



RELATÓRIO ANUAL SOBRE OS MERCADOS DE ELETRICIDADE E DE GÁS NATURAL EM 2017

PORTUGAL

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	Funcionamento técnico	7
3.1.1.1	Balanço.....	7
3.1.1.2	Qualidade de serviço técnica.....	10
3.1.1.3	Ligações às redes.....	14
3.1.1.4	Medidas de salvaguarda.....	16
3.1.1.5	Fontes de energia renováveis.....	16
3.1.2	Tarifas de acesso às redes e custos de ligação	19
3.1.3	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações	28
3.2	Promoção da concorrência.....	35
3.2.1	Mercado grossista	35
3.2.1.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência	37
3.2.2	Mercado retalhista	52
3.2.2.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível e eficácia da abertura de mercado e concorrência	53
3.2.2.2	Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover a concorrência efetiva.....	62
3.3	Segurança de abastecimento	66
3.3.1	Monitorização do balanço entre oferta e procura.....	68
3.3.2	Monitorização dos investimentos em produção	71
3.3.3	Medidas para cobertura de picos de procura ou falhas de fornecimento.....	72
4	MERCADO DO GÁS NATURAL	73
4.1	Regulação das redes	73
4.1.1	Funcionamento técnico	73
4.1.1.1	Balanço.....	73
4.1.1.2	Acesso às infraestruturas de armazenamento, <i>linepack</i> e serviços auxiliares	74
4.1.1.3	Acesso de terceiros ao armazenamento	76
4.1.1.4	Ligações às redes.....	76
4.1.1.5	Qualidade de serviço técnica.....	77
4.1.2	Tarifas de acesso às redes e das infraestruturas e custos de ligação	79
4.1.3	Mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível das interligações	87
4.2	Promoção da concorrência.....	93
4.2.1	Mercado grossista	93
4.2.1.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível de eficácia da abertura de mercado e concorrência	93
4.2.2	Mercado retalhista	96

4.2.2.1	Monitorização do nível de preços, do nível de transparência e do nível de eficácia da abertura de mercado e concorrência	96
4.2.2.2	Recomendações sobre preços de fornecimento, investigações e medidas para promover uma concorrência eficaz	106
4.3	Segurança de abastecimento	107
4.3.1	Monitorização do balanço entre oferta e procura	108
4.3.2	Evoluções previstas da procura e da oferta	109
4.3.3	Medidas para garantia de abastecimento	109
5	PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES E GESTÃO DA CONFLITUALIDADE	111
5.1	Proteção dos consumidores	111
5.2	Gestão da conflitualidade	112
6	OBSERVÂNCIA DAS DISPOSIÇÕES LEGAIS NO ÂMBITO DAS COMPETÊNCIAS DA ERSE	115
6.1	Certificação dos operadores das redes de transporte	115
6.2	Desenvolvimentos legislativos	115
6.3	Mobilidade elétrica	118
	ANEXOS	121
I.	Lista de siglas e acrónimos	121
II.	Lista de diplomas legais	125
A.	Legislação nacional	125
B.	Legislação comunitária (DSJ)	133
III.	Indicadores de continuidade de serviço técnica (aplicáveis ao setor elétrico)	135

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1 – Repercussão dos mercados diário e intradiário e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a atuar em Portugal, 2017	8
Figura 3-2 – Repartição dos custos do mercado de serviços de sistema, 2017	9
Figura 3-3 – Evolução dos desvios, 2017	9
Figura 3-4 – Potência instalada da PRE, 2013 a 2017	18
Figura 3-5 – Produção de energia elétrica pela PRE, 2013 a 2017	19
Figura 3-6 – Preço médio das tarifas de acesso às redes em 2017, por atividade	23
Figura 3-7 – Estrutura do preço médio de acesso às redes por atividade regulada para cada nível de tensão, em 2017	24
Figura 3-8 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha, 2008 a 2017	31
Figura 3-9 – Evolução do preço médio anual em mercado <i>spot</i> e separação de mercados, 2013 a 2017	37
Figura 3-10 – Volatilidade de preço <i>spot</i> , 2013 a 2017	38
Figura 3-11 – Preço em mercado <i>spot</i> e tempo de separação de mercado, 2016 e 2017	39
Figura 3-12 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha), 2013 a 2018.....	40
Figura 3-13 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal), 2016 e 2017	41
Figura 3-14 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados, 2015 a 2017	42
Figura 3-15 – Procura em mercado <i>spot</i> e consumo global mensal, 2015 a 2017	43
Figura 3-16 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL, 2013 a 2017	44
Figura 3-17 – Comunicação de factos relevantes, 2017.....	46
Figura 3-18 – Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal Continental (por agente e capacidade instalada), 2013 a 2017.....	47
Figura 3-19 – Quotas de capacidade instalada por agentes nas diferentes tecnologias, 2013 a 2017	48
Figura 3-20 – Concentração em termos de capacidade instalada, 2013 a 2017	49
Figura 3-21 – Quotas de energia produzida por agente, 2013 a 2017	50
Figura 3-22 – Quotas de energia produzida por agentes nas diferentes tecnologias, 2013 a 2017	50
Figura 3-23 – Concentração em termos de produção de energia elétrica, 2013 a 2017	51
Figura 3-24 – Preço das ofertas comerciais de eletricidade (exclusivamente de eletricidade e duais) para o consumidor tipo 2 em 2016 e 2017	55
Figura 3-25 – Repartição do consumo e número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2013 a 2017	58
Figura 3-26 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental, 2013 a 2017	59
Figura 3-27 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2013 a 2017.....	60
Figura 3-28 – Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado por empresa comercializadora, 2013 a 2017	61
Figura 3-29 – Mudança de comercializador, 2013 a 2017	62
Figura 4-1 – Decomposição do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, no ano gás 2017-2018.....	84

Figura 4-2 – Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, no ano gás 2017-2018	85
Figura 4-3 – Capacidade contratada <i>versus</i> nomeações/renomeações em 2017	90
Figura 4-4 – Repartição do aprovisionamento por infraestrutura, 2013 a 2017	95
Figura 4-5 – Preço das ofertas comerciais de gás natural (exclusivamente de gás natural e duais) para o consumidor tipo 2 em 2016 e 2017	98
Figura 4-6 – Penetração do Mercado Liberalizado por ORD e ORT (total do consumo em energia, excluindo centros eletroprodutores), 2017	100
Figura 4-7 – Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2014 a 2017	101
Figura 4-8 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental, 2013 a 2017	102
Figura 4-9 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2014 a 2017	103
Figura 4-10 – Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado por empresa comercializadora, 2014 a 2017	104
Figura 4-11 – Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em regime de mercado e por rede de distribuição, 2017	105
Figura 4-12 – Mudança de comercializador, 2014 a 2017	106
Figura 4-13 – Evolução da capacidade de oferta no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, 2007 a 2017	108
Figura 4-14 – Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, 2018 a 2022	109

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2017	11
Quadro 3-2 – Indicadores de continuidade de serviço na RAA, 2017	12
Quadro 3-3 – Indicadores de continuidade de serviço na RAM, 2017	13
Quadro 3-4 – Estrutura das tarifas de acesso às redes de energia elétrica	21
Quadro 3-5 – Tarifas de acesso às redes para 2017	21
Quadro 3-6 – Evolução mensal das rendas de congestionamentos, 2017	30
Quadro 3-7 – Estatística relativa ao BALIT, 2017	33
Quadro 3-8 – Défice Tarifário, 2017	65
Quadro 3-9 – Margem de capacidade do SEN	68
Quadro 3-10 – Abastecimento do consumo	68
Quadro 3-11 – Repartição da produção	69
Quadro 3-12 – Potência máxima anual de 2013 a 2017	70
Quadro 3-13 – Parque eletroprodutor em 2017	70
Quadro 3-14 – Evolução prevista para as energias renováveis em 2019 e 2020	72
Quadro 4-1 – Estrutura das tarifas que compõem as tarifas de acesso às redes de gás natural	81
Quadro 4-2 – Estrutura das tarifas das infraestruturas de gás natural	82

Quadro 4-3 – Evolução tarifária das infraestruturas em alta pressão, do uso das redes e do uso global do sistema para o ano gás 2017-2018, por atividade	83
Quadro 4-4 – Evolução tarifária do acesso às redes para o ano gás 2017-2018, por tipologia de clientes em cada nível de pressão	83

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 em Portugal, 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 de 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, preveem igualmente que a ERSE elabore um relatório anual quanto ao funcionamento dos mercados de eletricidade e gás natural e quanto ao 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.

Com efeito, 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 de concorrência (quer no mercado grossista quer no mercado retalhista), da segurança de abastecimento e da proteção dos consumidores. O relatório abrange ainda as medidas regulatórias adotadas e os resultados obtidos no que respeita à atividade anual da ERSE.

A caracterização e os dados estatísticos apresentados incidem, essencialmente, no ano de 2017. Incluem-se ainda as evoluções regulatórias com impacte no desenvolvimento futuro dos mercados.

No caso do setor elétrico, o relatório abrange, sempre que aplicável, quer Portugal Continental quer as regiões autónomas dos Açores e da Madeira. Para o setor do gás natural apenas se inclui Portugal Continental, por não existir nas ilhas fornecimento de gás natural a clientes finais.

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

O contorno legal e económico português dos setores elétrico e do gás natural em 2017 foi marcado por alguma estabilidade, tendo estes setores consolidado os passos dados no passado mais recente, nomeadamente a integração dos mercados grossistas no plano ibérico, já concretizada na eletricidade e ainda em construção no setor do gás natural, a sedimentação da liberalização do mercado retalhista, a expansão do parque eletroprodutor renovável, a redução da dívida tarifária acumulada e a disseminação gradual de inovação nas redes, na produção e na utilização da energia elétrica.

Produção e consumo de energia

No plano do consumo nacional de energia, o ano de 2017 foi caracterizado por um pequeno crescimento no setor elétrico (0,7%), ao passo que no setor do gás natural se verificou um consumo extraordinário, correspondente a uma variação de 24,8% face a 2016. Este facto relevante foi motivado pela impressionante alteração do *mix* de produção elétrica, em que o gás natural assumiu em 2017 um peso substancial, devido ao muito reduzido coeficiente de hidraulicidade (0,47). A comparticipação da produção hídrica foi de 10% do total, em comparação com a quota de 28% atingida em 2016. O peso da produção a partir de gás natural foi de 33% em 2017, comparando com 21% em 2016.

A capacidade instalada em centros eletroprodutores continuou a crescer por via de projetos de energias renováveis (hídricas reversíveis, solar fotovoltaica e eólica).

Mercados liberalizados de eletricidade e gás natural

No final de 2017, o mercado liberalizado elétrico cativava já mais de 93% do consumo total e cerca de 5 milhões de consumidores. No caso do gás natural, excetuando os centros eletroprodutores, cerca de 97% do consumo está no mercado liberalizado, correspondendo a mais de 1,1 milhões de clientes.

Deve salientar-se uma medida legislativa tomada em 2017, cujos efeitos apenas se produzem a partir de 2018, relativamente à criação de um regime equiparado ao das tarifas reguladas de venda a clientes finais de eletricidade. Foi aprovada legislação que permite aos clientes de eletricidade no mercado livre optarem por tarifas de venda iguais às reguladas, embora praticadas por comercializadores em mercado, ou, caso o seu comercializador não participe neste novo regime, optarem pelo contrato com o comercializador de último recurso. Este novo regime não teve efeitos substantivos em termos de mudança de comercializador, pelo menos nos primeiros meses de 2018.

A estabilidade foi a nota dominante do mercado liberalizado de eletricidade e de gás natural durante 2017, verificada, por exemplo, ao nível das quotas de mercado dos principais comercializadores.

Pela primeira vez, registaram-se situações de incumprimento grave dos compromissos financeiros de dois comercializadores de eletricidade perante o operador de rede de distribuição, relativos ao pagamento das tarifas de acesso às redes. Em resultado, o respetivo contrato de uso das redes foi suspenso, tendo os clientes nas carteiras desses comercializadores sido transferidos para o comercializador de último recurso, evitando-se qualquer interrupção do fornecimento.

Mercados grossistas de eletricidade e de gás natural

Em 2017, verificou-se uma transição anunciada quanto ao regime legal que acolhe uma parte significativa das centrais elétricas (regime dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual - CMEC): terminou um período inicial de 10 anos durante o qual os produtores que haviam cessado os contratos de longo prazo estavam protegidos das variações nas condições do mercado, através do pagamento de uma revisibilidade aos valores da indemnização do CMEC (parcela de revisibilidade anual). A partir de 2018, estes custos históricos associados à cessação dos contratos de produção em 2007 ficam apenas financiados através de um pagamento fixo durante os próximos 10 anos (parcela de ajustamento final do CMEC), estando os produtores sujeitos plenamente ao risco de participação no mercado.

Nos mercados grossistas, manteve-se a boa integração de mercados de eletricidade na Península Ibérica, apesar do contexto instável para a produção (subida dos preços dos combustíveis, ano hidrológicamente muito seco).

Em continuidade com o ano de 2016, o setor elétrico português foi exportador para Espanha, em termos líquidos. Os preços *spot* nos mercados português e espanhol mantiveram-se integrados em mais de 95% do tempo. Devido à evolução dos preços dos combustíveis e à reduzida hidraulicidade, o ano de 2017 observou um aumento expressivo nos preços médios do mercado grossista de eletricidade na Península Ibérica (mais 33% face a 2016).

No mercado grossista de gás natural está ainda pendente de autorizações administrativas a utilização da plataforma de mercado em Espanha (MIBGAS) para a negociação de produtos com entrega em Portugal. Em Portugal, devido à evolução dos preços do gás natural nos mercados internacionais e ao forte aumento do consumo nacional, verificou-se um grande crescimento da utilização do terminal de GNL em Sines (83% face a 2016), que assegurou a maior parte das importações.

Redes de distribuição de eletricidade em baixa tensão

Em 2017, foi publicada uma lei sobre o lançamento de procedimentos de concurso para atribuição das concessões de distribuição de energia elétrica em baixa tensão. Os procedimentos deverão ser lançados pelos municípios, enquanto concedentes, em 2019. A atividade de distribuição de eletricidade em baixa tensão é uma competência dos municípios, sendo exercida sob concessão de serviço público. Os diversos contratos de concessão têm a duração de 20 anos e terminam, na maior parte dos casos, entre 2021 e

2022. Durante o ano de 2018, serão realizados estudos e publicada legislação preparatória para estes concursos.

3 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1 REGULAÇÃO DAS REDES

3.1.1 FUNCIONAMENTO TÉCNICO

3.1.1.1 BALANÇO

A mobilização do serviço de compensação dos desvios de produção e de consumo de eletricidade, e de resolução de restrições técnicas, efetua-se no âmbito do mercado de serviços de sistema, cuja operacionalização é da responsabilidade da REN – Rede Eléctrica Nacional, na sua função de Gestor Técnico Global do Sistema, nos termos do Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico (ROR)¹ e do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico (MPGGS)².

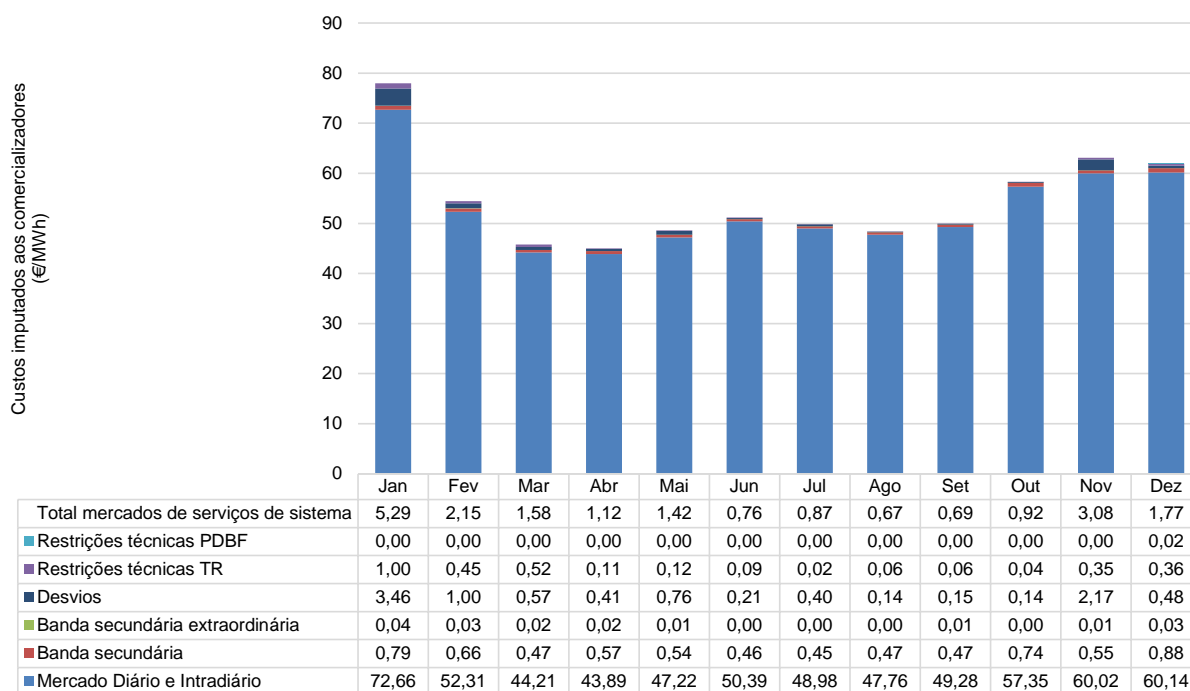
A energia mobilizada na resolução de restrições técnicas e a banda de regulação secundária contratada comportam custos, pagos por todo o consumo. Adicionalmente, os custos da mobilização de energia de regulação secundária e de reserva de regulação, em cada período horário, utilizadas para anular os desvios 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 e intradiário, e mercado de serviços de sistema, nos custos imputados aos comercializadores em 2017, com desagregação da parcela relativa ao mercado diário e intradiário e da que respeita ao mercado de serviços de sistema.

