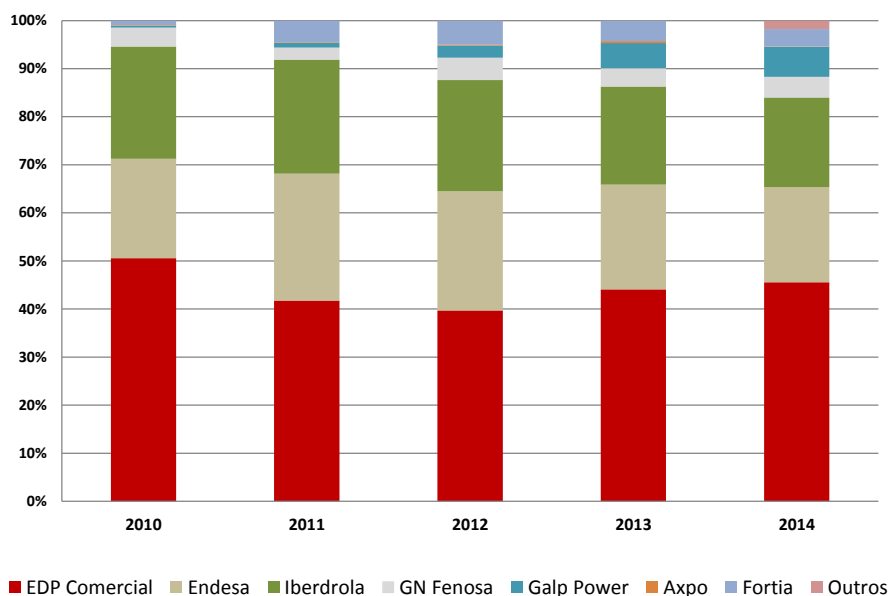
Figura 3-24 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes



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 2014.

Apesar do crescimento do mercado liberalizado e da redução da concentração global empresarial em 2014, registou-se um aumento da concentração no segmento de menor consumo, ou seja, no segmento de clientes 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 45% 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.

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.

Em 2014 foi publicado o primeiro relatório com a informação recolhida pela ERSE na sequência da publicação da Recomendação n.º 2/2013. Relativamente a fidelização contratual, a informação veio demonstrar que o mercado elétrico apresentava uma tendência no final de 2014 para estar próximo da inexistência de fidelização ou penalidades contratuais pela sua quebra. No que respeita à disponibilização de meios de pagamento, a situação é díspar entre os comercializadores presentes no mercado, sendo que em alguns comercializadores praticamente a totalidade das ofertas em causa têm apenas um meio de pagamento sem que este seja o numerário, e noutros comercializadores pelo menos metade das ofertas dispõe de vários meios de pagamento, incluindo o numerário. No que concerne a indexação de preço nas ofertas em mercado elétrico, a informação recolhida demonstra que a prática mais comum é a inexistência de indexação de preços.

DÉFICE TARIFÁRIO

As tarifas de venda a clientes finais em BT definidas para o ano 2006 foram limitadas para que a sua variação não fosse superior à variação esperada do Índice de Preços implícito no Consumo Privado e em BTN definidas para 2007 a sua variação foi limitada a 6%. Estas limitações criaram 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 (PRE) relativo a 2009.

Posteriormente, em 2011 foi definido que os sobrecustos com a PRE eram recuperados num período quinquenal com efeitos a partir de tarifas de 2012 e no máximo até 2020. Assim, para 2014 foi criado mais um défice tarifário correspondente ao sobrecusto da PRE de 2014 incluindo os ajustamentos de 2012 e 2013.

Em 2014 os valores em dívida de todas as rubricas do défice tarifário do setor elétrico eram os seguintes:

Quadro 3-5 – Défice tarifário em 2014 – Saldo em dívida

Unid: 10³ EUR

	Saldo em dívida em 2014
Défice tarifário 2006/2007	114 765
Défice tarifário 2008	1 225 949
Défice tarifário 2012	516 450
Défice tarifário 2013	982 690
Défice tarifário 2014	1 533 878
Outros	315 782
Total	4 689 514

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 monitorização²⁸. 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, fixou-se em 2014 em 53%, mantendo o valor verificado em 2013, ligeiramente inferior ao de 2012.

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

²⁸ Republicado em 8 de outubro de 2012 através dos Decretos-Lei n.º 215-A/2012 e n.º 215-B/2012.

Quadro 3-6 – Margem de capacidade

	2014 (MW)	2013 (MW)	2012 (MW)	2011 (MW)	2010 (MW)	2014/2010 Variação (%)
Potência instalada total	17 833	17 790	18 546	18 903	17 905	0%
Térmica em mercado	5 585	5 750	6 697	7 407	7 407	-25%
Hidráulica em mercado	5 269	5 239	5 239	4 980	4 578	15%
PRE	6 979	6 801	6 610	6 516	5 920	18%
Potência máxima anual	8 313	8 322	8 554	9 192	9 403	-12%
Margem de capacidade	9 520	9 468	9 992	9 711	8 502	12%
	(53%)	(53%)	(54%)	(51%)	(47%)	

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 2014 se situou em 48,8 TWh, registando-se uma ligeira diminuição de 0,7 % (com correção do efeito de temperatura e número de dias úteis, a variação face ao ano anterior é nula).

A satisfação do consumo pelos diversos meios de abastecimento é apresentada no Quadro 3-7.

Quadro 3-7 – Abastecimento do consumo

	2014 (GWh)	2013 (GWh)	Variação (%)
Produção hidráulica em mercado	14 664	13 303	10,2
Produção térmica em mercado	12 661	12 690	-0,2
PRE	21 673	21 844	-0,8
Saldo importador	900	2 782	-67,6
Bombagem hidroelétrica	1 079	1 458	-26,0
Consumo total	48 819	49 161	-0,7

Fonte: Dados de 2014 obtidos a partir da REN. No quadro, o termo PRE corresponde à PRE com remuneração garantida.

Em 2014 verificaram-se condições hidrológicas favoráveis, com um índice de hidraulicidade de 1,27. As centrais hidroelétricas em regime de mercado contribuíram para o abastecimento de 29% do consumo, em linha com o verificado no ano anterior, tendo as centrais térmicas em mercado assegurado uma quota de 25%, com 22% da produção a partir de centrais a carvão e apenas 3% a partir de centrais de gás natural.

As entregas dos produtores em regime especial com remuneração garantida mantiveram uma quota de 43% do consumo, tendo o saldo importador sofrido uma redução de 68% e representado apenas 2% do consumo.

A repartição percentual da produção de eletricidade por fonte de energia nos últimos 5 anos é apresentada no Quadro 3-8.

Quadro 3-8 – Repartição da produção

	2014	2013	2012	2011	2010
Gás Natural em mercado	3%	3%	11%	28%	28%
Saldo Importador	2%	5%	16%	6%	5%
Carvão	22%	22%	24%	18%	13%
Hidráulica em mercado	29%	26%	12%	20%	28%
PRE	43%	43%	37%	36%	34%
Fuel	0%	0%	0%	0%	1%

Fonte: Dados de 2014 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 4 de fevereiro com 8 313 MW, valor inferior em 9 MW ao observado em fevereiro de 2013, verificando-se uma redução da potência máxima anual pelo quarto 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 (%)
2014	04-fev	8 313	-0,11
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

Fonte: Dados de 2014 obtidos a partir da REN

Em 2014, ao nível da potência instalada nas centrais em regime de mercado, verificou-se em outubro a entrada em exploração do escalão de jusante do empreendimento hidroelétrico do Baixo Sabor, com 30 MW reversíveis, tendo sido desclassificada no mês de maio a central de Tunes, a gásóleo, com 165 MW.