¹ O Regulamento de Operação das Redes foi aprovado pelo Regulamento n.º 621/2017 da ERSE, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 18 de dezembro, que procede à primeira alteração ao Regulamento de Operação das Redes do Setor Eléctrico, aprovado em anexo ao Regulamento n.º 557/2014, de 19 de dezembro, após consulta pública da ERSE.

² Diretiva da ERSE n.º 9/2014, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 15 de abril.

Figura 3-1 – Repercussão dos mercados diário e intradiário e de serviços de sistema nos custos imputados aos comercializadores a atuar em Portugal, 2017



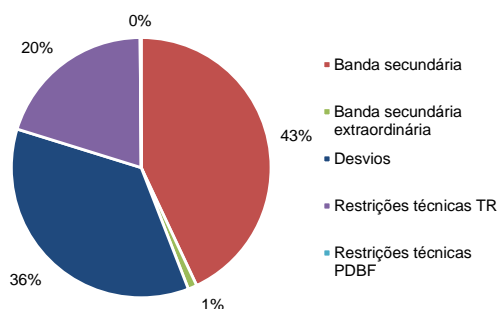
Fonte: dados REN. Nota: PDBF – Programa Diário Base de Funcionamento e TR – Tempo Real.

A Figura 3-1 permite ainda verificar que o preço do mercado de serviços de sistema foi superior nos meses de inverno, o que pode ser explicado com a maior volatilidade da produção, designadamente devido a uma maior preponderância dos desvios (por defeito) de produção a partir de fontes renováveis.

O mercado de serviços de sistema representou, em 2017, um custo médio ponderado de cerca de 1,69 €/MWh comercializado, face a um preço marginal ponderado nos mercados diário e intradiário da ordem dos 52,85 €/MWh, o que traduz um aumento do preço médio de mercado superior a 30% face ao ano anterior, em contraciclo com o custo médio do mercado de serviços de sistema que reduziu em 30%.

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 contratação de banda secundária e a desvios.

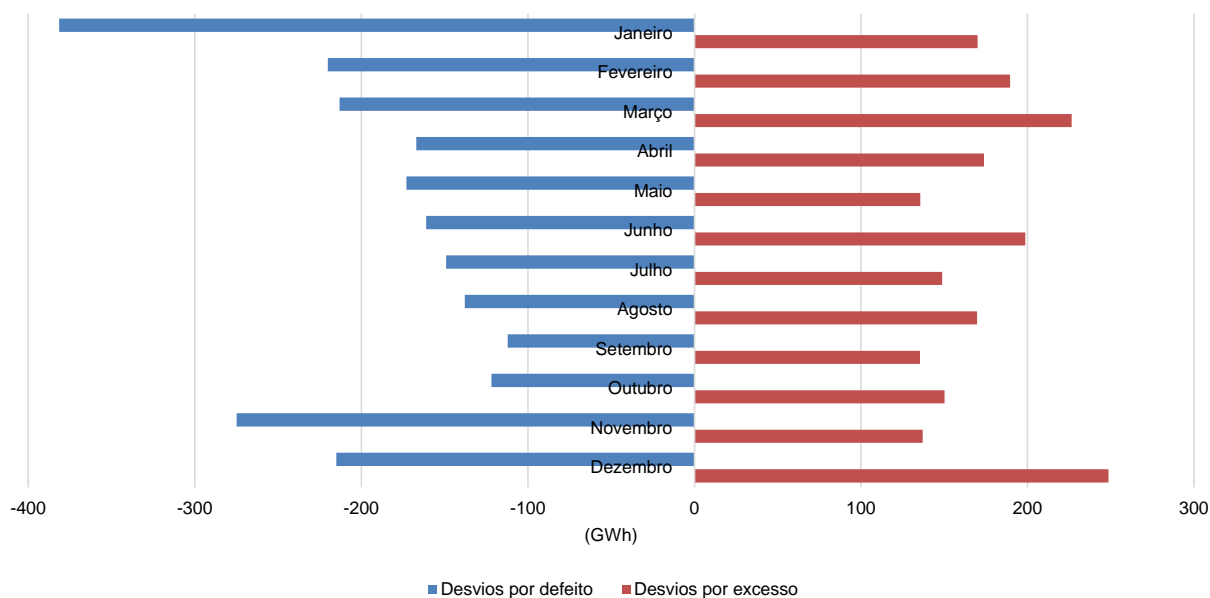
Figura 3-2 – Repartição dos custos do mercado de serviços de sistema, 2017



Fonte: dados REN

A valorização dos desvios em cada hora corresponde exatamente aos custos variáveis de regulação, a pagar aos agentes que solucionam o desequilíbrio através da participação no mercado de serviços de sistema. Na Figura 3-3 apresenta-se a evolução das energias de desvio, por defeito³ e por excesso⁴, verificadas ao longo de 2017. Face a 2016, registou-se uma ligeira redução de ambos os desvios.

Figura 3-3 – Evolução dos desvios, 2017



Fonte: dados REN

³ Um desvio por defeito, para cada hora, e por unidade de produção ou de consumo, resulta de um consumo superior ao programado, no caso de intervenientes consumidores, ou uma produção inferior à programada, no caso de intervenientes produtores.

⁴ Um desvio por excesso, para cada hora, e por unidade de produção ou de consumo, resulta de um consumo inferior ao programado, no caso de intervenientes consumidores, ou uma produção superior à programada, no caso de intervenientes produtores.

3.1.1.2 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

Para Portugal continental e para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, tanto o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS)⁵, como o Regulamento Tarifário (RT)⁶, apresentam disposições relativas à regulação da continuidade de serviço⁷.

Salienta-se que em dezembro de 2017 a ERSE publicou um novo RQS do setor elétrico e do gás natural, a vigorar a partir de 1 de janeiro de 2018. Para além disso, em dezembro de 2017 foi aprovado um novo Regulamento Tarifário⁸.

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), baseados nomeadamente no tempo/duração da interrupção e na sua frequência (TIE/TIEPI/SAIFI/SAIDI - ver lista de definição dos indicadores no Anexo III).

O RQS em vigor, desde 1 de janeiro de 2014, estabelece que a avaliação do desempenho das redes de transporte e distribuição, em termos de continuidade de serviço, é feita considerando não só as interrupções longas (duração superior a 3 minutos), mas também as interrupções breves (duração entre 1 segundo e 3 minutos), caracterizadas através do indicador MAIFI. O Quadro 3-1 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço registados em Portugal continental, em 2017⁹.

⁵ Regulamento n.º 455/2013, de 29 de novembro, que aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e o respetivo Manual de Procedimentos. Complementado pela Diretiva n.º 20/2013, que aprova os Parâmetros de Regulação da Qualidade de Serviço e a Diretiva n.º 21/2013, que aprova os prazos para a classificação de Eventos Excecionais e para o envio de informação à ERSE.

⁶ Regulamento n.º 551/2014, de 15 de dezembro de 2014, que aprova o Regulamento Tarifário do setor elétrico.

⁷ Além deste tema, o RQS estabelece ainda obrigações relativas à qualidade da onda de tensão e à qualidade de serviço comercial.

⁸ Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro de 2017, que aprova o Regulamento Tarifário do setor elétrico.

⁹ Informação relativa à evolução histórica dos indicadores de continuidade de serviço encontra-se disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/qualidadedeservico/relatoriodaqualidadedeservico/>

Quadro 3-1 – Indicadores de continuidade de serviço em Portugal continental, 2017

Nível Tensão	Indicador	Interrupções			
		Previstas	Acidentais		
			Responsabilidade Operador	Eventos Excepcionais	Aguarda class. como Evento Excepcional
Transporte	TIE (min)	-	0,090	-	0,020
	SAIFI (int)	-	0,040	-	0,050
	SAIDI (min)	-	0,130	-	2,650
	MAIFI (int)	-	0,050	-	0,030
Distribuição AT	SAIFI (int)	0	0,161	0,055	0,041
	SAIDI (min)	0	35,092	38,248	17,814
	MAIFI (int)	0	0,832	0,478	0,015
Distribuição MT	TIEPI (min)	0,010	50,440	29,779	20,190
	SAIFI (int)	0,000	1,554	0,652	0,105
	SAIDI (min)	0,020	71,383	53,997	46,810
	MAIFI (int)	0,002	9,061	2,347	0,078
Distribuição BT	SAIFI (int)	0,002	1,396	0,496	0,081
	SAIDI (min)	0,365	66,571	40,360	36,366

Fonte: dados REN e EDP Distribuição

No que respeita ao ano de 2017, os indicadores de continuidade de serviço que avaliam o desempenho da rede de transporte sofreram uma degradação face ao ano anterior. Os indicadores de continuidade de serviço que avaliam o desempenho das redes de distribuição e que são apresentados no Quadro 3-1 também sofreram uma degradação na sua generalidade comparativamente com o registado no ano anterior. Esta degradação deveu-se à ocorrência de eventos naturais extremos e incêndios que fustigaram o território de Portugal continental durante o ano de 2017.

Adicionalmente, o RQS estabelece padrões de continuidade de serviço (número e duração anuais de interrupções) que constituem um compromisso do operador de rede para com o cliente. O incumprimento destes padrões por parte do operador de rede origina a obrigação de pagamento de uma compensação monetária¹⁰, sem que o cliente necessite de a solicitar. Em 2017, o número de incumprimentos foi de 13495 todos relativos à duração das interrupções com a exceção de um único relativo ao número de interrupções, cujo contributo foi especialmente devido a incumprimentos verificados em clientes de média tensão (MT), tendo sido pagos aos clientes cerca de 151 mil euros em compensações. Salienta-se que os

¹⁰ Este pagamento visa compensar o cliente pelo incumprimento deste indicador. Não inclui qualquer indemnização por danos causados por interrupções.

valores anteriormente referidos são ainda provisórios, sendo que os valores definitivos apenas serão possíveis de apurar após tomada de decisão da ERSE relativamente a “4 pedidos de classificação como evento excecional” submetidos pela EDP Distribuição. Refira-se que um dos pedidos resultou da ocorrência de grandes incêndios ocorridos, na região centro de Portugal continental, no período de 17 a 20 de junho de 2017, e os restantes pedidos resultaram também de grandes incêndios ocorridos, na região centro e norte do país, no período de 15 a 24 de outubro de 2017. Para o ano de 2016, foram registados 32 523 incumprimentos, dos quais 31 949 foram relativos à duração das interrupções e 574 ao número de interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 322 mil euros em compensações por incumprimento destes indicadores.

O Quadro 3-2 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço registados na Região Autónoma dos Açores (RAA), em 2017⁴.

Quadro 3-2 – Indicadores de continuidade de serviço na RAA, 2017

Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Previstas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excepcionais
Distribuição MT	TIEPI (min)	51,050	104,950	0,880
	SAIFI (int)	0,820	6,280	0,140
	SAIDI (min)	63,133	139,250	1,730
	MAIFI (int)	1,146	1,840	0,040
Distribuição BT	SAIFI (int)	0,833	7,340	0,160
	SAIDI (min)	53,420	163,160	1,790

Fonte: dados EDA

Relativamente ao ano de 2017, os indicadores de continuidade de serviço na RAA que avaliam o desempenho das redes de distribuição degradaram-se na generalidade face ao ano anterior.

Em 2017, o número de incumprimentos foi de 813, sendo 29 relativos à duração das interrupções e 784 ao número de interrupções, cujo contributo foi especialmente devido a incumprimentos verificados em clientes de baixa tensão (763), tendo sido pagos aos clientes cerca de 5 mil euros em compensações. Para o ano de 2016, foram registados 804 incumprimentos, dos quais 431 foram relativos à duração das interrupções e 373 ao número de interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 7 mil euros em compensações por incumprimento destes indicadores.

O Quadro 3-3 apresenta os valores dos indicadores de continuidade de serviço registados na Região Autónoma da Madeira (RAM), em 2017⁴.

Quadro 3-3 – Indicadores de continuidade de serviço na RAM, 2017

Nível Tensão	Indicador	Interrupções		
		Previstas	Acidentais	
			Responsabilidade Operador	Eventos Excepcionais
Distribuição MT	TIEPI (min)	16,677	20,596	0,497
	SAIFI (int)	0,256	0,921	0,026
	SAIDI (min)	23,684	29,698	0,822
	MAIFI (int)	0,025	0,434	0,004
Distribuição BT	SAIFI (int)	0,231	0,848	0,022
	SAIDI (min)	22,163	25,683	0,746

Fonte: dados EEM

No que respeita ao ano de 2017, os indicadores de continuidade de serviço que avaliam o desempenho das redes de distribuição melhoraram na generalidade face ao ano anterior.

Em 2017, o número de incumprimentos foi de 45, sendo 41 relativos à duração das interrupções, cujo contributo foi especialmente devido a incumprimentos verificados em clientes de baixa tensão normal (BTN), tendo sido pagos aos clientes cerca de 2 mil euros em compensações. Para o ano de 2016, foram registados 134 incumprimentos relativos à duração das interrupções, tendo sido pagos aos clientes cerca de 10 mil euros em compensações por incumprimento destes indicadores.

É de referir que de acordo com o estabelecido no RQS do setor elétrico, a ERSE publica anualmente um relatório da qualidade de serviço⁴ o qual caracteriza e avalia a qualidade de serviço das atividades do setor elétrico.

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 média tensão (MT) e alta tensão (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).

O valor da “componente 1” do incentivo depende do valor da energia não distribuída anualmente, determinado através de uma função estabelecida na Diretiva n.º 20/2014, de 23 de outubro, cujo valor máximo do prémio ou da penalidade correspondeu a 4 milhões de euros no ano de 2017. Para a determinação deste valor da energia não distribuída são excluídas as interrupções com origem em razões

de segurança, as interrupções com origem na rede nacional de transporte, bem como as interrupções classificadas pela ERSE como Eventos Excepcionais¹¹.

A “componente 2” foi introduzida na alteração regulamentar de 2014, sendo aplicada pela primeira vez ao desempenho da rede no ano de 2015. O valor da “componente 2” do incentivo depende da média deslizante dos últimos três anos do indicador SAIDI MT (ver lista de definição dos indicadores no Anexo III) relativo ao conjunto dos 5% dos Postos de Transformação de Distribuição e de Clientes em MT que apresentaram anualmente o pior valor de SAIDI MT. O valor da “componente 2” é determinado através de uma função estabelecida na Diretiva n.º 20/2014, de 23 de outubro, cujo valor máximo do prémio ou da penalidade correspondeu a 1 milhão de euros no ano de 2017. Para a determinação deste valor do SAIDI MT relativo ao conjunto dos 5% dos Postos de Transformação de Distribuição e de Clientes em MT são excluídas as interrupções classificadas pela ERSE como Eventos Excepcionais.

Relativamente aos valores dos montantes inerentes à “componente 1” e à “componente 2” do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, salienta-se que ainda não há informação disponível para aferir os montantes para o ano de 2017. Em 2016, o montante recebido pelo operador da Rede Nacional de Distribuição relativo à “componente 1” foi cerca de 2,7 milhões de euros e o montante relativo à “componente 2” foi de 1 milhão de euros.

3.1.1.3 LIGAÇÕES ÀS REDES

As condições comerciais de ligação às redes elétricas encontram-se estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico (RRC SE), da responsabilidade da ERSE, tendo sido objeto de alteração, assente num processo de consulta pública, no âmbito da revisão regulamentar promovida em 2017, para efeitos do período regulatório 2018-2020.

Se, por um lado, se mantiveram, genericamente, as regras já existentes aplicáveis à ligação de pequenas instalações de consumo¹², por outro lado, para as instalações de produção e para as grandes instalações

¹¹ 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 ou, no caso da Região Autónoma dos Açores (RAA) e da Região Autónoma da Madeira (RAM), os produtores de energia elétrica, evitem a totalidade das suas consequências;
- O evento e as suas consequências não sejam imputáveis aos operadores de redes, comercializadores ou, no caso das RAA e RAM, aos produtores de energia elétrica.

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

¹² Ligações em BT e em MT até 2 MVA.

de consumo¹³, foram promovidas alterações importantes, designadamente ao nível dos encargos a suportar pelos requisitantes.

Com efeito, parte dos encargos de ligação à rede que estes requisitantes suportavam eram resultantes de acordo com os operadores das redes. A figura do acordo entre as partes tinha como principal virtude a acomodação casuística da especificidade de cada ligação levantando, contudo, questões ao nível da transparência e equidade no tratamento das requisições, não só por comparação entre requisições semelhantes mas também por comparação com as requisições de ligação de pequenas instalações de consumo.

Cabe referir ainda que aspetos como a maturidade do setor elétrico, os custos recuperados por via tarifária, a produção distribuída, o exercício de planeamento das redes ou desenvolvimentos de natureza legal conduziram à necessidade de estabelecer regras claras, equilibradas e sustentáveis relativas ao subconjunto dos encargos referentes à comparticipação nas redes.

Deste modo, procurou-se instituir um enquadramento regulamentar harmonizado para instalações de produção e de consumo e independente da requisição se referir às redes de transporte ou de distribuição.

À data encontra-se por concretizar a subregulamentação necessária para que as novas regras aplicáveis à repartição de encargos possam ser aplicadas.

Outra alteração promovida na revisão regulamentar foi o estabelecimento de prazos máximos de execução de ligação à rede de distribuição, quando esta execução é da responsabilidade dos respetivos operadores das redes, nos termos previstos no RRC SE¹⁴. O incumprimento destes prazos obriga os operadores das redes a compensar financeiramente os requisitantes, de acordo com o estabelecido no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS).

No mais, o enquadramento regulamentar já descrito nas anteriores edições do Relatório foi mantido, designadamente no tocante à obrigação de ligação à rede, ao conceito de elemento de ligação, em particular, à sua construção e propriedade, ao tipo de encargos a suportar pelos requisitantes ou aos deveres de informação dos diversos intervenientes.

¹³ Ligações em MAT, em AT e em MT acima de 2 MVA.

¹⁴ Para efeitos de monitorização, os operadores das redes de distribuição e de transporte encontram-se obrigados ao envio à ERSE de informação anual no âmbito das ligações às redes que inclui, entre outros aspetos, o tempo médio de execução das ligações efetuadas pelos operadores das redes. Em 2017, o tempo médio de execução na rede de distribuição, para os níveis de tensão BT e MT, foi de cerca de 28 dias, para um total de 9004 ligações. Em 2016 os correspondentes valores tinham sido 23 dias e 7768 ligações.

3.1.1.4 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 necessárias¹⁵.

Durante o ano de 2017 não houve incidências que motivassem a necessidade de implementar medidas de salvaguarda.

Para além disso, e tal como explicado na secção seguinte, em situações excecionais de exploração do Sistema Elétrico Nacional, o Despacho n.º 8810/2015, de 10 de agosto, prevê o envio de ordens de redução de potência a observar pelas instalações de produção em regime especial, ligadas à RNT ou à RND.

3.1.1.5 FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS

No contexto da aplicação das diretivas europeias sobre esta matéria¹⁶, o conceito de fontes de energia renováveis relaciona-se, em Portugal, com o de produção em regime especial (PRE).

Considera-se produção em regime especial (PRE)¹⁷ a produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, de tecnologias de produção combinada de calor e de eletricidade (cogeração) e de produção distribuída.

Ainda no âmbito da PRE, cabe referir o Despacho n.º 8810/2015, de 10 de agosto, da DGEG¹⁸, que prevê, em situações excecionais de exploração do Sistema Elétrico Nacional, nomeadamente, quando se verificarem congestionamentos ou quando estiver em causa a segurança no equilíbrio produção-consumo e a continuidade do abastecimento de energia elétrica, o envio de ordens de redução por parte do gestor

¹⁵ Artigo 33.º-B do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, que procede à sexta alteração do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, e completa a transposição da Diretiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece as regras comuns para o mercado interno de eletricidade.

¹⁶ Diretiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece as regras comuns para o mercado interno de eletricidade; Diretiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis que altera e subsequentemente revoga as Diretivas 2001/77/CE e 2003/30/CE.

¹⁷ Artigo 18.º, n.º 1, do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, que procede à quinta alteração ao Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelos Decretos-Lei n.ºs 104/2010, de 29 de setembro, 78/2011, de 20 de junho, 75/2012, de 26 de março, e 112/2012, de 23 de maio, transpondo a Diretiva n.º 2009/72/CE

¹⁸ Despacho n.º 8810/2015, de 10 de agosto, da Direção-Geral de Energia e Geologia, que estabelece regras e procedimentos necessários para estabelecer a disciplina da interrupção da produção em regime especial nomeadamente, a ordem e sequência da redução de potência a observar pelas instalações de produção do regime especial, ligadas à RNT ou à RND.

do sistema com o intuito de controlar as instalações da PRE, para que não excedam um determinado valor de potência.

Em Portugal, a energia produzida pela PRE, sujeita a regime jurídico especial, com remuneração garantida, é obrigatoriamente adquirida pelo Comercializador de Último Recurso (CUR), por aplicação de preços fixados administrativamente (*feed-in tariffs*)¹⁹. Nos termos do atual quadro legal, a diferenciação da retribuição desta PRE está dependente da tecnologia de produção.

O preço de venda ao CUR pode ser um dos seguintes:

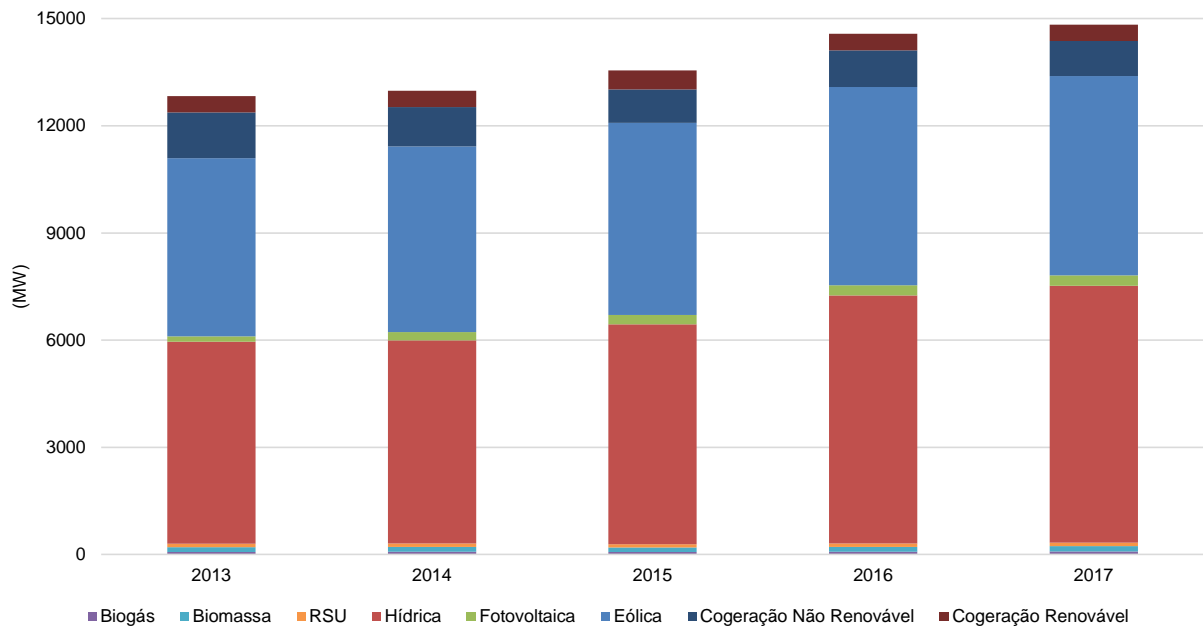
- Preço que resulta da aplicação do tarifário publicado pelo Governo;
- Preço que resulta das propostas apresentadas aos concursos de atribuição de pontos de interligação para instalações de energia eólica, biomassa e de pequena produção. Nestes concursos, o desconto sobre o tarifário publicado pelo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

Os preços publicados pelo Governo têm por base uma lógica quer 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), quer de diferenciação de acordo com a tecnologia de produção ou fonte de energia primária. A remuneração do produtor depende do período de entrega da energia elétrica à rede e da fonte de energia primária utilizada.

Em 2017, a potência instalada da PRE representou 75% da potência instalada total do sistema elétrico português. No período de 2013 a 2017, este peso variou entre 72 e 75%. A Figura 3-4 apresenta a evolução da potência instalada da PRE para os anos de 2013 a 2017, desagregada por tecnologia.

¹⁹ Desde o final de 2011, o CUR explicita a oferta de venda da PRE no MIBEL, funcionando como agente agregador da PRE em Portugal, e responsável pelos desvios de programação perante o Gestor Técnico Global do Sistema.

Figura 3-4 – Potência instalada da PRE, 2013 a 2017

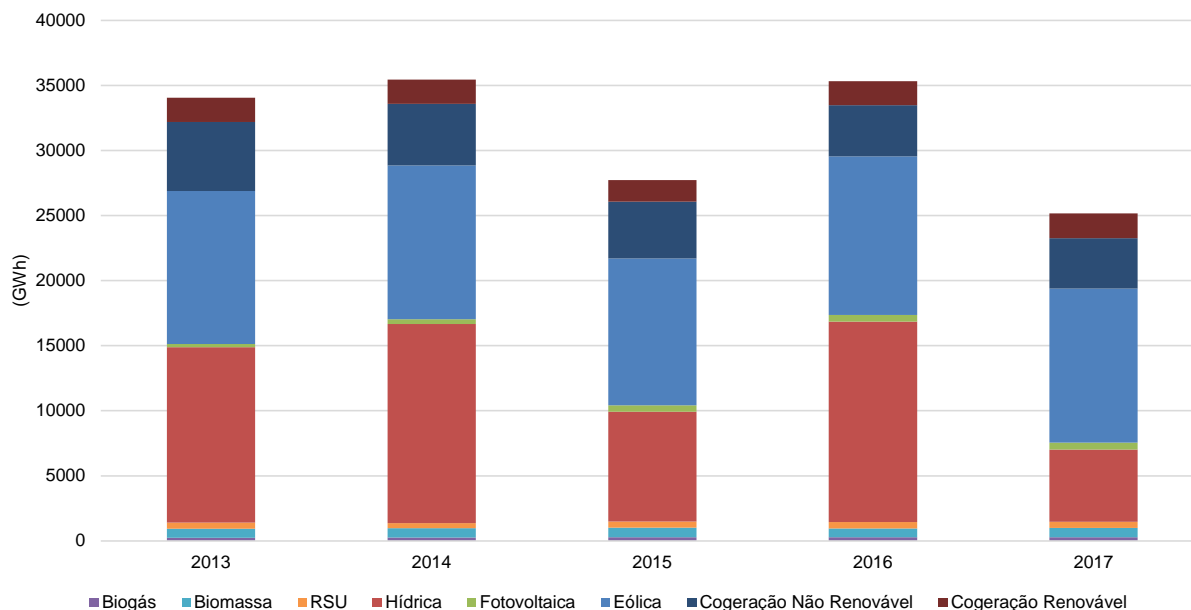


Fonte: Dados REN

Nota: RSU designa Resíduos Sólidos Urbanos

No tocante à energia elétrica produzida em 2017, cerca de 25,2 TWh tiveram origem na PRE, representando 46% do total de energia produzida, valor que, entre 2013 e 2017, se situou entre 46% e 72%. A Figura 3-5 apresenta a evolução da energia elétrica produzida pela PRE para os anos de 2013 a 2017, desagregada por tecnologia.

Figura 3-5 – Produção de energia elétrica pela PRE, 2013 a 2017



Fonte: Dados REN, Nota: RSU designa Resíduos Sólidos Urbanos

Da análise das figuras anteriores, resulta evidente a importância da PRE e, em particular, das fontes de energia renováveis, no sistema elétrico português.

3.1.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E CUSTOS DE LIGAÇÃO

ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

De acordo com os seus Estatutos, a ERSE tem a responsabilidade de elaborar e aprovar o RT onde é estabelecida a metodologia de cálculo das tarifas e preços para o setor elétrico, bem como as formas de regulação dos proveitos permitidos. A aprovação do RT é precedida de consulta pública e de parecer do Conselho Tarifário. O processo de fixação das tarifas por parte da ERSE, incluindo a sua calendarização, está também instituído regulamentarmente. As tarifas de acesso às redes de transporte e de distribuição são aprovadas pela ERSE.

As tarifas vigentes em 2017, incluindo as tarifas de acesso às redes de energia elétrica, resultam das regras aprovadas na revisão regulamentar de 2014²⁰. Em maio de 2017, a ERSE deu início ao processo ordinário de revisão regulamentar, cujos efeitos ocorrerão em 2018, conforme se relata em ponto autónomo abaixo.

²⁰ Regulamento n.º 551/2014, de 15 de dezembro, da ERSE, que aprova o Regulamento Tarifário do setor elétrico, disponível em [http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/tarifario/Documents/Regulamento_551-2014_\(RT_SE-Dez2014\).pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/tarifario/Documents/Regulamento_551-2014_(RT_SE-Dez2014).pdf).

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

As tarifas de acesso às redes são aplicadas a todos os consumidores de energia elétrica pelo uso das infraestruturas da rede elétrica de serviço público. Estas tarifas são pagas, na situação geral²¹, pelos comercializadores em representação dos seus clientes.

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. São aprovadas as seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte em MAT e AT e Uso das Redes de Distribuição em AT, MT e BT. As variáveis de faturação incluem termos de potência, de energia ativa e de energia reativa.

Os preços das tarifas em cada atividade são determinados garantindo que a sua estrutura é aderente à estrutura dos custos marginais da atividade 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.

Os preços das tarifas de acesso de cada variável de faturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por atividade. Na medida em que as tarifas que compõem a soma são baseadas nos custos marginais, são evitadas subsídios cruzados e é promovida uma utilização eficiente dos recursos.

Esta metodologia de cálculo possibilita o conhecimento detalhado das várias componentes tarifárias por atividade. Assim, cada cliente pode saber exatamente quanto paga por determinada atividade (por exemplo, pelo uso da rede de transporte em AT) e ainda em que variáveis de faturação é que esse valor é considerado (que, no caso do exemplo referido, são a potência e a energia ativa). Esta metodologia permite ainda garantir transparência na forma como o regulador determina os proveitos e as tarifas.

O Quadro 3-4 apresenta o conjunto de tarifas de acesso e as respetivas variáveis de faturação.

²¹ As tarifas de acesso às redes também 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.

Quadro 3-4 – Estrutura das tarifas de acesso às redes de energia elétrica

Tarifas de acesso às redes	Variáveis de faturação	Cientes em MAT	Cientes em AT	Cientes em MT	Cientes em BTE	Cientes em BTN
Tarifa de Uso Global do Sistema	Potência	●	●	●	●	●
	Energia ativa	●	●	●	●	●
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	Potência	●	●	●	●	●
	Energia ativa	●	●	●	●	●
	Energia reativa	●				
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	Potência		●	●	●	●
	Energia ativa		●	●	●	●
	Energia reativa		●	●	●	

PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

As tarifas de acesso às redes em vigor em 2017²² correspondem, para a procura prevista para esse ano, a um acréscimo tarifário de 4,7% face a 2016, com as variações por nível de tensão que se apresentam no Quadro 3-5.

Quadro 3-5 – Tarifas de acesso às redes para 2017

	Tarifas 2016 (preços médios) €/kWh*	Tarifas 2017 (preços médios) €/kWh	Variação
Tarifas de Acesso às Redes	0,07908	0,08277	4,7%
Acesso às Redes em MAT	0,02520	0,02638	4,7%
Acesso às Redes em AT	0,03103	0,03249	4,7%
Acesso às Redes em MT	0,05348	0,05597	4,7%
Acesso às Redes em BTE	0,09125	0,09550	4,7%
Acesso às Redes em BTN	0,12255	0,12826	4,7%

* Aplicação das tarifas de 2016 à procura prevista para 2017.

Fonte: Dados ERSE

²² Disponíveis em http://www.erse.pt/electricidade/tarifaseprecos/2017/Documents/TAcesso/PrecosAcesso_2017.pdf.

A variação tarifária em 2017 resultou da conjugação de vários fatores com impactes em sentidos opostos, entre os quais se destacam:

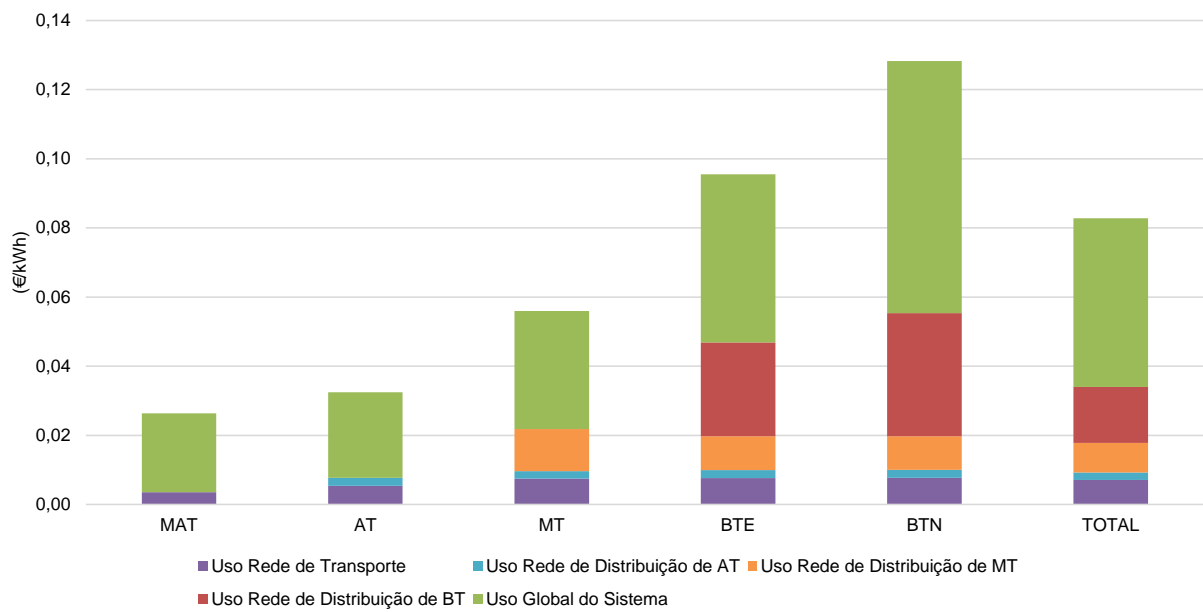
- a) As metas de eficiência aplicadas às atividades reguladas têm permitido diminuir de uma forma consistente os custos, em especial nas atividades de rede, isto é, o transporte e a distribuição de energia elétrica. O ano de 2017 foi o terceiro e último ano de aplicação das metas de eficiência definidas para o período regulatório 2015-2017, pelo que os proveitos permitidos das atividades reguladas refletem as bases de custos que foram, em 2015, revistas em baixa na generalidade das atividades, contribuindo para uma redução dos custos de exploração recuperados por aplicação das tarifas.
- b) Os custos associados ao serviço da dívida do Sistema Elétrico Nacional (SEN) incluída nas tarifas de 2017 sofreram um ligeiro acréscimo face a 2016, cerca de 0,2%, ascendendo a cerca de 1 775 milhões de euros.
- c) Os preços dos mercados de energia elétrica para 2017 implícitos no exercício tarifário (na fixação das tarifas é utilizado o preço do mercado de futuros), são inferiores aos valores apurados no ano anterior para o período de vigência das tarifas de 2016, refletindo a queda dos preços de combustíveis fósseis em termo médios face a 2015. A projeção do preço da energia elétrica no mercado reflete-se nas tarifas de acesso às redes ao nível dos custos decorrentes de medidas de política energética, nomeadamente nos sobrecustos da PRE com remuneração garantida e no diferencial de custos de aquisição de energia às centrais com contratos de aquisição de energia (CAE).
- d) Os custos com a energia elétrica adquirida aos Produtores em Regime Especial (PRE) incorporados nas tarifas foram agravados pelo ajustamento provisório entre os valores previstos e os valores observados em 2016. Para a revisão em alta da estimativa dos custos da energia elétrica adquirida aos PRE renovável para 2016, comparativamente com o previsto nas tarifas de 2016, contribuíram a hidraulicidade²³ muito acima da média de 2016 e o aumento significativo da produção em regime especial de origem eólica nesse ano, efeito conjugado com o decréscimo do preço médio do mercado estimado para 2016.
- e) As medidas legislativas mitigadoras de custos, estabelecidas por legislação com vista à diminuição do nível dos custos de interesse económico geral (CIEG) a recuperar pelas tarifas, foram consideradas no cálculo tarifário para o ano 2017. Além de medidas anteriormente aplicadas (reversão para as tarifas de receitas decorrentes dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, contribuição dos PRE eólicos, reversão de receitas para as tarifas decorrentes da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho), em 2017 foi ainda incorporada a dedução dos valores

²³ Valores de hidraulicidade referidos no ponto 3.3.1 neste documento.

recebidos pelos PRE, que beneficiam de remuneração garantida²⁴, associados a outros apoios públicos.