Em termos de produção em regime especial com remuneração garantida, salienta-se a instalação de novos 173 MW por produtores eólicos e 114 MW por produtores fotovoltaicos, atingindo um total de 6 979 MW.

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

Quadro 3-10 – Parque eletroprodutor

	2014 (MW)	2013 (MW)	Variação (MW)
CENTRAIS HIDROELÉCTRICAS EM MERCADO	5 269	5 239	30
CENTRAIS TERMOELÉCTRICAS EM MERCADO	5 585	5 750	-165
Carvão	1 756	1 756	0
Gás natural	3 829	3 829	0
Fuel / Gás natural / Gasóleo	0	165	-165
POTÊNCIA INSTALADA PRE	6 979	6 801	178
Produtores Térmicos	1 627	1 738	-111
Produtores Hidráulicos	415	413	2
Produtores Eólicos	4541	4368	173
Produtores Fotovoltaicos	396	282	114
Produtores Energia das Ondas	0	0	0
TOTAL	17 833	17 790	43

Fonte: Dados de 2014 obtidos a partir da REN. No quadro, o termo PRE corresponde à PRE com remuneração garantida.

No desenvolvimento da RNT, destaca-se, no Minho, a entrada ao serviço do posto de corte a 400 kV de Vieira do Minho, a ligação, a 400 kV, entre este ponto e a subestação de Pedralva, a abertura da nova subestação 150/60 kV de Fafe, e na região do Douro, a ligação a 220 kV entre a subestação do Pocinho e a central do Baixo Sabor, para ligação deste novo empreendimento hidroelétrico.

No litoral a sul do Grande Porto, entrou ao serviço a linha a 220 kV Carrapatelo - Estarreja 3, que será parte integrante do futuro eixo de escoamento da produção das centrais do Alto Tâmega.

Na zona de Lisboa, foi concluído o troço aéreo entre a subestação de Fanhões e o posto de seccionamento do Prior Velho, da futura ligação a 220 kV Alto de S. João - Fanhões.

No Algarve, foi concluído o troço espanhol da linha de 400 kV Tavira – Puebla de Guzmán, permitindo colocar em serviço esta nova interligação com Espanha a 400 kV.

Em termos de qualidade de serviço, a rede de transporte registou um Tempo de Interrupção Equivalente de 0,02 minutos, representando o segundo melhor desempenho de sempre.

3.3.2 MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS EM PRODUÇÃO

Relativamente a novos investimentos em produção, durante 2014 não houve desenvolvimentos relevantes face à situação do ano anterior.

No caso do parque térmico, para além da já referida desclassificação da central de Tunes em maio de 2014, a evolução expectável do sistema electroprodutor em regime ordinário até 2030, resulta, de acordo

com a DGEG²⁹, 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, dos quais o escalão de juzante, com 30 MW, entrou em exploração em outubro de 2014) 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.

De acordo com o Plano Nacional de ação para as Energias Renováveis (PNAER 2020)³⁰, prevê-se a evolução da potência instalada indicada no Quadro 3-11.

Quadro 3-11 – Evolução prevista para a PRE

	2016 (MW)	2020 (MW)
Eólica	4942	5300
Hídrica (< 10 MW)	368	400
Hídrica (> 10 MW)	6703	8540
Biomassa	814	828
Solar	474	720
Ondas	6	6
Geotérmica	29	29

Fonte: PNAER 2020.

²⁹ Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional para o período de 2013 a 2030.

³⁰ 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.

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.

4 MERCADO DO GÁS NATURAL

4.1 REGULAÇÃO DAS REDES

4.1.1 SEPARAÇÃO DE ATIVIDADES

CERTIFICAÇÃO DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

A transposição das Diretivas 2009/73/CE (gás natural) e 2009/72/CE (eletricidade), ambas de 13 de julho introduziram novas regras no quadro organizativo dos setores do gás natural e da eletricidade, como sejam a adoção de medidas no sentido do reforço da disciplina de separação de atividades de produção e comercialização e a operação das redes de transporte, de forma a atingir o estabelecimento de um mercado energético interno na União Europeia.

Neste âmbito insere-se o procedimento de certificação do operador da rede de transporte de eletricidade e de gás natural, pela entidade reguladora nacional, ou seja, no caso concreto pela ERSE.

Em setembro de 2014, a ERSE emitiu uma decisão conjunta que abrangia a certificação da REN – Gasodutos como operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), bem como a REN – Rede Eléctrica Nacional como operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) em regime de separação completa jurídica e patrimonial (*full ownership unbundling*), mediante o cumprimento, no prazo de oito meses, de um conjunto de condições de certificação destinadas a garantir a independência destes operadores.

As condições exigidas pela referida decisão ERSE inclui a alteração do Contrato de Sociedade da REN SGPS no sentido de impor:

• Restrições aos acionistas da REN SGPS, nomeadamente:

- a) os acionistas que exerçam controlo em empresas de produção ou comercialização de eletricidade ou gás natural estão impedidos de exercer quaisquer direitos na REN SGPS, sem prejuízo do direito de receber dividendos, salvo reconhecimento pela entidade certificadora da não existência de risco de conflito de interesses.
- b) as pessoas que exerçam controlo ou direitos sobre empresas de produção ou comercialização de eletricidade ou gás natural estão impedidos de designar, direta ou indiretamente, membros dos órgãos de administração e de fiscalização da REN SGPS, salvo reconhecimento pela entidade certificadora da não existência de risco de conflito de interesses.

• Restrições aos membros dos conselhos de administração ou de fiscalização da REN SGPS e dos operadores das redes de transporte (ORT), os quais estão impedidos, designadamente, de integrar simultaneamente órgãos sociais em empresas de produção ou comercialização de eletricidade ou gás natural.

Existe ainda obrigação de comunicação à ERSE, em tempo útil, de qualquer alteração de circunstâncias que envolvam as condições analisadas no processo de certificação, bem como alterações que ocorram o operador ter sido certificado.

A ERSE encontra-se a proceder à avaliação do cumprimento das condições de certificação que integram a decisão aprovada, estando a REN – Gasodutos, S.A., enquanto entidade concessionária da RNTGN, sujeita ao cumprimento da decisão de certificação emitida, com vista à sua aprovação e designação como operador de rede de transporte pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

DIFERENCIAÇÃO DE IMAGEM

Na revisão regulamentar do setor do gás natural de 2013 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.

Em 2014 foram apresentadas as propostas pelos operadores das redes de distribuição e pelos comercializadores de último recurso abrangidos por esta obrigação. Estas propostas foram objeto de análise e encontram-se em processo de aprovação pela ERSE.

Durante o ano de 2014, os operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso de gás natural procederam à autonomização das respetivas páginas de internet.

4.1.2 FUNCIONAMENTO TÉCNICO

4.1.2.1 BALANÇO

As regras de balanço, durante o ano 2014, 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 menor 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 2014, 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 2014, 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

O enquadramento regulamentar das condições comerciais de ligação às redes inclui, entre outras, as seguintes matérias:

- Obrigação de ligação à rede;
- Tipo de encargos que podem ser cobrados;
- Regras de cálculo dos encargos de ligação à rede;
- Conteúdo e prazos de apresentação dos orçamentos;
- Condições de pagamento dos encargos de ligação;
- Construção dos elementos de ligação à rede;
- Prestação de informação.

O operador da rede transporte é obrigado a proporcionar uma ligação às redes aos clientes que a requisitem nas condições comerciais de ligação à rede aprovadas pela ERSE. Os operadores das redes de distribuição têm obrigação de ligação apenas das instalações de clientes com consumo anual superior a 10 000 m³ (n), bem como das instalações que se situem dentro da área de influência das redes, definida como o espaço geográfico na proximidade da rede existente, cuja fronteira é definida pela ERSE (atualmente 100 m).

As instalações de gás natural não podem ser ligadas às redes sem a prévia emissão de licença ou autorização por parte das entidades administrativas competentes.

Depois de construídos, os elementos de ligação passam a fazer parte integrante das redes logo que sejam considerados pelo operador em condições técnicas de exploração.

A regulamentação obriga 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. A este propósito merece referência a recente implementação pela ERSE de um sistema dedicado à recolha e análise da informação no âmbito do setor do gás natural, que inclui temática das ligações às redes.

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.

Em 2014, 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 tem vindo a decrescer relativamente aos anos anteriores, 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. Não se registaram situações de atraso na descarga de navios metaneiros;

- 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. Em 2014 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. Em 2014, das 11 redes de distribuição existentes, 5 não registaram interrupções (Medigás, Beiragás, Dianagás, Sonorgás e Paxgás) e apenas 1,3% das cerca de 1,33 milhões de instalações de clientes registaram interrupções, sendo que nenhum cliente foi afetado por mais do que uma interrupção. A grande maioria (82%) 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. Em 2014, a pressão de fornecimento foi monitorizada em 542 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 necessárias

Em 2014 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.

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 2014, manteve-se a metodologia de cálculo das tarifas de Acesso às Infraestruturas de gás natural.

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 ERSE³¹.

PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2014

A variação do preço médio das tarifas de Acesso às Infraestruturas para o ano gás 2014-2015, relativamente ao ano gás anterior 2013-2014, consta dos quadros seguintes.

³¹ 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 2014-2015

Tarifas de acesso por nível de pressão	Preço médio 2013-2014 (EUR/MWh)*	Preço médio 2014-2015 (EUR/MWh)	Variação
T. Acesso C. Eletroprodutores	4,25	4,28	0,7%
T. Acesso Clientes AP	1,86	2,35	26,3%
T. Acesso MP	6,53	6,88	5,5%
T. Acesso BP>	20,71	22,07	6,5%
T. Acesso BP<	40,90	43,25	5,7%

* Aplicação das tarifas de 2013-2014 à procura prevista para 2014-2015

Quadro 4-2 – Evolução tarifária por atividade 2014-2015 / 2013-2014

Tarifas por atividade	Tarifas 2012-2013, consumos 2013-2014*	Tarifas 2013-2014, consumos 2013-2014	Variação
Terminal Sines	2,21	2,31	5%
Armazenamento Subt.	7,45	11,16	50%
Uso da Rede Transporte	1,91	2,35	23%
Uso da Rede Distribuição	12,01	12,78	6%
Uso Global do Sistema	0,77	0,95	23%

* Aplicação das tarifas de 2013-2014 à procura prevista para 2014-2015

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

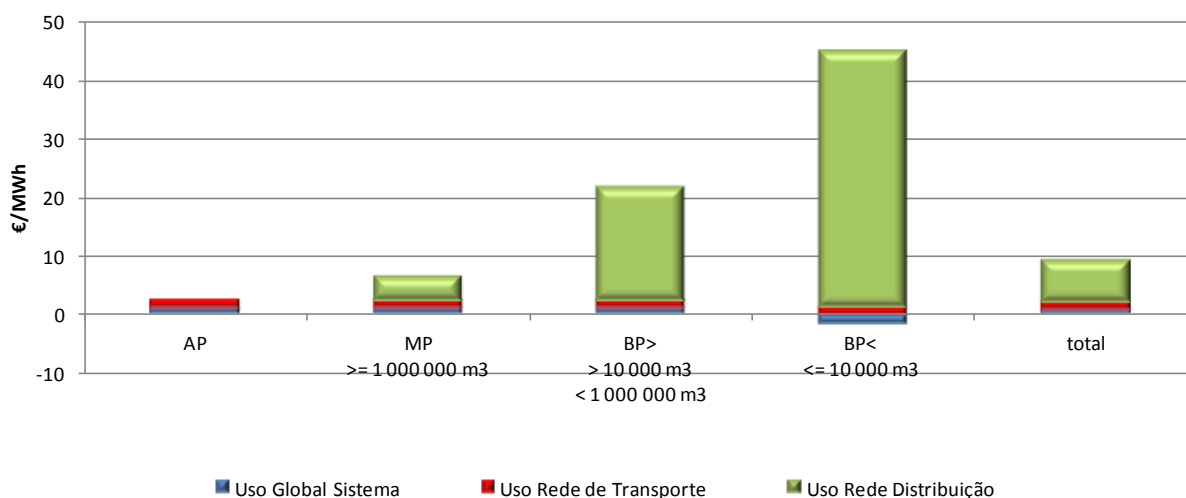
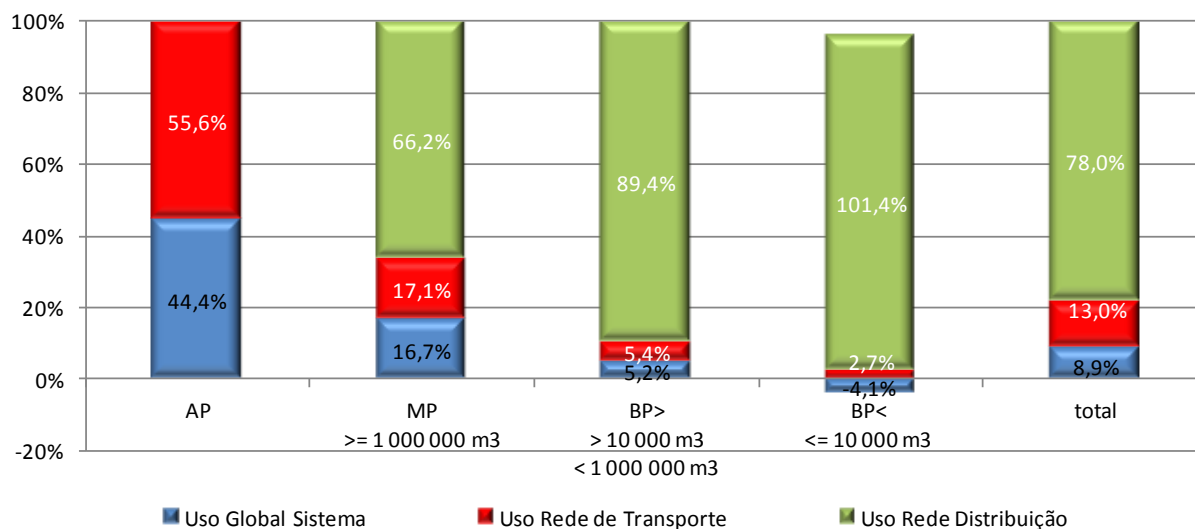


Figura 4-2 – Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



TARIFAS E ATIVIDADES REGULADAS DO SECTOR 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 subsidiações cruzadas entre clientes e garantida uma afetação eficiente de recursos.