A decomposição, em 2017, do preço médio das tarifas de acesso às redes por atividade regulada e para cada nível de tensão é apresentada na Figura 3-6, enquanto na Figura 3-7 se encontra a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

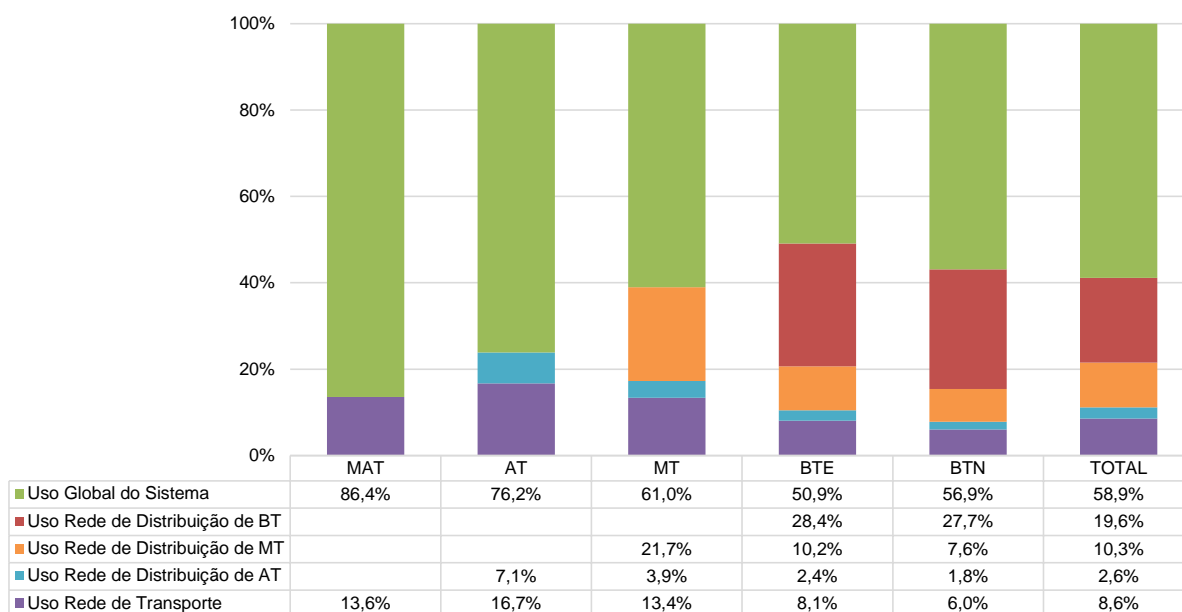
Figura 3-6 – Preço médio das tarifas de acesso às redes em 2017, por atividade



Fonte: Dados ERSE

²⁴ Remuneração por aplicação de preços fixados administrativamente (*feed in tariffs*), cf. referido na secção 3.1.1.5.

Figura 3-7 – Estrutura do preço médio de acesso às redes por atividade regulada para cada nível de tensão, em 2017



Fonte: Dados ERSE

DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

Na preparação do novo período regulamentar, 2018-2020, a ERSE realizou uma revisão dos regulamentos do setor elétrico, cujas alterações produzem efeitos a partir de 1 de janeiro de 2018. A consulta pública foi lançada em maio de 2017 e as alterações foram aprovadas em dezembro desse ano. No que respeita às tarifas de acesso, o RT passa a consagrar: i) uma tarifa específica para a atividade de operação logística de mudança de comercializador; ii) a introdução de sazonalidade nos preços de energia ativa das tarifas de acesso às redes em BTE; iii) o aprofundamento das disposições relativas aos projetos piloto das tarifas dinâmicas e de aperfeiçoamento da estrutura tarifária; iv) a definição das tarifas de acesso para operadores da rede de distribuição exclusivamente em BT; v) alteração da variável de faturação nos fornecimentos relativos à iluminação pública com telecontagem.

No que respeita às metodologias regulatórias para cálculo dos proveitos permitidos das empresas reguladas para o período de regulação 2018-2020 salientam-se as principais alterações: (i) aplicação de uma metodologia do tipo *revenue cap* aos custos de exploração da atividade de GGS, com a separação dos custos em controláveis e não controláveis para efeitos de aplicação de metas de eficiência (ii) criação do incentivo à racionalização económica dos custos com os investimentos do operador da RNT em substituição do incentivo à manutenção em exploração do equipamento em fim de vida útil e (iii) aplicação de uma metodologia do tipo *price cap* aplicada ao TOTEX (custos totais) na atividade de distribuição de energia elétrica em BT.

METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O ano de 2017 foi o último ano do período de regulação 2015-2017. É igualmente o ano onde são avaliadas e monitorizadas, com maior detalhe, as metodologias regulatórias em prática e o desempenho das empresas reguladas.

De forma a preparar as alterações introduzidas no novo período de regulação, resume-se, de seguida, por tipo de operador de rede e para os comercializadores de último recurso, os modelos regulatórios em vigor no período regulatório 2015-2017.

Para Portugal Continental:

- Operador da rede de transporte (ORT) – atividade de transporte: modelo baseado em incentivos económicos: (i) aplicação de uma metodologia do tipo *price cap*²⁵ com metas de eficiência aplicadas aos custos de exploração (OPEX²⁶); (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. Na atividade de gestão global do sistema os proveitos permitidos são determinados em base anual e através de uma metodologia de custos aceites.
- Operador da rede de distribuição – Metodologia do tipo *price cap*²⁷ aplicada ao OPEX e custos aceites em base anual no caso dos custos com capital²⁸, tendo em conta os planos de investimento propostos pela empresa. São igualmente aplicados outros incentivos: (i) incentivo ao investimento em redes inteligentes²⁹; (ii) incentivo à melhoria da qualidade de serviço e (iii) incentivo à redução de perdas.
- Comercializador de último recurso - Regulação do tipo *price cap*³⁰, acrescida 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

²⁵ 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 de um *revenue cap*. Os indutores são a extensão de linhas de rede (km) e o número de painéis em subestações. O fator de eficiência foi fixado em 1,5%.

²⁶ *Operational expenditure*.

²⁷ Os indutores de custos em AT/MT são energia distribuída e extensão (km) de rede; em BT, são energia distribuída e o número de clientes. O fator de eficiência é de 2,5%, ao qual se soma a inflação.

²⁸ A remuneração do ativo líquido e amortizações.

²⁹ No período de regulação 2015-2017 este incentivo, que terá uma duração de 6 anos, passou a ser calculado com base em valores reais e auditados.

³⁰ O indutor de custo é o número de clientes. O fator de eficiência anual é de 3,5%.

extinção de tarifas. Esta parcela de custos deverá ser analisada e calculada numa base anual, casuisticamente, devendo apenas ser considerada quando justificável.

Para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira:

- Nas empresas com as concessões do transporte e da distribuição de energia elétrica aplica-se uma regulação por incentivos económicos: (i) regulação da atividade de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema assente numa metodologia de *revenue cap*³¹; (ii) regulação das atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica através de uma metodologia de apuramento de proveitos permitidos por *price cap*³²; (iii) definição de custos de referência para os combustíveis (fuelóleo, gasóleo e gás natural) consumidos na produção de energia elétrica, bem como para os custos decorrentes dos processos de descarga e armazenamento destes combustíveis³³.

Na atividade de comercialização de último recurso são ainda definidos anualmente custos de referência com vista ao cumprimento do quadro legal e com o objetivo de criar uma base sustentada para a definição do OPEX unitário desta atividade.

No que diz respeito ao custo de capital³⁴, salienta-se a introdução no período de regulação 2015-2017 de um mecanismo de controlo da rendibilidade dos ativos, com o objetivo de garantir a aproximação entre a taxa de remuneração real destes ativos e a resultante da metodologia definida para o período regulatório e, desta forma, evitar ganhos excessivos que possam decorrer de efeitos não dependentes do 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. Além disso, no mesmo período alterou-se o indexante para determinação do custo de capital, passando a utilizar-se as *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos (em substituição dos CDS³⁵).

Os proveitos permitidos aos operadores da rede de transporte e distribuição em Portugal continental nas suas atividades de gestão global do sistema, de compra e venda de energia elétrica do agente comercial

³¹ Fator de eficiência fixado em 3,5%.

³² 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 as metas de eficiência aplicadas a cada uma das atividades variam entre 2% na atividade de distribuição e 3,5% na atividade de comercialização. Na Região Autónoma da Madeira as metas de eficiência são de 4% e de 3,5%, na atividade de distribuição e na atividade de comercialização, respetivamente.

³³ 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.

³⁴ Taxas de remuneração do ativo para 2017 para Portugal continental e Regiões Autónomas – transporte: 6,13%; distribuição: 6,48%.

³⁵ *Credit Default Swaps*.

e de compra e venda do acesso à rede de transporte incluem custos que derivam essencialmente de decisões legislativas, os denominados CIEG.

Os CIEG mais significativos, quer pelo valor, quer pelo seu impacto no funcionamento do mercado, são os relacionados com a produção. A liberalização do mercado levou à necessidade de antecipar a cessação dos CAE. Dois desses contratos mantiveram-se, ficando a energia produzida por essas duas centrais a ser gerida por uma empresa comercializadora.

As receitas desta empresa dependem de incentivos definidos pela ERSE. De modo geral, estes incentivos relacionam diretamente as receitas da empresa comercializadora com a margem operacional obtida com a venda da energia das duas centrais com CAE em mercado.

Os restantes contratos foram cessados e os respetivos centros eletroprodutores 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. Este regime de acordo com a legislação aplicável terminará ao fim de um período de 10 anos posteriores à data de cessação antecipada, altura em que deverá ser calculado um ajustamento final ao montante dos CMEC remanescentes. Para este caso o período de referência inicia-se a 1 de julho de 2017 e termina em 2027.

A ERSE estimou um montante para este ajustamento final fundamentado através de um estudo enviado para o membro do Governo responsável pela área da Energia, no final de setembro de 2017, de acordo com o disposto no artigo 170.º da Lei.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2017. O efeito em tarifas dos montantes em causa só ocorreu em 2018.

Para além daqueles custos existem outros, igualmente significativos, relacionados com a remuneração da energia produzida a partir de fontes renováveis ou cogeração (PRE, com exceção da grande hídrica), determinada administrativamente, com as rendas de concessão pagas pelo operador da rede de distribuição aos municípios e com as compensações pagas às empresas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira pela aplicação, nestas regiões, de um nível tarifário igual ao do continente.

Em 2017, não se registaram alterações significativas na natureza das parcelas incluídas nos CIEG, com exceção dos CMEC.

ENCARGOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES

A ligação à rede de uma instalação tem custos que dependem do tipo de instalação a ligar (nível de tensão, distância, exigências técnicas), da rede a que é feita a ligação (aérea, subterrânea, radial, malhada), da tipologia da ligação (aérea, subterrânea) e da distância da instalação a ligar à rede existente.

O RRC SE estabelece as condições comerciais de ligações às redes, que incluem as regras aplicáveis e os respetivos encargos, como genericamente descritos no ponto 3.1.1.3. Um dos aspetos principais desta regulamentação é a determinação do custo suportado pelo requisitante da ligação, sendo que o diferencial entre o custo total de investimento e o custo diretamente imputado ao requisitante é suportado por todos os consumidores, através das tarifas de uso de rede.

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

Em 2017, 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, além da utilização explícita da capacidade através de mecanismos financeiros de cobertura do risco pelo uso da interligação. A resolução de congestionamentos está assente na aplicação de um mecanismo de *market splitting*³⁶.

Relembra-se que o MIBEL entrou oficialmente em funcionamento a 1 de julho de 2007, tendo por base um mercado diário único e que sustenta o mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal – Espanha, sendo este último regulamentado em Portugal 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 de Acesso às Redes e às Interligações³⁷ da ERSE; Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal – Espanha³⁸ da ERSE; Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico³⁹ da ERSE.

Em 2017 continuaram os trabalhos de aprovação e implementação dos termos, condições ou metodologias previstos no:

³⁶ Mecanismo de leilão da capacidade de interligação entre dois sistemas (conhecidas por zonas de preço – *bidding zones*) implícito nas ofertas que os agentes efetuam no mercado diário e pressupõe a existência de um mercado único gerido por um único operador de mercado. Quando a capacidade de interligação entre os dois sistemas é superior ao trânsito de energia que resulta do fecho de mercado, a interligação não fica congestionada e existe um preço único de mercado, igual para os dois sistemas. Caso contrário, quando a capacidade de interligação é inferior ao trânsito de energia que resulta do fecho de mercado, a interligação fica congestionada no seu limite e os mercados ficam separados em termos de preço, sendo este superior no mercado importador e inferior no mercado exportador.

³⁷ O Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico (RARI) foi aprovado pelo Regulamento n.º 560/2014 de 22 de dezembro. De notar que este regulamento foi alterado pelo Regulamento n.º 620/2017 da ERSE, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 18 de dezembro.

³⁸ O Manual de Procedimentos do Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal-Espanha foi aprovado pelo Regulamento da ERSE n.º 474/2013, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 20 de dezembro.

³⁹ O Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico foi aprovado através da Diretiva da ERSE n.º 9/2014, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 15 de abril.

- Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão, de 26 de setembro de 2016, que estabelece Orientações sobre a Atribuição de Capacidade a Prazo (*Forward Capacity Allocation Guideline* (FCA GL)), e
- Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho de 2015, que estabelece Orientações para a Atribuição de Capacidade e a Gestão de Congestionamentos (*Capacity Allocation and Congestion Management Guideline* (CACM GL)), incluindo as respeitantes às Regiões de Cálculo da Capacidade, definidas pela Decisão da ACER n.º 6/2016, de 17 de novembro, designadamente a região do Sudoeste da Europa (*Capacity Calculation Region South-west Europe* (CCR SWE)), constituída pelas interligações entre Portugal, Espanha e França.

A concretização destas normas terá influência direta nos mecanismos de resolução de congestionamentos e atribuição da capacidade disponível nas interligações.

RENDAS DE CONGESTIONAMENTO DAS INTERLIGAÇÕES

De acordo com a legislação e a regulação europeia, as rendas de congestionamento apenas podem ser usadas para: 1) compensar os custos decorrentes de ações coordenadas de balanço⁴⁰ com vista a garantir a capacidade de interligação contratada em sede de mercado diário e intradiário; 2) investimento em reforço da capacidade de interligação ou 3) redução da tarifa de uso da rede de transporte, caso as rendas não sejam usadas para as duas finalidades anteriores.

Em 2017, as rendas de congestionamento das interligações entre Portugal e Espanha, resultantes da diferença de preços zonais após aplicação da separação de mercado, atingiram um total de 4,87 milhões de euros, um valor da mesma ordem de grandeza do registado em 2016 (4,95 milhões de euros). Esta evolução resultou da redução no número de horas em que a interligação esteve congestionada, uma vez que o valor médio do diferencial absoluto de preços foi idêntico ao do ano anterior.