A tarifa de Uso do Terminal de Receção, 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

O ano de 2014 coincidiu com o segundo ano do período de regulação 2013/2014 a 2015/2016, tendo-se consolidado as alterações decorrentes da avaliação da ERSE às formas de regulação das atividades do sector do gás natural efetuada no ano anterior. Recordando o mencionado no relatório anterior, as principais alterações, por atividade, foram as seguintes:

- Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL – aplicação de uma metodologia do tipo *price cap*³² nos custos de exploração (OPEX³³) 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*³⁴ no OPEX.
- Atividade de Compra e Venda de Gás Natural – definição de duas funções decorrente 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.

³² O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia regaseificada .

³³ Operational expenditure

³⁴ Os indutores de custo que determinam a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa são a energia extraída/injetada e a capacidade de armazenamento para a REN Armazenagem e a capacidade de armazenamento para a Transgás Armazenagem.

A definição das metodologias regulatórias e a escolha dos indutores nas atividades de alta pressão, em particular, as aplicadas ao OPEX, tiveram por base um estudo 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 paramétricos (OLS³⁵ com *panel data*) e não paramétricos (DEA). 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 de 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 capital 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 são atualizadas com base na cotação média diária das OT da República Portuguesa a 10 anos. Dada a volatilidade dos indicadores de mercado, o valor final da taxa de remuneração é limitada superior e inferiormente.

Em 2014-2015, para além de algumas medidas legislativas, ocorreram alterações decorrentes de uma revisão regulamentar, das quais se destacam: (i) recuperação dos ajustamentos da atividade de compra e venda de gás natural do comercializador de último recurso grossista e (ii) recuperação dos custos do comercializador de último recurso grossista associados ao gestor logístico das UAG.

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;

³⁵ *Ordinary least square* (método dos mínimos quadráticos)

- Ano gás 2013-2014: 1 de julho de 2013 a 30 de junho de 2014;
- Ano gás 2014-2015: 1 de julho de 2014 a 30 de junho de 2015.

Estas ações foram 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.

Em 2014, no âmbito da aplicação antecipada do Regulamento (EU) n.º 984/2013 da Comissão, de 14 de outubro e para efeitos da realização dos leilões de atribuição de capacidade no Ponto Virtual de Interligação (VIP) anual referente a 2014-2015, realizados em março de 2014 a ERSE, articuladamente com a Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), aprovou as respetivas regras,

através da Diretiva n.º 3/2014 e da Decisão n.º 1/2014, tendo identificado a necessidade de incluir no MPAI os princípios fundamentais da atribuição de capacidade na interligação.

De acordo com o RARII e com os seus estatutos a ERSE submeteu, às entidades diretamente interessadas, uma consulta de alteração ao MPAI, após proposta do Gestor Técnico Global do SNGN, que consistia na definição de novos prazos referentes à solicitação e atribuição das capacidades nas infraestruturas e uma concretização do mecanismo de gestão de congestionamentos a aplicar nas interligações das redes de transporte entre Portugal e Espanha (conforme definido no Anexo I do Regulamento da Comissão Europeia n.º 715/2009 de 13 de Julho alterado pela Comissão Europeia através da Decisão 2012/490/UE de 28 de Agosto). E, por outro lado, estabelecia princípios fundamentais da atribuição de capacidade na interligação, alicerçados no Regulamento (UE) n.º 984/2013, de 14 de outubro e nos aspetos acordados entre os reguladores da Iniciativa Regional de Gás dos países do Sul (SGRI), que se integra na atividade da Agência para a Cooperação de Reguladores de Energia (ACER).

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. No terceiro ano de atribuição harmonizada de capacidade na interligação Portugal-Espanha (2014-2015) evoluiu-se na adoção das regras previstas no Regulamento (EU) n.º 984/2013 da Comissão, de 14 de outubro e passaram a realizar-se leilões para os produtos anuais, trimestrais e mensais. Esses leilões realizaram-se numa plataforma europeia de atribuição de capacidade (plataforma PRISMA) com a adesão da REN Gasodutos e da ENAGAS a ocorrer a título de projeto piloto e com condições especiais. Assim, desde março de 2014, os agentes de mercado em Portugal utilizam a plataforma PRISMA para contratar capacidade na interligação.

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

Os operadores das redes de transporte português e espanhol têm mantido uma cooperação estreita tendo em vista a interoperabilidade 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 ENTSO, recentemente aprovado pelo Regulamento (EU) 2015/703 da Comissão de 30 de abril de 2015.

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 decorreram 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. Este estudo foi colocado em consulta pública em simultâneo em Portugal através da ERSE, em Espanha através da CNMC e na Agência para a Cooperação dos Reguladores de Energia, a ACER, até Setembro de 2014.

Através desta consulta pública, os diversos interessados na criação do Mercado Ibérico de Gás Natural (MIBGAS) foram chamados a apresentar os seus comentários sobre três modelos que se apresentam, bem como a apresentar as suas sugestões e contribuições para a identificação e resolução de questões que possam dificultar a integração dos mercados de Portugal e de Espanha. Na sequência da consulta pública foram recebidos 23 comentários de Entidades, empresas e representantes dos consumidores de Portugal, Espanha, França e Itália. Os comentários e a sua análise, realizada pelas Entidades Reguladoras de Portugal e Espanha, foram recentemente publicados nos *sites* dos dois reguladores.

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.

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 ENTSG para o desenvolvimento das redes e infraestruturas

européias, 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.

Ao abrigo Regulamento (UE) n.º 347/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril, 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. Até à presente data, a REN Gasodutos não submeteu à ERSE o *investment request* deste PCI, com vista à alocação transfronteiriça dos respetivos custos de investimento.

No âmbito do processo de seleção da 2.ª lista de PCI, iniciado em Setembro de 2014, a REN Gasodutos submeteu novamente a candidatura deste projeto, com vista à manutenção do estatuto de PCI. Os resultados deste processo de seleção deverão ser conhecidos no final de 2015, devendo a 2.ª lista da União entrar em vigor no início de 2016.

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 Gasodutos em sede de PDIRGN. Neste contexto, em 2014, investimentos apresentados para a determinação das tarifas e a proposta de PDIRGN para os anos 2014 a 2023, submetidos pela REN Gasodutos eram coerentes, no entanto, destaca-se a previsão do atraso nas datas de entrada em exploração dos projetos dos novos gasodutos previstos no âmbito do PDIRGN.

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.
- Solicita e promove a realização de auditorias às empresas sujeitas à regulação da ERSE;
- Desenvolve outras ações de fiscalização e de inspeção;
- Sanciona os comportamentos das empresas de eletricidade que constituam infrações classificadas como contraordenação;
- Promove a informação e esclarecimento dos consumidores de eletricidade, trata as suas queixas e reclamações e intervém na resolução extrajudicial de litígios;

- Emite pareceres sobre matérias solicitadas pelo Governo, pelo Parlamento ou outras entidades da administração pública.

As medidas de natureza legislativa, já enunciadas para o setor elétrico, têm aplicação também no setor do gás natural, exceto as alterações ao regime da tarifa social estabelecidas para o fornecimento de eletricidade pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro.

Também em 9 de setembro de 2014, a ERSE emitiu uma Decisão de Certificação do Operador da Rede Nacional de Transporte (RNT), tendo igualmente sido concedido um prazo adicional para o cumprimento das condições estabelecidas e de cuja verificação está dependente a decisão definitiva.