O montante total das rendas de congestionamento, dividido em partes iguais pelos dois operadores de sistema, foi aplicado 20% em ações coordenadas de balanço e compensação económica aos agentes (cerca de 500 mil €) sendo os restantes 80% (cerca de 2 milhões de euros) considerado como proveito do operador para efeitos de cálculo da tarifa da rede de transporte,

No quadro seguinte ilustra-se a evolução mensal das principais variáveis que traduzem a utilização da interligação, nomeadamente o número de horas em que se registou congestionamento e separação de

⁴⁰ A Ação Coordenada de Balanço aplica-se quando os congestionamentos na interligação se verificam em tempo real, consistindo na introdução de uma transação de energia entre operadores de sistema, no valor do congestionamento e de sentido oposto, para permitir a concretização das transações comerciais já estabelecidas.

mercados, e o respetivo preço em cada mercado, bem como o diferencial aritmético de preços. O quadro apresenta ainda o volume mensal das rendas de congestionamento e a energia associada a cada sentido de trânsito na interligação.

Quadro 3-6 – Evolução mensal das rendas de congestionamentos, 2017

Mês	Congestionamento		Preço médio PT	Preço médio ES	Diferencial preços	Importação (PT <-- ES)	Exportação (PT --> ES)	Renda Congestionamento
	n.º horas	% horas mês	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(MWh)	(MWh)	10 ³ €
Janeiro	69	9%	71,52	71,49	0,03	331 785	490 977	537
Fevereiro	89	13%	51,39	51,74	-0,35	111 610	727 002	778
Março	95	13%	43,95	43,19	0,76	265 021	545 215	625
Abril	65	9%	44,18	43,69	0,49	337 987	459 258	679
Mai	4	1%	47,12	47,11	0,01	223 222	413 215	19
Junho	29	4%	50,22	50,22	0,00	134 924	385 713	95
Julho	15	2%	48,60	48,63	-0,03	89 046	594 610	67
Agosto	14	2%	47,43	47,46	-0,02	49 308	827 057	47
Setembro	12	2%	49,16	49,15	0,01	136 342	436 807	28
Outubro	26	3%	56,97	56,77	0,20	430 955	114 504	220
Novembro	33	5%	59,36	59,19	0,17	261 138	406 971	202
Dezembro	135	18%	59,49	57,94	1,55	501 953	205 553	1 569
								4 866

Fonte: dados OMIE

A manutenção do montante global de rendas de congestionamento face a 2016 está associada à estabilidade do nível do valor absoluto do diferencial horário de preço conjugado com a evolução do número de horas de congestionamento. Destaca-se que ao longo de 2017, o valor das rendas foi bastante inferior ao verificado em 2016. Mas, devido a um mês de dezembro com um elevado número de horas de congestionamento e valor de *spread* elevado, esta diferença reduziu-se consideravelmente, terminando o ano com valor total de rendas quase idêntico a 2016.

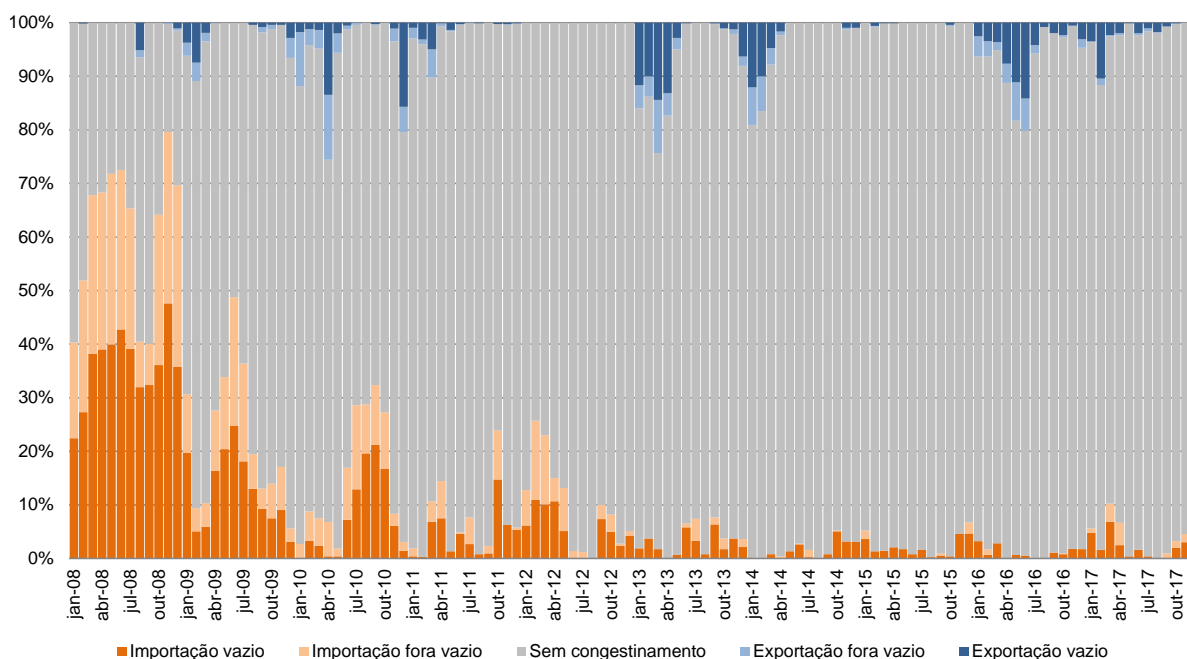
Idêntica evolução ocorreu para o número total de horas de congestionamento, bastante inferior ao longo do ano, sendo a diferença amenizada devido ao mês de dezembro (135 horas), mas ainda assim resultando numa diferença de cerca de 20%, passando de 720 horas em 2016 para 586 horas em 2017 (em ambos os sentidos da interligação) e reflete uma maior integração dos mercados.

Em termos do diferencial de preço, em 2017 verificou-se um *spread* médio positivo de 0,23 €/MWh, no sentido importador, idêntico ao registado em 2016, também de 0,23 €/MWh, mas no sentido exportador. No entanto, se considerarmos o valor ao longo do ano, registaram-se valores mais baixos durante os meses de maio a setembro, tendo aumentado substancialmente no mês de dezembro. Destaque que ao

longo de 2017, o diferencial de preços foi essencialmente no sentido importador.

A figura seguinte ilustra a utilização da capacidade disponível, em ambos os sentidos, na interligação Portugal-Espanha, sendo possível identificar o aumento do número de horas de congestionamento no sentido importador em 2017, após 2016 ter sido um ano com idêntico padrão mas no sentido exportador.

Figura 3-8 – Utilização da capacidade de interligação Portugal-Espanha, 2008 a 2017



Fonte: dados REN e OMIE

COOPERAÇÃO

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

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.

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, e com os reguladores de Espanha e de França

no quadro dos trabalhos inerentes à Região de Cálculo da Capacidade do Sudoeste da Europa⁴¹ (CCR SWE) no âmbito da integração europeia do Mercado Ibérico de Eletricidade.

GESTÃO A PRAZO DA CAPACIDADE COMERCIAL NA INTERLIGAÇÃO PORTUGAL-ESPANHA

Durante 2017 decorreu com regularidade o processo de atribuição harmonizada de direitos financeiros de utilização (FTR, *Financial Transmission Rights*) da capacidade na interligação Portugal – Espanha, resultante 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.

Ao longo de 2017, realizaram-se, para cada sentido da interligação, leilões trimestrais relativos aos 3 últimos trimestres de 2017 e aos 2 primeiros trimestres de 2018. Os leilões decorreram através de uma plataforma gerida pelo OMIP⁴², tendo sido adquirida a totalidade dos direitos oferecidos.

Tal como referido no relatório do ano anterior, no âmbito da implementação antecipada do Regulamento (UE) 2016/1719 da Comissão, de 26 de setembro de 2016, que estabelece Orientações sobre a Atribuição de Capacidade a Prazo (FCA GL), a ERSE aprovou em novembro de 2016 as regras harmonizadas de atribuição (HAR, *Harmonized Allocation Rules*) de capacidade nas interligações elétricas a nível europeu, bem como o respetivo anexo com as especificidades referentes à fronteira Portugal-Espanha.

Em finais de 2017, após proposta de todos os ORT de acordo com o disposto no artigo 51.º do Regulamento (UE) 2016/1719, foi publicada a Decisão da ACER n.º 3/2017, de 2 de outubro, relativa às regras harmonizadas de atribuição de direitos de utilização de capacidade a longo prazo na União Europeia.

PLATAFORMAS EUROPEIAS COMUNS PARA O PROCESSO DE COORDENAÇÃO DE DESVIOS E PARA TROCA, ENTRE OS OPERADORES DAS REDES DE TRANSPORTE, DE ENERGIA DE REGULAÇÃO PROVENIENTE DAS RESERVAS ESTABELECIDAS NO REGULAMENTO (UE) 2017/2195 DA COMISSÃO

Durante o ano de 2017 manteve-se em regular funcionamento o mecanismo de troca de Reserva de Regulação (RR) entre os operadores das redes de transporte, aprovado em 2014 no âmbito das iniciativas

⁴¹ Decisão da ACER n.º 6/2016, de 17 de novembro, sobre a definição das Regiões de Cálculo de Capacidade, previstas no Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho, que estabelece Orientações para a Atribuição de Capacidade e a Gestão de Congestionamentos. A Região de Cálculo de Capacidade SWE é constituída pelas interligações de Portugal, Espanha e França.

⁴² Operador do Mercado Ibérico - Pólo Português.

regionais do Sudoeste da ACER, do MIBEL e do mecanismo BALIT (*Balancing Inter TSO*), relativo à troca de RR entre operadores.

O Quadro 3-7 mostra para Portugal os valores de energia acumulados em 2017 de RR transacionada no âmbito do BALIT e o seu peso na RR total⁴³. O quadro mostra ainda o número de horas em que a reserva de regulação foi ativada em cada um dos sentidos e os respetivos preços médios (aritméticos) verificados.

Quadro 3-7 – Estatística relativa ao BALIT, 2017

	PT-ES Importação	PT-ES Exportação
Energia (GWh)	156	39
Nº horas ativadas	828	251
Peso do BALIT na RR (%)	16%	3%
Preço Médio (€/MWh)	53	45

Fonte: dados REN

Com a publicação, em 28 de novembro de 2017, do Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico (*Guideline on Electricity Balancing, EB GL*), os ORT que utilizam a Reserva de Reposição, anteriormente denominada Reserva de Regulação (RR), são obrigados a integrar uma plataforma de regulação Europeia comum até 18 de dezembro de 2019.

O projeto TERRE (*Trans European Replacement Reserves Exchanges* - trocas de reserva de reposição), iniciado em 2013, é um projeto piloto voluntário que resulta das iniciativas de implementação antecipadas do Código de Rede de *Balancing*, a que o Regulamento (UE) 2017/2195 acima referido deu corpo. Este projeto teve em 2017 desenvolvimentos relevantes, alargando o número de países envolvidos. Para além da REN, os ORT presentes neste projeto piloto são a REE (Espanha), a RTE (França), a National Grid (Grã Bretanha), a Swissgrid (Suíça) e a TERNA (Itália), tendo em 2017 sido estabelecidos contactos para o envolvimento de outros ORT como a PSE (Polónia), CEPS (República Checa), MAVIR (Hungria), Transelectrica (Roménia), ESO (Bulgária). A Stattnet (Noruega) decidiu participar como membro observador.

Com a conceção do projeto TERRE estabilizada no ano anterior, em 2017 o projeto concentrou-se na fase de contratação e seleção de fornecedores da plataforma informática de implementação. Em simultâneo, os ORT lançaram uma segunda consulta pública sobre os desenvolvimentos do modelo inicial do projeto,

⁴³ Por exemplo 16% representa o peso da energia de importação mobilizada pela REN junto da REE relativamente ao valor total de RR em 2017 (em Portugal).

tendo os reguladores enviado em dezembro aos ORT um segundo *Common Opinion Paper* dando a sua aprovação ao modelo atualizado do projeto, sujeito ainda ao esclarecimento de um conjunto de temas.

Tal como estabelecido no *EB GL* os ORT apresentaram aos reguladores uma proposta de enquadramento de implementação. Os trabalhos para a elaboração desta proposta iniciaram-se nos últimos meses de 2017.

Em 2017 iniciaram-se igualmente os trabalhos para o estabelecimento das plataformas europeias comuns para o processo de coordenação de desvios (IN – *imbalance netting*) e para troca de energia de regulação proveniente das restantes reservas estabelecidas no *EB GL* para além da RR, a saber, reservas de contenção da frequência (FCR – *frequency containment reserve*), reservas de restabelecimento da frequência com ativação automática (*aFRR - frequency restoration reserves with automatic activation*) e reservas de restabelecimento da frequência com ativação manual (*mFRR - frequency restoration reserves with manual activation*). Os projetos europeus associados a estas plataformas em que a ERSE está a participar são o IGCC (*International Grid Control Cooperation*) para o IN, o PICASSO (*Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation*) para o aFRR e o MARI (*Manually Activated Reserves Initiative*) para o mFRR.

NOMEAÇÃO DO OPERADOR NOMEADO DO MERCADO DA ELETRICIDADE

O artigo 4.º do Regulamento (UE) n.º 2015/1222, que estabelece orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos, prevê que, 4 meses após a entrada em vigor do regulamento, cada Estado-Membro deverá ter designado um, ou mais, Operador Nomeado do Mercado da Eletricidade (ONME).

No caso português, esta entidade foi designada pelo Governo através das disposições contidas no Acordo de Santiago previsto na Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006 que aprova o Acordo entre a República Portuguesa e o Reino da Espanha para a Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica (MIBEL), assinado em Santiago de Compostela em 1 de outubro de 2004.

O referido acordo estabelece que a entidade designada como ONME é o OMIE⁴⁴, responsável pela gestão do mercado diário e intradiário, tendo sido reportado esse facto à ACER em dezembro de 2015.

MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS DOS OPERADORES DE INFRAESTRUTURAS DE ELETRICIDADE

Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade

⁴⁴ Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.

A REN - Rede Eléctrica Nacional, enquanto operador da RNT, apresentou à DGEG, uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027 (PDIRT-E 2017). Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE a proposta recebida, cabendo-lhe nos termos do n.º 4 do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, promover uma consulta pública ao seu conteúdo.

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a consulta pública, já em 2018, a proposta de PDIRT-E 2017.

Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Eletricidade

A EDP Distribuição, S.A., enquanto operador da RND, apresentou à DGEG, uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2017-2021 (proposta de PDIRD-E 2016). Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE a proposta de PDIRD-E 2016 recebida, competindo a esta entidade, nos termos do n.º 5 do referido artigo 40.º-A, promover uma consulta pública ao seu conteúdo.

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a Consulta Pública, no período de 30 de novembro de 2016 a 20 de janeiro de 2017, a proposta de PDIRD-E 2016, tendo emitido o seu parecer a 13 de março de 2017.

A avaliação da ERSE à Proposta de PDIRD-E 2016, os Pareceres recebidos do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário da ERSE, e a análise aos comentários recebidos dos participantes na Consulta Pública permitiram à ERSE dar o seu Parecer globalmente positivo à Proposta de PDIRD-E 2016. Apesar disso, a ERSE considerou que o operador da RND deveria reformular a proposta no sentido de reduzir o total do investimento proposto em cerca de 10%, designadamente adiando em um ou dois anos a calendarização da entrada em exploração de um conjunto de projetos de investimento que não sejam urgentes, num montante da ordem dos 50 milhões de euros.

3.2 PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA

3.2.1 MERCADO GROSSISTA

Em 2017, observou-se uma diminuição da concentração no mercado de produção de energia elétrica, devido ao regime hidrológico desfavorável à produção hídrica por parte do operador dominante EDP, e, ao mesmo tempo, um aumento do nível de concentração em termos de capacidade instalada do mesmo operador. Esta situação contribuiu para um aumento do nível de participação das centrais térmicas, face a 2016, verificando-se um aumento tanto da produção proveniente das centrais a carvão, como da produção proveniente das centrais de ciclo combinado a gás natural.

A contribuir para o aumento do nível de concentração em termos de capacidade instalada do grupo EDP, pesou essencialmente a entrada em exploração dos novos centros eletroprodutores hídricos Venda Nova III e Foz Tua.

Face a 2016, em 2017 ocorreram fatores de ordem conjuntural que conduziram a uma diminuição do diferencial de preço entre as áreas MIBEL, nomeadamente a reduzida hidraulicidade.

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 2017, devido a condições de hidraulicidade desfavoráveis, ficou marcado por uma evolução menos benéfica para o operador dominante EDP⁴⁵, detentor da maior capacidade hídrica instalada, traduzida na diminuição da concentração global da produção de eletricidade. Apesar do referido, 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.

⁴⁵ O documento “Operador Dominante - Metodologia e Aplicações” do Conselho de Reguladores define como operador dominante toda a empresa ou grupo empresarial que detenha uma quota de mercado superior a 10% da energia elétrica produzida no âmbito do MIBEL.

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

PREÇOS

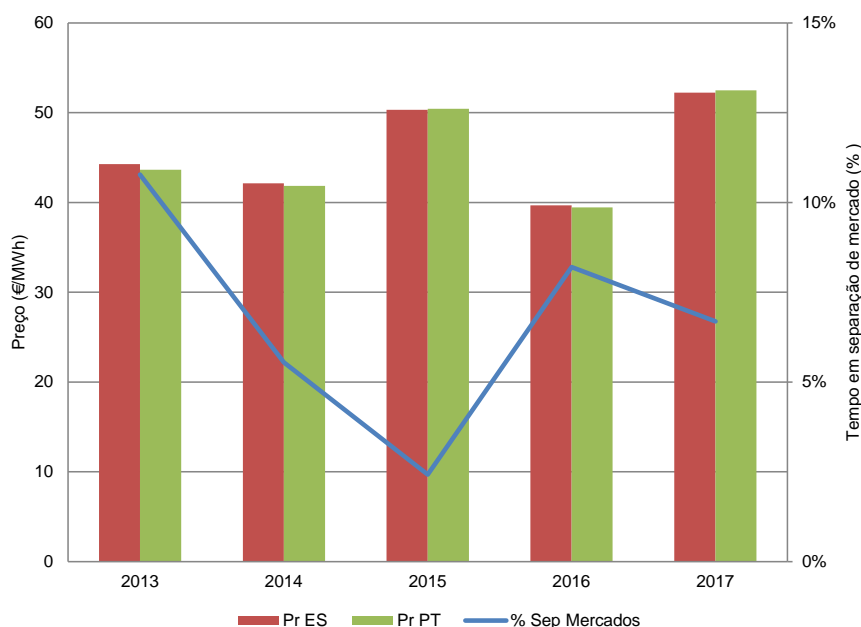
Preços no mercado *spot*

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, de 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 3-9.