Ao abrigo das atribuições de supervisão, salientam-se em 2014 as seguintes ações desenvolvidas pela ERSE:

- Verificação e análise das condições gerais dos contratos de fornecimento de gás natural a celebrar com os comercializadores em regime de mercado.
- Verificação e análise das ofertas comerciais disponibilizadas pelos comercializadores em regime de mercado.
- Monitorização dos fluxos entre as atividades reguladas e não reguladas, através da análise dos preços de transferência.
- Monitorização das taxas de remuneração das atividades reguladas.
- Acompanhamento de auditoria independente aos procedimentos de mudança de comercializador.
- Auditoria a operadores de redes de distribuição de gás natural, no que se refere à prestação de informação sobre o mercado, resultando na fixação de um conjunto de obrigações de informação através da Diretiva n.º 6/2014, de 29 de janeiro.
- Análise das propostas de diferenciação de imagem dos operadores das redes de distribuição e dos comercializadores de último recurso, quando pertencentes a uma empresa verticalmente integrada.

O Regime Sancionatório do Setor Energético foi aprovado pela Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro. Em consequência, no ano de 2014 foram desenvolvidos alguns projetos estruturantes, tendo em vista a aplicação deste regime, designadamente:

- Foi implementado o Sistema de Organização do Processo de Contraordenações;
- Foi aprovado o Manual de Implementação do Regime Sancionatório;
- Foram aprovadas as normas gerais de Auditoria Interna no âmbito da Supervisão Geral.
- Até ao final de 2014, foram recebidas 44 denúncias, com especial incidência sobre aspetos do relacionamento comercial com o consumidor de energia (faturação, interrupção do fornecimento, práticas comerciais desleais, etc.). No mesmo ano foram abertos 8 processos de contraordenação.

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 2014, fruto de uma redução de cerca de 6% da procura conjunta de gás natural pelos grandes clientes ligados em Alta Pressão (que inclui os centros electroprodutores) e das redes de distribuição devido a conjuntura económica adversa, verificou uma quebra de volume em 5% relativamente a 2013.

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 68% do saldo importador em 2014), 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.

Em 2014, cerca de 32% do aprovisionamento de gás natural foi realizado através de descargas de gás natural liquefeito proveniente predominantemente da Nigéria e do Qatar.

Outros agentes com menor expressão no mercado português mobilizam gás natural a partir de Espanha (que 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 GNL 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.

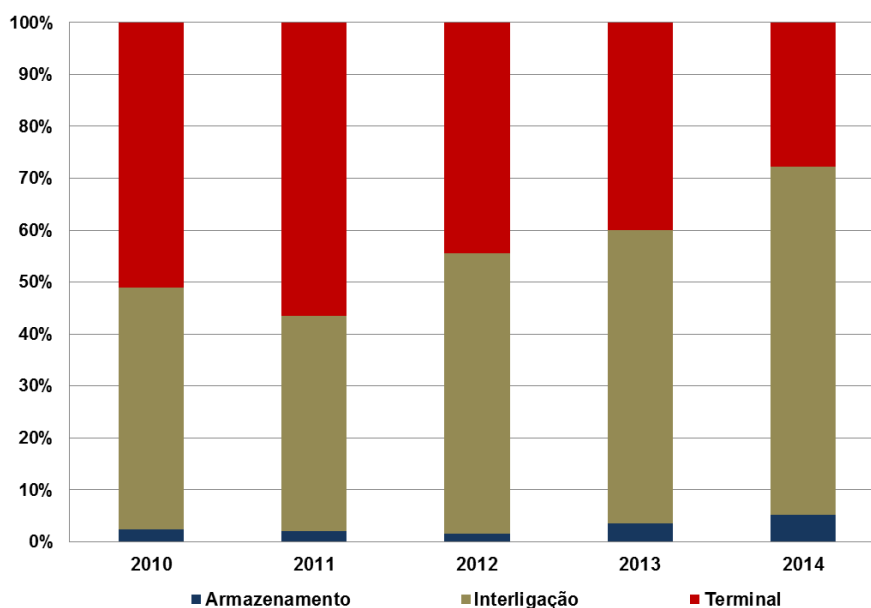
De resto, a inexistência de um *hub* específico para negociação no contexto ibérico, que permita explicitar uma referência de preço e o registo de volumes de negociação, quer à vista, quer a prazo, constitui uma dificuldade acrescida na tarefa de dotar o mercado de gás natural de mais informação e transparência.

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 2014, representando cerca de 67% 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 2013-2014 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.

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 2014, já cerca de 90% 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 do mercado regulado 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 observava em dezembro de 2012. No final de 2014, cerca de 825 mil consumidores, num universo de cerca de 1,2 milhões mudaram de comercializador através da respetiva plataforma desde 2010, 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

Os comercializadores enviam à ERSE informação atualizada sobre os preços de referência³⁶ que praticam ou preveem praticar, no âmbito da comercialização de gás natural, para a totalidade dos fornecimentos de eletricidade em Baixa Pressão (BP). 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.

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

³⁶ Nos termos do Despacho ERSE n.º 3677/2011, de 24 de fevereiro.

Os simuladores de faturação de gás natural foi alvo de uma reformulação e expansão de funcionalidades no final de 2014. Esta intervenção surgiu na sequência do incremento do número e diversidade de propostas disponíveis para os consumidores de energia no âmbito do desenvolvimento dos mercados retalhistas. Procurou-se assim oferecer aos consumidores de gás natural um novo conjunto de funcionalidades que lhes permitissem personalizar a sua simulação de modo a melhor se adaptar aos seus requisitos e necessidades e às suas características de consumo. Estas funcionalidades relacionam-se com as modalidades de pagamento, de contratação e com a disponibilização de serviços adicionais.

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.

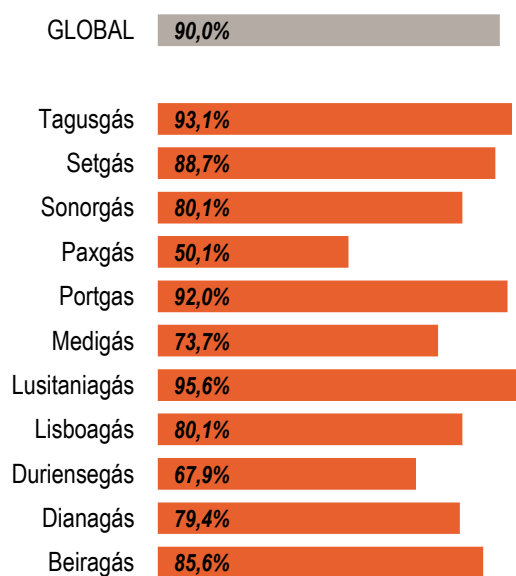
As regras de acesso à informação dos seus consumos estão reguladas pela ERSE nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados

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.