Figura 3-9 – Evolução do preço médio anual em mercado *spot* e separação de mercados, 2013 a 2017



Fonte: dados OMIE

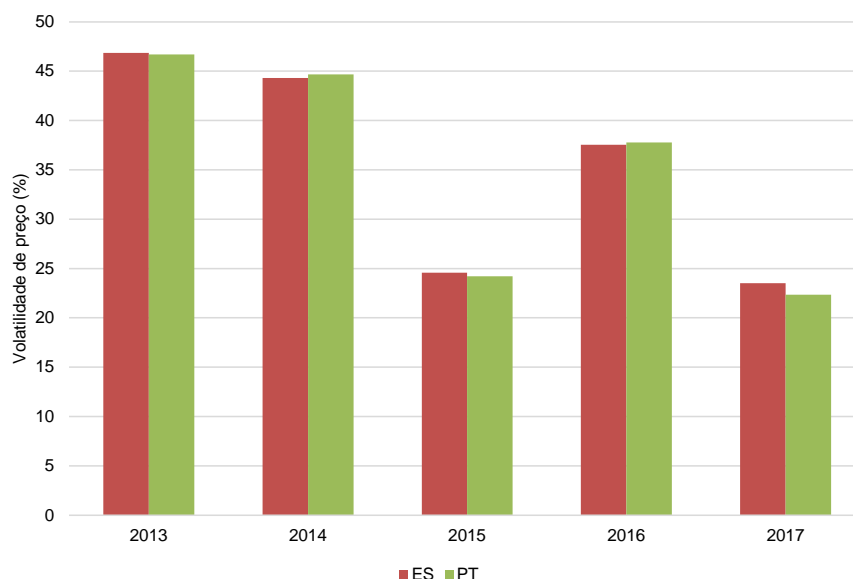
O preço médio em mercado *spot* para Portugal, em 2017, situou-se em 52,48 €/MWh, cerca de 33% acima do preço registado em 2016 (39,44 €/MWh). Esta variação foi, fundamentalmente, ditada pela diminuição

da produção hídrica em 2017, determinando uma formação de preço mais alinhada com os custos marginais das centrais térmicas de ciclo combinado a gás natural. O valor do preço médio de mercado em 2017 para Portugal está cerca de 19% acima do custo marginal⁴⁶ de referência das centrais de ciclo combinado a gás natural, não considerando a componente de custo relativo ao acesso à rede de alta pressão de gás natural, e cerca de 49% acima do custo marginal das centrais térmicas a carvão.

No que respeita à formação do preço em mercado *spot*, a sua volatilidade representa um aspeto considerado importante pelos agentes de mercado, designadamente no que respeita às necessidades de cobertura do risco de preço. Em 2017, 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 22%, o que significa que os preços oscilaram em média num intervalo entre os 41 €/MWh e os 64 €/MWh.

A Figura 3-10 apresenta a evolução da volatilidade anual de preço para o mercado *spot*, de 2013 a 2017, tanto para Portugal como para Espanha, sendo visível uma diminuição da volatilidade do preço *spot* entre 2016 e 2017. A diminuição da volatilidade deveu-se sobretudo à diminuição dos contributos da geração hídrica na estrutura do consumo.

Figura 3-10 – Volatilidade de preço *spot*, 2013 a 2017



Fonte: dados OMIE

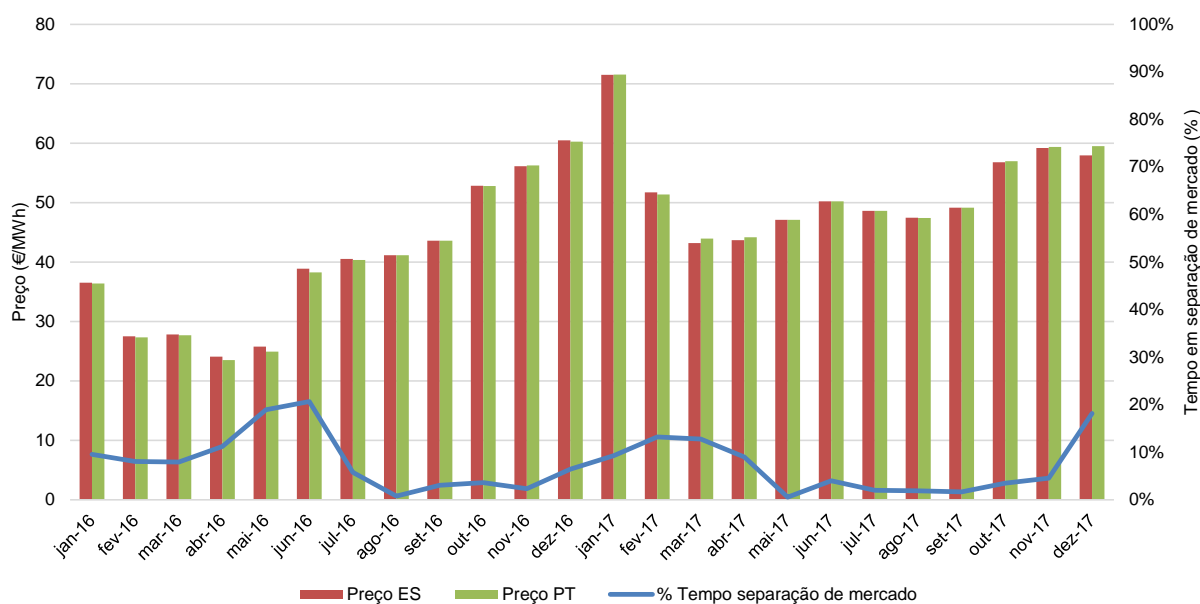
⁴⁶ Custo marginal estimado calculado de acordo com a metodologia adotada pela Diretiva n.º 3/2017 divulgada pela ERSE (http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1982/Diretiva%203_2017.pdf), a qual exclui a estimativa com os custos de acesso de terceiros à rede de alta pressão de gás natural.

O custo marginal das centrais térmicas de ciclo combinado a gás natural encontra-se publicado em <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/BandaSecundaria/Paginas/AjustePrc.aspx>.

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

A Figura 3-11 apresenta a evolução dos preços em Portugal e Espanha e a percentagem do tempo em separação de mercados, em base mensal, para os anos de 2016 e 2017. No que respeita a 2017, é de notar: (i) um aumento do preço médio formado em mercado face ao que acontecera em 2016; (ii) a existência de um regime hidrológico mais seco durante o ano⁴⁷; (iii) a diminuição do número de horas de separação de mercados face a 2016.

Figura 3-11 – Preço em mercado *spot* e tempo de separação de mercado, 2016 e 2017



Fonte: dados OMIE

Preços no mercado a prazo

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 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.

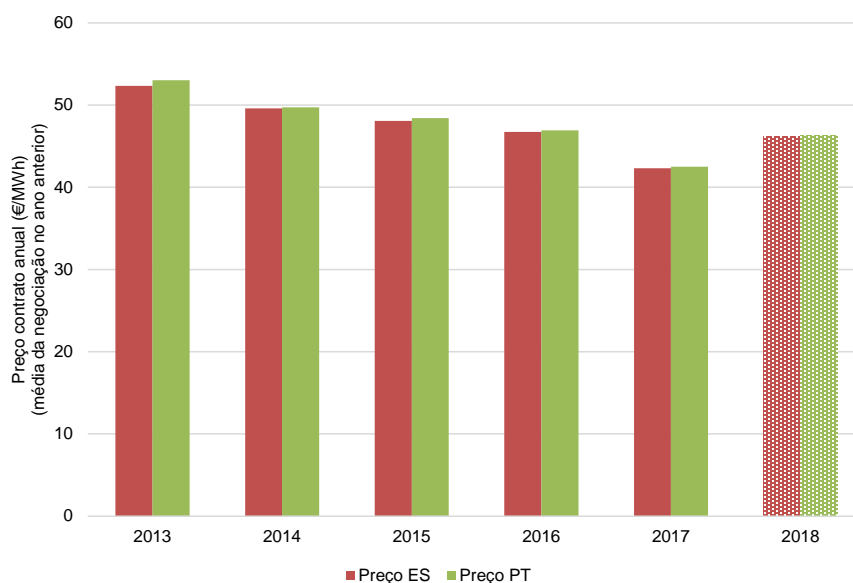
O mercado *spot* é uma plataforma bastante líquida no contexto ibérico. Em particular, no caso português, cerca de 75% do consumo é satisfeito através de contratação neste referencial de mercado. Neste sentido, não havendo um problema intrínseco de liquidez ou profundidade deste mercado na aceção dos

⁴⁷ Valores de hidraulicidade referidos no ponto 3.3.1 neste documento.

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, neste caso o mercado formalmente previsto no âmbito do acordo de criação do MIBEL (gerido pelo OMIP).

A evolução do preço formado em mercado a prazo demonstrou uma expectativa de ligeira redução de preço entre 2016 e 2017 e um aumento entre 2017 e 2018. Os agentes de mercado que, em 2016, tivessem adquirido posição no contrato de entrega em carga base para o ano de 2017, teriam pago um preço médio (42,51 €/MWh para Portugal⁴⁸) cerca de 19% inferior ao que se veio a formar em mercado *spot*. A Figura 3-12 apresenta a evolução dos preços médios de fecho de mercado relativos ao contrato anual, com entrega em carga base.

Figura 3-12 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro anual (entrega em Portugal e em Espanha), 2013 a 2018



Fonte: dados OMIE

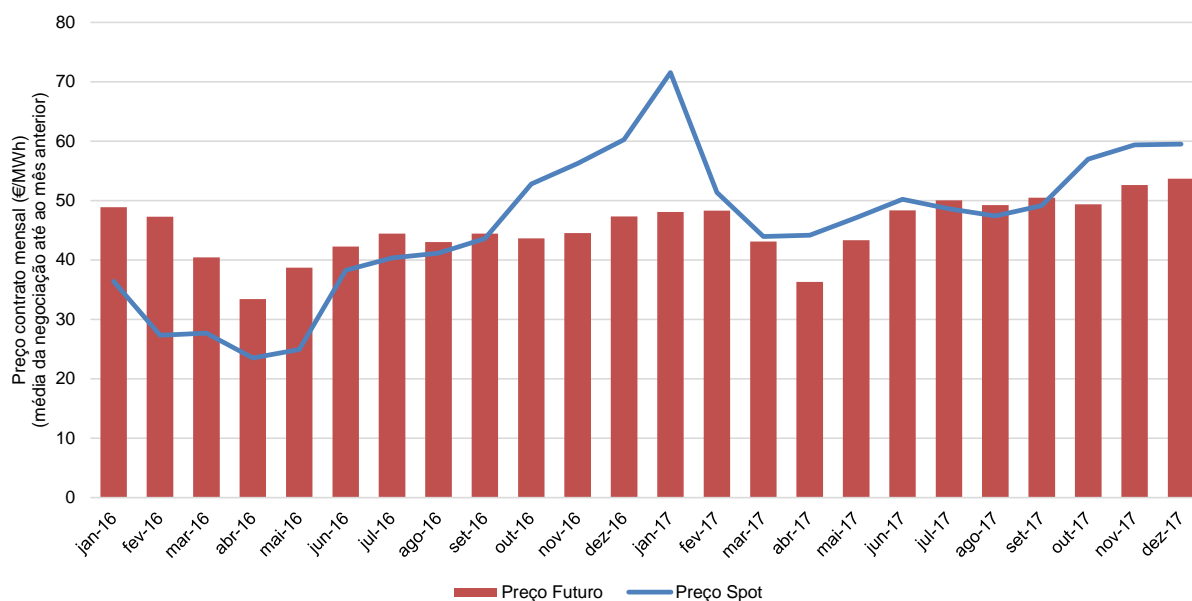
Nota: valor da média de preço de fecho no ano anterior ao da entrega em carga base (e.g. preço de 2018 corresponde ao preço médio formado durante o ano de 2017).

⁴⁸ O valor do preço de aprovisionamento a prazo reflete o valor médio ponderado por volumes de contratação das cotações do contrato anual de 2017 com entrega na área portuguesa do MIBEL, incluindo o registo de operações em leilão, em contínuo e *over the counter* (OTC).

A negociação de contratos mensais de futuros com entrega em carga base apresentou um prêmio de risco na contratação a prazo ao longo dos meses de julho a setembro (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 nos restantes meses, a situação foi mais favorável para os agentes que negociaram no mercado a prazo, tendo-se verificado a inexistência de prêmio de risco face ao mercado *spot*. Durante estes meses, os agentes que asseguraram antecipadamente a cobertura das suas necessidades no mercado a prazo para esse período viram o risco de preço médio no mercado *spot* anulado.

A Figura 3-13 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 exibiu, em média, uma tendência de descida durante o primeiro trimestre de 2017, tendo essa situação observado uma reversão a partir do mês de abril.

Figura 3-13 – Evolução do preço médio de negociação do contrato de futuro mensal (entrega em Portugal), 2016 e 2017



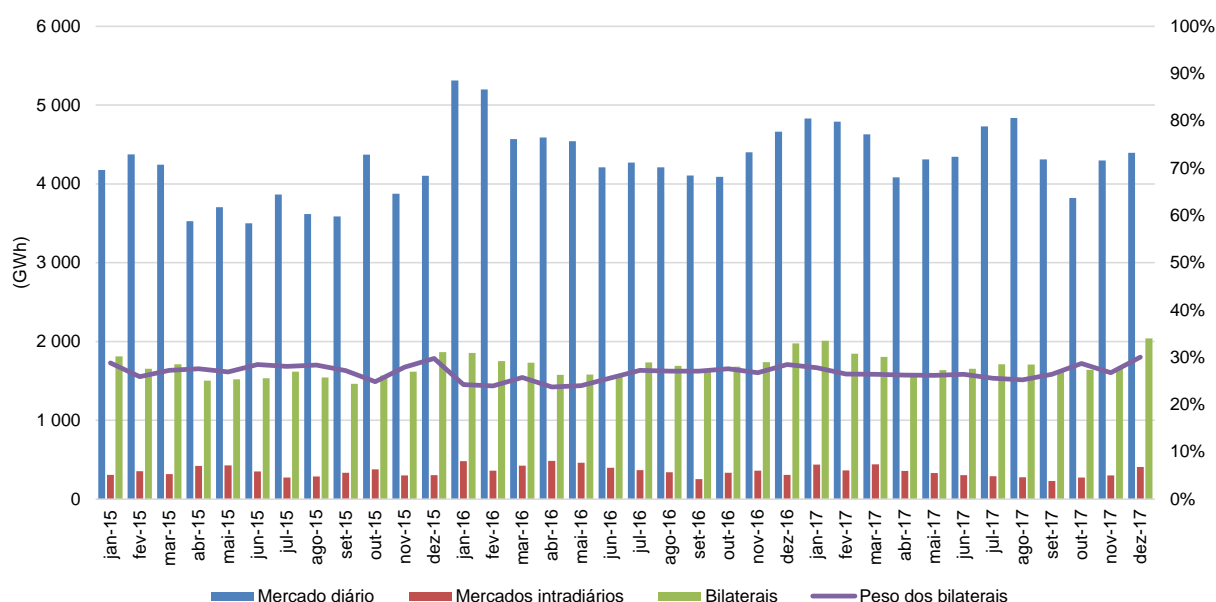
Fonte: dados OMIE e OMIP

Em 2017, 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 2017 asseguraram a total colocação dos volumes mínimos abertos à negociação, tendo permitido a estabilização do preço de colocação da energia de PRE. 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 à contratação bilateral, conforme o demonstra a Figura 3-14. Convém, contudo, reter que as aquisições de produtos a prazo listados no mercado a prazo do MIBEL têm liquidação física através do mercado diário.

Figura 3-14 – Repartição de volumes de oferta de energia entre mercados, 2015 a 2017



Fonte: dados OMIE e REN

No ano de 2017 observou-se um ligeiro aumento do valor médio do peso da contratação bilateral quando comparado com o ano de 2016, verificando-se também um aumento do valor absoluto de contratação bilateral (acréscimo de 2% equivalente a 0,4 TWh).

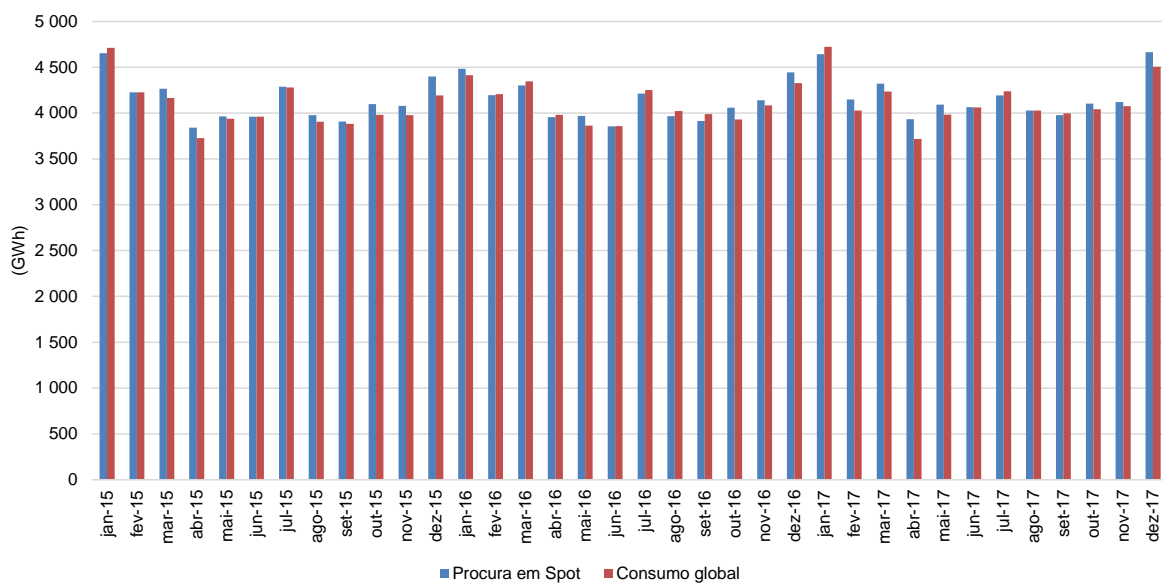
Evolução do mercado

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*.
- Do lado da oferta, todos os agentes de mercado dirigem a sua oferta maioritariamente ao mercado *spot*. No caso dos produtores em regime especial com remuneração garantida, a oferta é dirigida ao mercado *spot* através do comprador único de PRE que é o CUR, que agrega a previsão de produção e submete as ofertas em mercado.

A evolução, quer da procura dirigida a mercado *spot*, quer do consumo global em Portugal continental é apresentada na Figura 3-15, onde se observa que o consumo é satisfeito por recurso a aquisições em mercado *spot*.

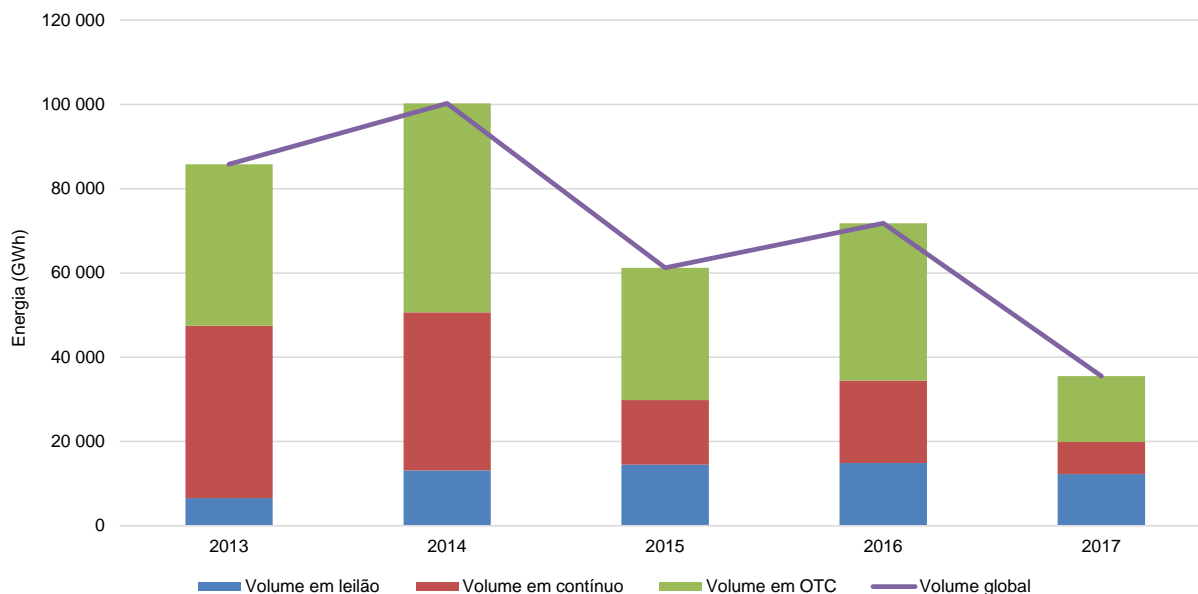
Figura 3-15 – Procura em mercado *spot* e consumo global mensal, 2015 a 2017



Fonte: dados OMIE

A Figura 3-16 apresenta a evolução dos volumes registados em mercado organizado a prazo, entre 2013 e 2017, sendo observável uma tendência para um aumento significativo da negociação global até 2014, verificando-se em 2015 uma quebra no volume de negociação global de 39%. Em 2016 observa-se um acréscimo na liquidez global de 17%, por via essencialmente do incremento da negociação no mercado em contínuo e no OTC registado. Em 2017 verificou-se uma diminuição no volume de negociação global de 51%, equivalente a 36 TWh.

Figura 3-16 – Volumes no mercado a prazo do MIBEL, 2013 a 2017



Fonte: dados OMIP

Sublinha-se também a ocorrência, a partir de 2014, de leilões para a atribuição inicial dos contratos de direitos financeiros sobre capacidade na interligação Portugal-Espanha, em ambos os sentidos, que permite aos agentes cobrir o risco do diferencial de preço entre Portugal e Espanha, em acréscimo aos leilões da PRE que se têm vindo a efetuar desde 2012.

TRANSPARÊNCIA

Do ponto de vista da monitorização dos mercados, importa considerar as regras de transparência dos mesmos, sendo que o mercado grossista de eletricidade em Portugal beneficia de um enquadramento regulamentar que já impõe obrigações de divulgação de informação privilegiada ao mercado. Com efeito, a existência de obrigações de reporte de factos relevantes ao abrigo do RRC foi implementada há cerca de 7 anos e é semelhante à prerrogativa expressa no regulamento relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas de energia (REMIT, *Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency*⁴⁹) a respeito da obrigação de reporte de informação privilegiada.

A 5 de outubro de 2015 iniciou-se o reporte de transações e ordens de negociação referente a contratos negociados nas plataformas de mercado organizado em toda a União Europeia, de acordo com o calendário previsto no artigo 12.º do Regulamento de Execução (EU) n.º 1348/2014 da Comissão, de 17 de dezembro, relativo à comunicação de dados que dá execução aos números 2 e 6 do artigo n.º 8 do

⁴⁹ Regulamento (EU) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas de energia.

REMIT. Encontram-se abrangidos por esta obrigação todos os contratos previstos no artigo 3.º, negociados nas plataformas de mercado organizado, geridas pelo OMIE e pelo OMIP.

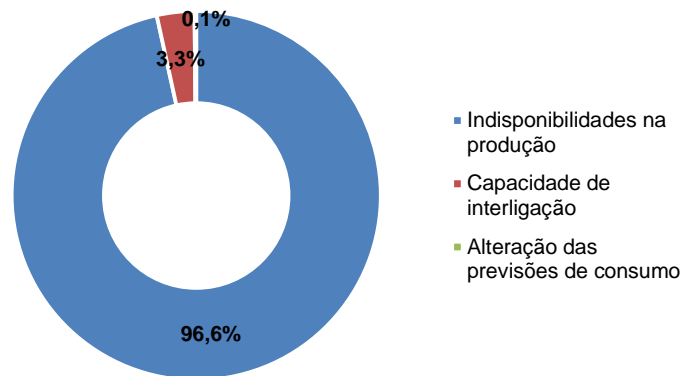
No dia 7 de abril de 2016 iniciou-se o reporte de transações e ordens de negociação referente a contratos relativos ao transporte de eletricidade celebrados na sequência de uma atribuição primária explícita de capacidade pelo operador de rede de transporte e contratos negociados fora das plataformas de mercado organizado em toda a União Europeia de acordo com o calendário previsto no artigo 12.º do Regulamento de Execução (EU) n.º 1348/2014 da Comissão, de 17 de dezembro, relativo à comunicação de dados que dá execução aos números 2 e 6 do artigo n.º 8 do REMIT, bem como outra informação de mercado relevante referente às nomeações definitivas de capacidade no transporte de eletricidade entre zonas de licitação.

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

A comunicação de informação privilegiada é efetuada de forma centralizada, sendo a mesma disponibilizada num portal gerido pela REN⁵⁰. Durante o ano de 2017, foram comunicados 3460 factos relevantes. Destes, cerca de 97% corresponderam a comunicação de indisponibilidades de produção, e 3% a alterações da capacidade de interligação disponível para mercado e respetiva formação do preço no contexto do MIBEL, conforme se observa na Figura 3-17.

⁵⁰ <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/Paginas/default.aspx>

Figura 3-17 – Comunicação de factos relevantes, 2017



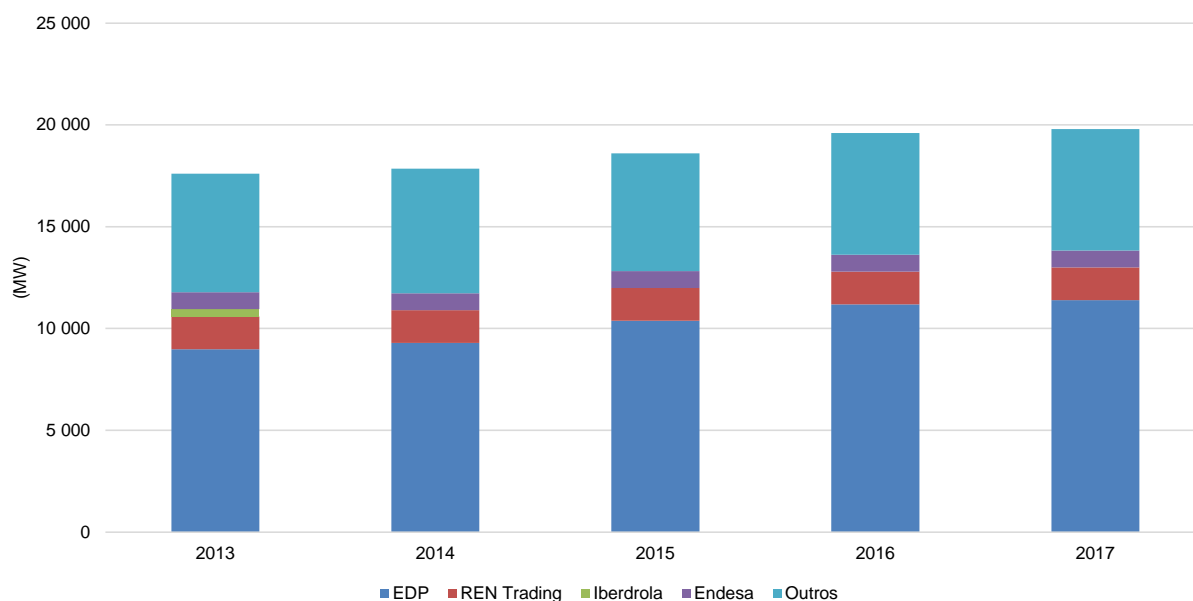
Fonte: dados REN

EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

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

Em complemento à análise da repartição da capacidade instalada por tecnologia, importa caracterizar a repartição do parque instalado por entidade detentora ou gestora, efetuada na Figura 3-18, sendo constatável que o grupo EDP detém a maior parte do parque eletroprodutor português.

Figura 3-18 – Caracterização do parque eletroprodutor em Portugal Continental (por agente e capacidade instalada), 2013 a 2017



Fonte: dados REN, grupo EDP

Nota: "Outros" incluem todas as entidades empresariais que detêm ativos de PRE com retribuição garantida. Os valores referem-se ao final de cada ano.

Há que referir, a partir de 1 de abril de 2014, o fim 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 levou ao ligeiro aumento da capacidade instalada do grupo EDP entre 2013 e 2014. Estes direitos determinaram 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, que teve um impacto residual no crescimento da quota do grupo EDP.

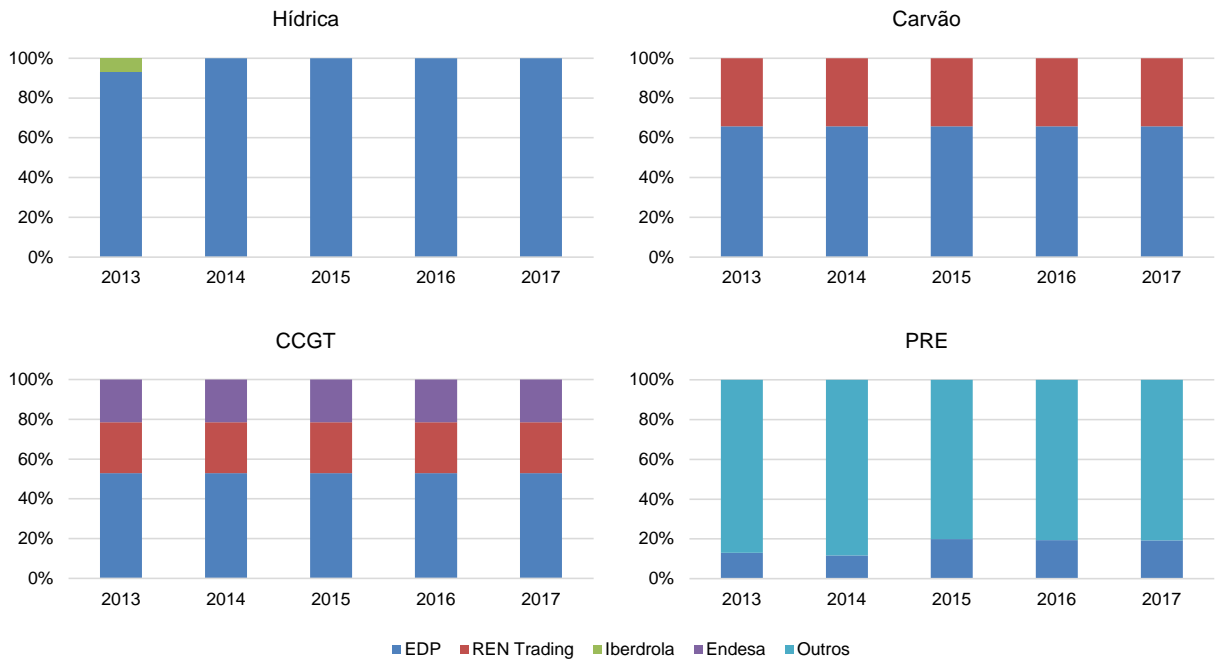
Assim, continuando a tendência identificada, durante 2016 e 2017, o grupo EDP registou um novo aumento, como resultado do comissionamento das centrais de Venda Nova III (780 MW) e Foz Tua (263 MW).

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 ou regime é apresentada na Figura 3-19. 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 também o demonstra a Figura 3-20, que apresenta os valores do índice de *Hirschman-Herfindall* (HHI⁵¹), que mede a concentração empresarial.

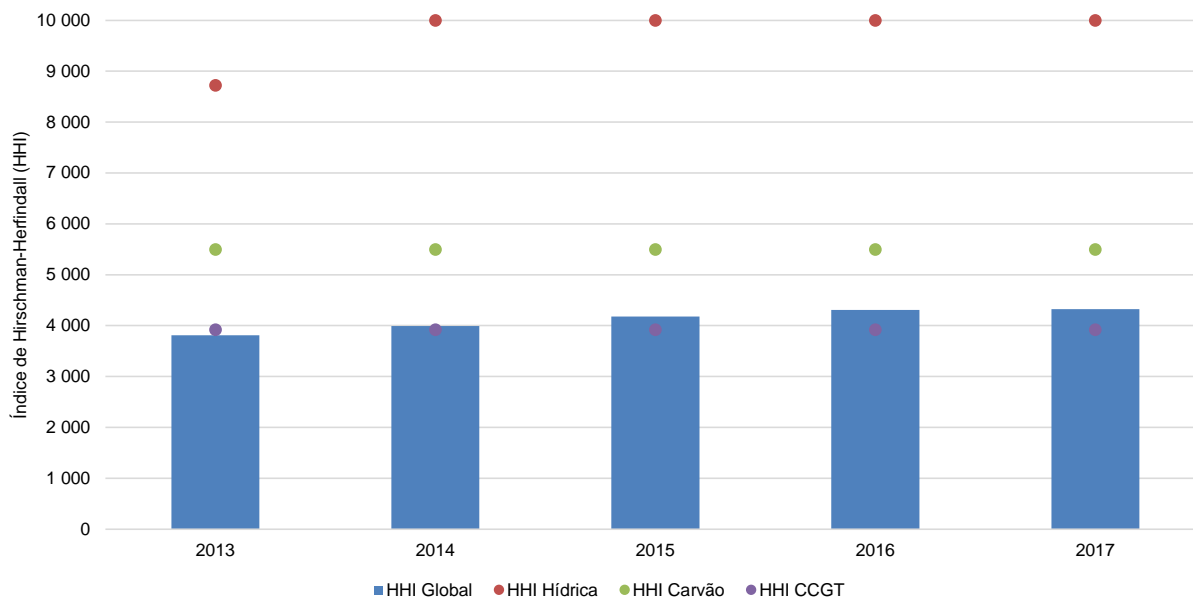
Figura 3-19 – Quotas de capacidade instalada por agentes nas diferentes tecnologias, 2013 a 2017



Fonte: dados REN e grupo EDP

⁵¹ O índice *Herfindahl-Hirschman* (HHI) é uma medida da concentração das empresas relativamente ao seu setor de atividade e um indicador do grau de concorrência entre estas por via das suas quotas de mercado.