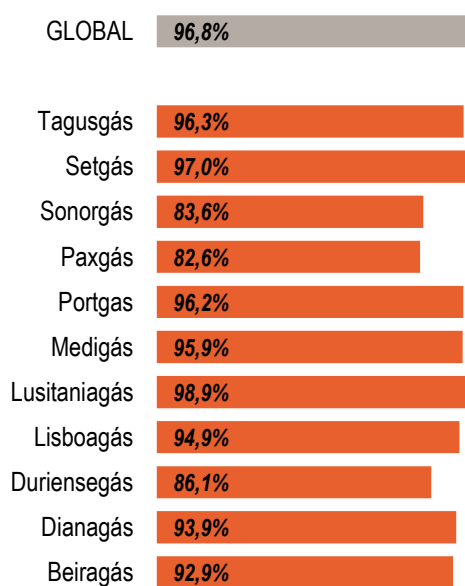
Em termos de abertura efetiva do mercado, excluindo-se o conjunto dos fornecimentos aos centros electroprodutores em regime ordinário, a Figura 4-4 apresenta a parte do mercado (em consumo), no ano de 2014, que se encontra a ser abastecido por um comercializador em regime de mercado. É observável que, do total do consumo com exceção dos centros electroprodutores, cerca de 90% 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 2014 (total do consumo em energia, excluindo centros eletroprodutores)



Importa também verificar a concretização da abertura de mercado em 2014 no segmento de clientes com maior consumo, 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 2014 (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 97% 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.

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, nomeadamente pelas empresas de distribuição de gás natural do grupo Galp e a Tagusgás, 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. No início de 2014, a ERSE determinou, através da Diretiva³⁷, a elaboração de um plano de correção das lacunas ainda subsistentes identificadas pela auditoria, a elaborar pelos operadores de rede visados na auditoria.

Em 2014 foi iniciada uma auditoria, prevista pela regulamentação da ERSE com uma periodicidade de 2 em 2 anos, aos procedimentos de mudança de comercializador. Esta auditoria incide sobre o cumprimento do estabelecido nos procedimentos de mudança de comercializador estipulados pela ERSE,

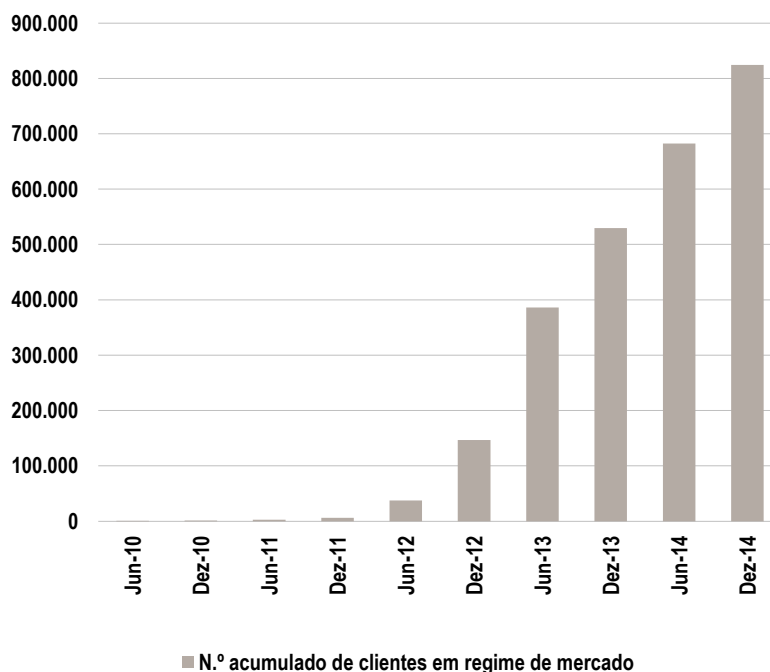
³⁷ Diretiva n.º6/2014, de 29 de janeiro, sobre Auditoria aos operadores de rede de distribuição do grupo GALP e Tagusgás no âmbito da prestação de informação de mercado

nomeadamente na garantia de transparência e não discriminação na utilização da plataforma utilizada para que a mudança de comercializador se processe e cumprimento dos prazos de reporte. A auditoria foi concluída em 2015.

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 2014, mais 56% do que se observara em dezembro de 2013.

A Figura 4-6 apresenta a evolução do número acumulado de clientes no mercado liberalizado entre final de 2010 e final de 2014, 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 2014, já quase 825 mil consumidores mudaram de comercializador através da referida plataforma.

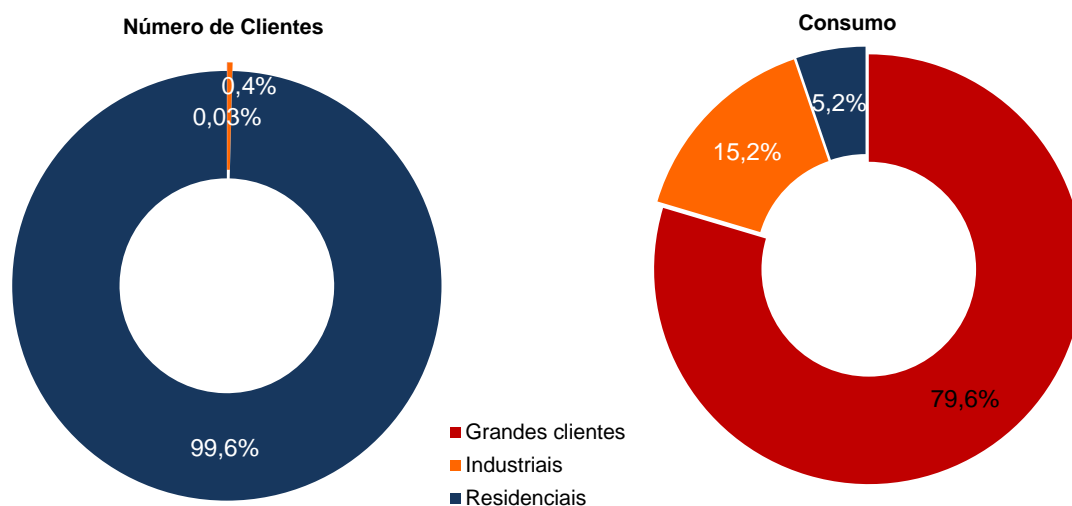
Figura 4-6 – Número de clientes com mudança de comercializador no âmbito da plataforma gerida pela REN Gasodutos



Dos clientes em mercado, cerca 3,5 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 0,42% 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 94,8% 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 5,2% 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 2014

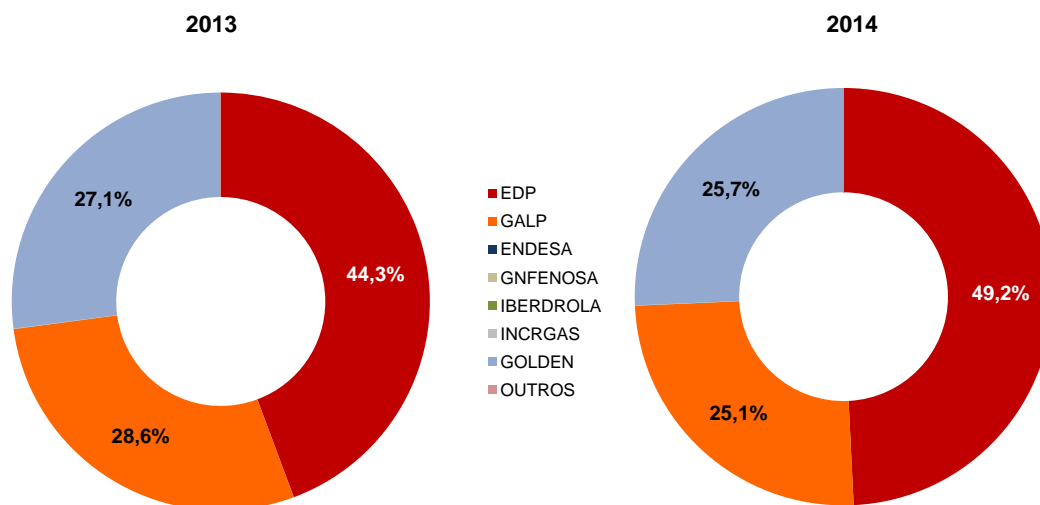


EVOLUÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO

No âmbito da atividade da captação de clientes por parte dos comercializadores em mercado, uma parte substancial refere-se à migração entre carteiras entre três principais operadores. Com efeito, conforme se apresenta na Figura 4-8, no ano de 2013, cerca de 44,3% do número total de clientes no mercado liberalizado era já captado pela EDP, passando a Galp a ocupar a segunda posição, com 28,6%, seguida de perto pela Goldenergy, com 27,1%. 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.

Já em 2014, a EDP reforçou a sua posição, detendo mais de 49% do número de clientes do mercado de gás natural. A Goldenergy continuou a aumentar sua carteira de clientes, apostando essencialmente no segmento residencial, passando a deter 25,7% dos clientes de mercado ultrapassando a Galp, com 25,1% dos clientes. Neste sentido, houve um ligeiro aumento da concentração empresarial em 2014 quanto ao número de clientes em carteira, continuando a captação de clientes domésticos a ser feita por apenas 3 comercializadores.

Figura 4-8 – Repartição da captação de clientes por parte de comercializadores em mercado em dezembro de 2013 e em dezembro de 2014

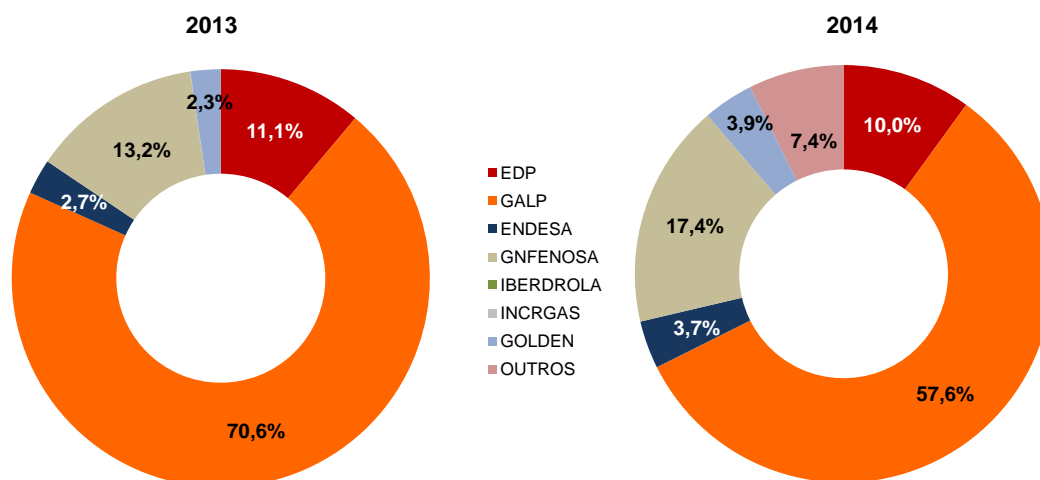


Nota: o número de clientes dos comercializadores Endesa, GN Fenosa, Iberdrola e Incrygas representa 0,03% do total.

Com base na informação de consumos abastecidos, a Figura 4-9 apresenta a repartição do consumo por comercializador, explicitando a estrutura do mercado em 2013 e 2014. Essa estrutura mostra uma concentração empresarial que é em consumo inferior ao que se apura em termos de número de clientes, tendo mesmo havido uma redução da concentração de mercado face ao ano anterior.

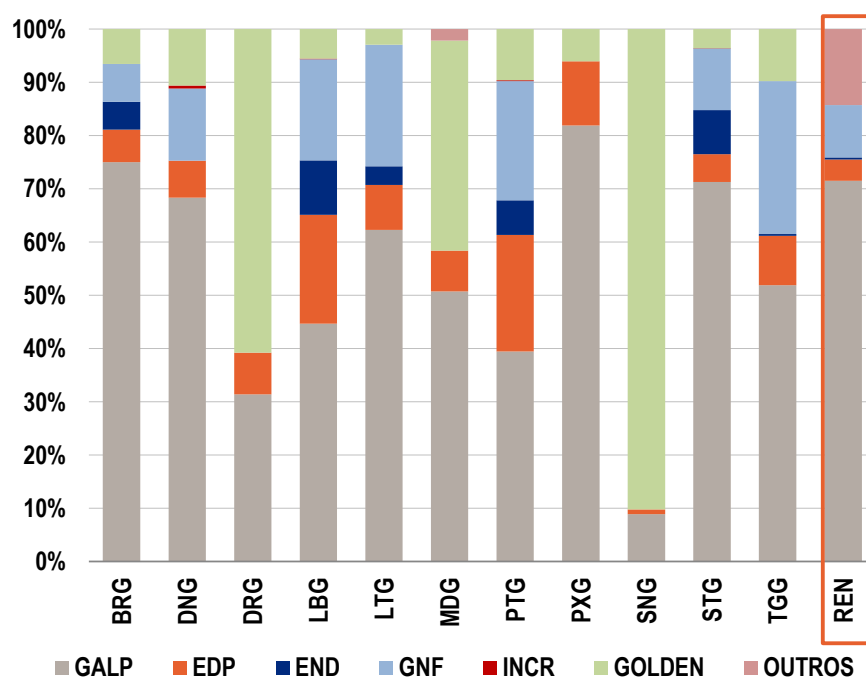
Salienta-se ainda o facto da quota da Galp se reduzir significativamente, a favor essencialmente da Gas Natural Fenosa e dos comercializadores agrupados em outros. Esta informação sobre a estrutura de mercado reporta ao conjunto global dos clientes abastecidos por comercializadores em mercado.

Figura 4-9 – Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em mercado em dezembro de 2013 e em dezembro de 2014



A repartição das quotas de mercado, em consumo abastecido, por rede de distribuição é explicitada na Figura 4-10. Assim, com exceção da Lisboagás (LBG), da Sonorgás (SNG), da Duriensegás (DRG), e, em 2014, também da Portgás (PTG), 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 2014 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; GNF – Gas Natural Fenosa; INCR – Incrygas; Golden – Goldenergy.

Em 2014, 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, Portgás e Tagusgás.

O grupo EDP, terceiro operador de mercado em 2014 (ocupava a segunda posição no ano anterior) apresenta uma posição mais significativa nas redes de distribuição geridas pela Lisboaagás e pela Portgás.

Salienta-se ainda a Goldenergy, que ocupa já posições maioritárias nas redes de distribuição da Duriensegás e da Sonorgás, e já com cerca de 40% na Medigás.

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

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 2014, 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.

Em 2014 foi publicado o primeiro relatório com a informação recolhida pela ERSE na sequência da publicação da Recomendação n.º 2/2013. No que diz respeito à fidelização, o mercado de gás natural apresentava, de forma global, uma tendência para estar muito próximo da inexistência de fidelização ou penalidades contratuais pela sua quebra, no final de 2013. No que respeita à disponibilização de meios de pagamento, a situação é díspar entre os comercializadores presentes no mercado, sendo que em alguns comercializadores praticamente a totalidade das ofertas em causa têm apenas um meio de pagamento sem que este seja o numerário, e noutros comercializadores pelo menos metade das ofertas dispõe de vários meios de pagamento, incluindo o numerário. No que concerne a indexação de preço nas ofertas no mercado de gás natural evidenciou-se que a prática seguida pelos comercializadores em termos de indexação de preços é praticá-la em todas as ofertas ou não a praticar para qualquer das ofertas que disponibilizam ao mercado.

DÉFICE TARIFÁRIO

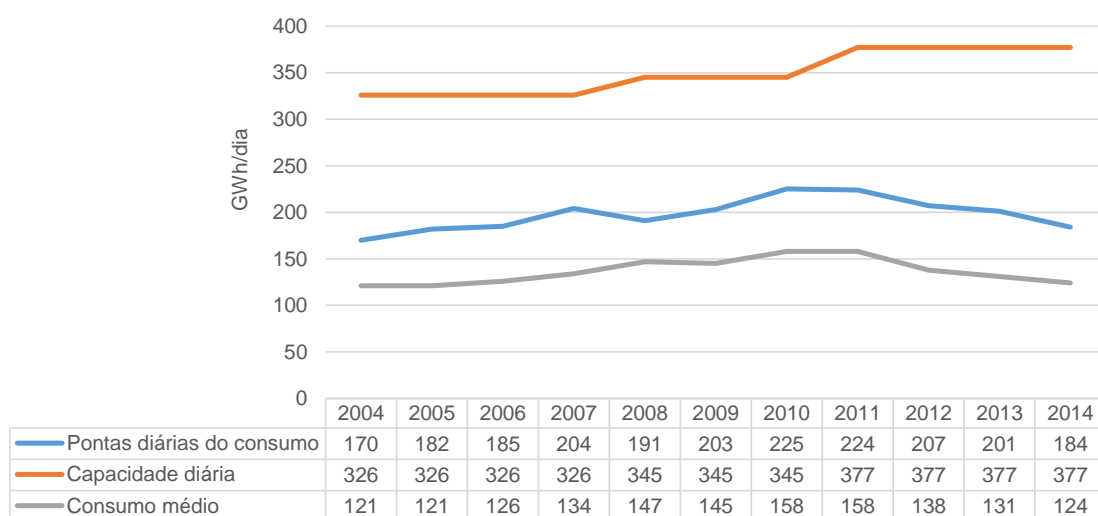
No setor do gás natural, não há reporte de défice tarifário.

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 SNGN³⁸, consumo médio diário de gás natural e pontas anuais de consumo, entre 2004 e 2014.

Figura 4-11– Evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, entre 2004 e 2014



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 2014, o consumo médio diário e a ponta de consumo representaram, respetivamente, 33% e 49%, 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.

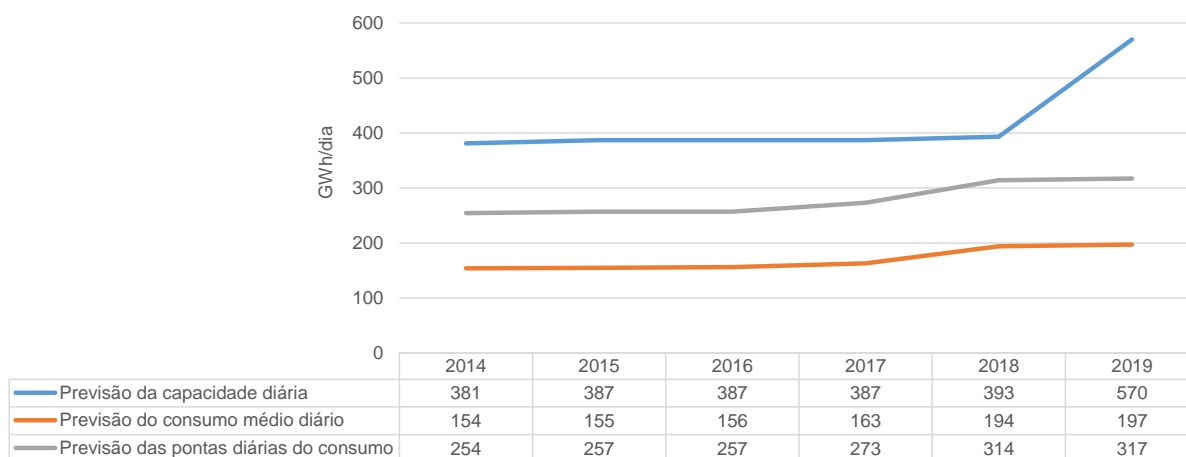
A ERSE monitoriza a atribuição de capacidade na RNTGN, em particular o nível da capacidade existente para fins comerciais face à capacidade utilizada.

³⁸ 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.

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 2014 até 2019.

Figura 4-12– Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, entre 2014 e 2019



Fonte: REN Gasodutos

Através da análise da figura acima é notória a folga 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 2019, o consumo médio diário e a ponta de consumo representarão, respetivamente, 35% e 56% 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 2014 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 2014 salientaram-se as seguintes iniciativas legislativas:

- Publicação do Decreto-Lei n.º 24/2014, de 14 de fevereiro, que aprovou o novo regime aplicável aos contratos celebrados à distância e fora do estabelecimento comercial, transpondo a Diretiva 2011/83/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2011, relativa aos direitos dos consumidores.
- Publicação do Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, que procedeu ao alargamento do âmbito de aplicação e à aprovação de novas regras sobre a tarifa social no fornecimento de eletricidade, criada em 2010.
- A Portaria n.º 278-C/2014, de 29 de dezembro, que veio definir os novos procedimentos e condições para a atribuição, aplicação e manutenção da tarifa social.

A medida de natureza regulamentar que em 2014 teve maior impacto na proteção dos consumidores foi a aprovação pela ERSE do novo Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico (Regulamento n.º 561/2014, de 22 de dezembro), destacando-se os seguintes aspetos:

- Fornecimento supletivo pelo Comercializador de Último Recurso, em caso de ausência de oferta ou descontinuidade da atividade do comercializador em regime de mercado.
- Fidelização e indexação de preços no contrato de fornecimento.
- Acertos de faturação decorrentes da estimativa de consumos.

Ao nível da verificação do cumprimento das disposições regulamentares por si aprovadas, a ERSE promoveu a realização de auditorias, nomeadamente sobre os procedimentos de mudança de comercializador do setor elétrico e do setor do 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.

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 2014, a ERSE esteve presente em diversos 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 2014 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 caráter 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 2014, o serviço de informação e apoio ao consumidor de energia da ERSE recebeu 14 979 reclamações, das quais 12 405 eram relativas ao setor elétrico e 2 569 ao setor do gás natural.

Do total das reclamações recebidas, 8 844 (cerca de 59%) foram provenientes de reclamações apresentadas nos Livros de Reclamações das empresas reclamadas, sendo que deste total 7 430 respeitam ao setor elétrico e 1 414 ao setor do gás natural.

A faturação, a qualidade de serviço comercial, a interrupção do fornecimento e o contrato de fornecimento continuaram a ser os temas que mais suscitam a intervenção da ERSE em 2014, no setor elétrico e no setor do gás natural.

Em 2014, a ERSE recebeu igualmente um total de 2 330 pedidos de informação. No setor elétrico destacaram-se as solicitações de informação referentes à mudança de comercializador (436); tarifas e preços (409); faturação (235) e contrato de fornecimento (219). No setor do gás natural evidenciaram-se os temas das tarifas e preços (91); contratos (51); mudança de comercializador (49) e faturação (39).

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 reduzido³⁹.

³⁹ 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 – *Capital Expenditure*.
- 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 – *Operational Expenditure*.
- 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*.