Figura 3-20 – Concentração em termos de capacidade instalada, 2013 a 2017



Fonte: dados REN e grupo EDP

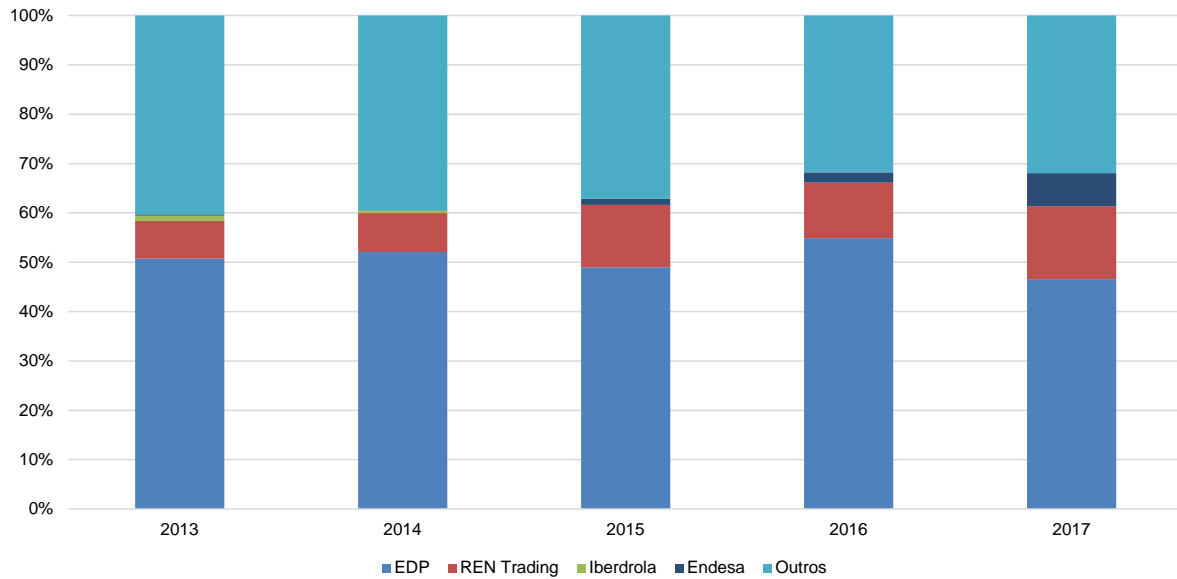
Os valores do HHI para a capacidade instalada demonstram que, no segmento do carvão e do ciclo combinado a gás natural não se registaram alterações relevantes na concentração de mercado.

Em 2014, a passagem, no dia 1 de abril desse ano, da exploração dos aproveitamentos hidroelétricos da Aguieira/Raiva que a Iberdrola detinha mediante contrato *tolling*⁵² com o grupo EDP, veio repor a dominância plena do operador dominante EDP na tecnologia hídrica. Essa dominância manteve-se em 2015, por via da entrada de novos centros eletroprodutores hídricos pertencentes ao mesmo operador dominante EDP. Em 2016 e 2017, de forma análoga, os centros eletroprodutores de Venda Nova III e Foz Tua contribuíram para o aumento da concentração no sistema português.

A evolução das quotas de produção de energia elétrica por agente é apresentada na Figura 3-21, enquanto a mesma evolução nas diferentes tecnologias e regime especial com remuneração garantida é apresentada na Figura 3-22.

⁵² Contrato bilateral de produção, ficando o proprietário do centro eletroprodutor com o risco operativo e a contraparte com o risco de mercado. Nesse contrato é estipulada uma renda, que a contraparte paga a esse proprietário, pelo direito de gerir o centro eletroprodutor em mercado.

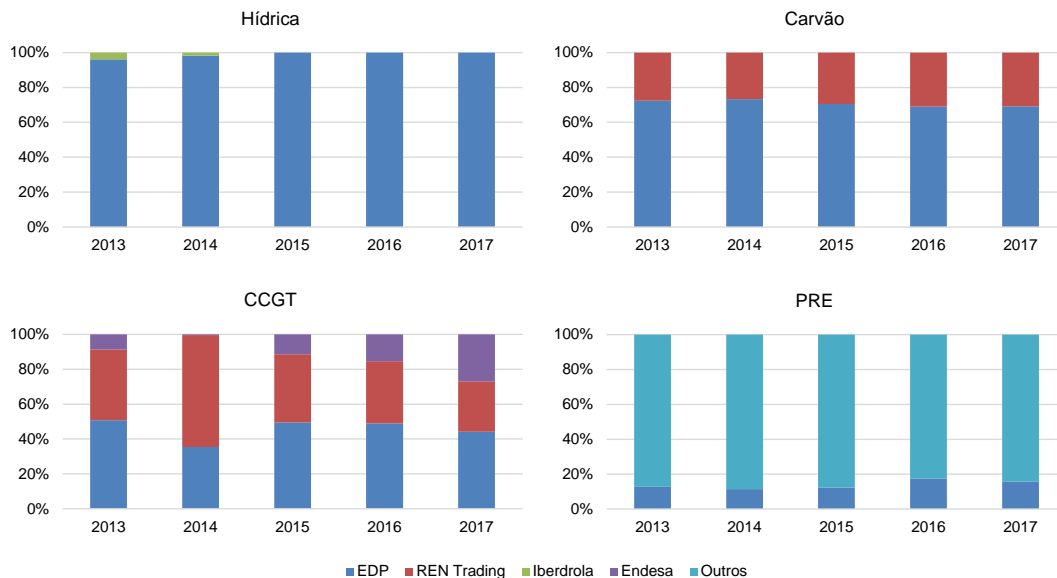
Figura 3-21 – Quotas de energia produzida por agente, 2013 a 2017



Fonte: dados REN e grupo EDP. Não inclui os valores de energia de importação.

Do ponto de vista global, em 2017, há a ressaltar uma diminuição da participação do grupo EDP na produção total em Portugal continental, fundamentalmente como resultado da diminuição da produção hídrica devido a um regime hidrológico menos favorável.

Figura 3-22 – Quotas de energia produzida por agentes nas diferentes tecnologias, 2013 a 2017



Fonte: dados REN e grupo EDP

Em termos de energia produzida, o período entre 2013 e 2017 aponta no sentido de evoluções distintas da quota de produção por parte do operador dominante EDP em cada uma das diferentes tecnologias. Na

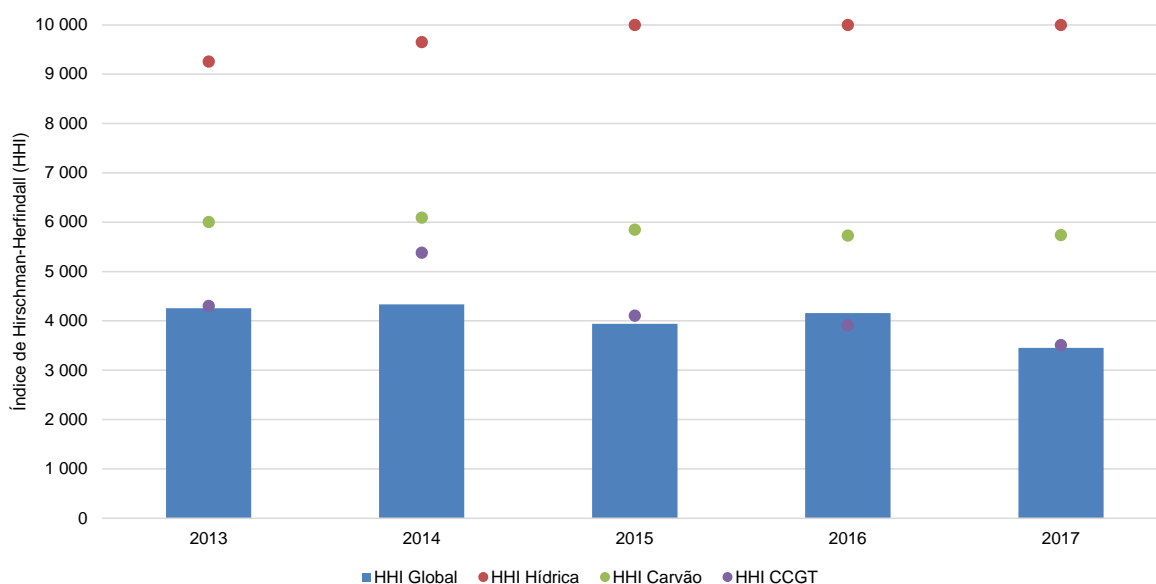
PRE, verificou-se um incremento da quota anual do grupo EDP em 2016, em resultado da consolidação dos ativos eólicos com a capacidade instalada de 613 MW da ENEOP⁵³, ocorrida no final do terceiro trimestre de 2015. Em 2017 a situação manteve-se praticamente inalterada.

Relativamente à tecnologia hídrica, em 2017 mantém-se a presença exclusiva do operador dominante EDP em resultado de ser detentor de todos os grandes aproveitamentos hídricos.

No caso dos ciclos combinados a gás natural, ocorreu um aumento global significativo na produção em 2017, face a 2016. Este aumento, de cerca de 6,1 TWh em termos absolutos, contou com o acréscimo de produção dos ativos de geração do grupo EDP, da REN Trading (central da Turbogás) e da Endesa (central do Pego). O aumento de produção verificado em todos os grupos empresariais, mas principalmente na Endesa, levou a um aumento da quota desta empresa face ao grupo EDP e à REN Trading, que viram a sua quota diminuir em termos relativos.

Os indicadores de concentração global registam uma menor concentração empresarial do que a que ocorrera em 2016. Esta evolução é sustentada fundamentalmente pela diminuição do nível de produção na fileira de geração hídrica do grupo EDP.

Figura 3-23 – Concentração em termos de produção de energia elétrica, 2013 a 2017



Fonte: dados REN e grupo EDP

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,

⁵³ ENEOP – Eólicas de Portugal, antigo consórcio de empresas participantes (a EDP Renováveis, a Enel Green Power e a Generg) em projetos eólicos em Portugal, que instalou um conjunto de parques com 1 200 MW de potência.

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.

INVESTIGAÇÕES E 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 resulta 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.

Durante o ano de 2017, foi emitido um parecer à Autoridade da Concorrência referente à aquisição de controlo exclusivo de duas sociedades com atividade na produção de energia renovável por uma entidade que também desenvolvia atividade na mesma área. Em concreto, tratou-se do parecer sobre a aquisição do controlo exclusivo da CapWatt sobre as sociedades LusoBrisa e Ventos da Serra. A operação em questão mereceu a não oposição por parte da ERSE dada a reduzida quota de mercado resultante da operação, na ordem de 1% de capacidade de produção instalada no mercado português.

3.2.2 MERCADO RETALHISTA

Durante o ano de 2017 continuou a observar-se uma consolidação do mercado retalhista liberalizado, quer em termos de consumo global de eletricidade, quer em número de clientes.

Fatores estruturais como a extinção das tarifas reguladas de fornecimento a clientes finais e a adoção de tarifas transitórias, a adesão aos mecanismos regulados de cobertura de risco pelos comercializadores, e

o reforço da transparência na comunicação aos consumidores finais sobre as ofertas disponíveis continuam a permitir a entrada de novos comercializadores a atuar em mercado livre.

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

No final de 2017, encontravam-se a abastecer clientes em mercado 24 comercializadores, dos quais 23 a fornecer em BTN.

A mudança de comercializador em 2017 foi marcada por uma penetração significativa dos comercializadores em regime de mercado nos segmentos de clientes com maior consumo, grandes clientes e consumidores industriais, mas também nos consumidores domésticos: cerca de 84% dos consumidores domésticos já se encontravam no mercado liberalizado no final de 2017 (mais 3 pontos percentuais (p.p.) face ao final de 2016).

A intensidade de mudança de comercializador continua elevada, com uma taxa de mudança de cerca de cerca de 19% em 2017, sendo que as mudanças dentro do mercado liberalizado representaram, em número de clientes por ano, cerca de metade do total de mudanças de comercializador.

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

No âmbito das competências da ERSE relativas à monitorização do mercado de energia elétrica e à informação aos consumidores e aos restantes agentes sobre os preços praticados, a ERSE recebe dos comercializadores informação atualizada sobre os preços de referência que estes praticam ou preveem praticar para a totalidade dos fornecimentos de eletricidade em Baixa Tensão (BT), assim como informação sobre os preços médios efetivamente praticados no mercado retalhista⁵⁴.

A informação sobre os preços médios praticados, reportada trimestralmente, suporta a ERSE nas suas funções de monitorização e supervisão do mercado de energia elétrica a retalho, servindo ainda como ferramenta de informação para divulgação dos preços médios praticados, sendo utilizada por organismos

⁵⁴ Nos termos do Despacho n.º 18637/2010, de 15 de dezembro, disponível em http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1531/Despacho18637_2010.pdf.

oficiais de dados estatísticos (Instituto Nacional de Estatística, INE, a nível nacional, ou Eurostat, a nível europeu, por exemplo).

Os preços de referência entendem-se como 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, duração dos contratos e condições de revisibilidade dos preços. Os preços de referência constituem a oferta comercial básica do comercializador, o que não impede a prática de condições contratuais particulares diferenciadas, como sejam a aplicação de descontos ou outras campanhas promocionais. Esta informação deve ser enviada em base anual (fim de janeiro) e sempre que haja alguma alteração de preços ou condições contratuais.

A informação sobre as ofertas comerciais é integrada em ferramentas de simulação e apoio à tomada de decisão dos consumidores, disponibilizadas pela ERSE na sua página na internet⁵⁵, as quais são descritas no ponto dedicado à transparência. Recentemente, estas ferramentas foram complementadas com a publicação de boletins trimestrais acerca dos preços de referência praticados no mercado em BTN⁵⁶.

Da análise realizada às ofertas comerciais disponibilizadas pelos comercializadores, verificou-se que no final de dezembro de 2017, para o consumidor representativo do universo dos clientes domésticos⁵⁷, existiam 16 comercializadores em mercado, com 88 ofertas (exclusivamente) de eletricidade e 51 ofertas integradas de eletricidade e gás natural (duais), totalizando 139 ofertas comerciais, mantendo-se a tendência de crescimento do número de ofertas. Quatro destes comercializadores apresentaram ofertas com serviços adicionais.

No período referido acima, a menor fatura anual das ofertas comerciais somente de energia elétrica (822 €/ano) apresentava um diferencial em relação à oferta mais cara de -16% (-159 €/ano). Para as ofertas comerciais duais (eletricidade e gás natural) a menor fatura na componente de fornecimento de eletricidade representava um montante idêntico e correspondia a um desconto de aproximadamente 14% (-139 €/ano) em relação à oferta dual mais cara⁵⁸.

A Figura 3-24 apresenta a evolução dos preços das ofertas em mercado, bem como os valores da tarifa transitória referentes às opções simples e bi-horária, em 2016 e 2017. Em 2017, as ofertas comerciais revelaram uma descida dos preços mínimos face a 2016, com os preços a manterem-se relativamente estáveis ao longo do ano, com uma ligeira descida dos valores máximos no último trimestre.

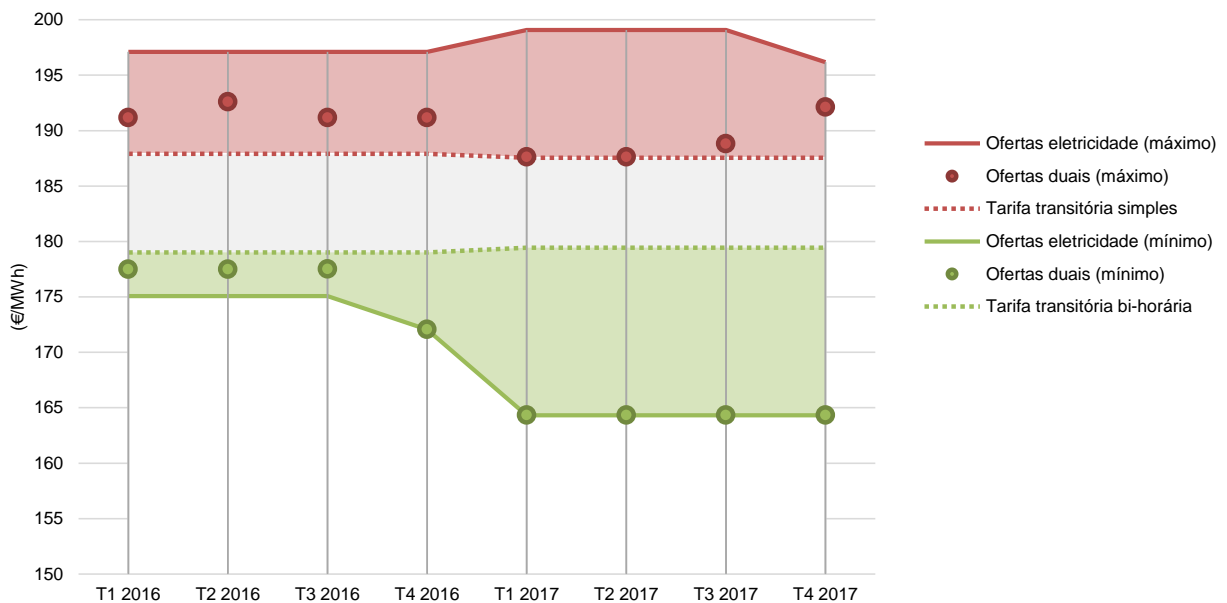
⁵⁵ Em www.erse.pt.

⁵⁶ Os Boletins das Ofertas Comerciais de Eletricidade encontram-se em <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/MercadoRetalhista/Paginas/MonitorizacaoRetalhista.aspx>.

⁵⁷ Representatividade em unidades de energia. Corresponde ao consumidor tipo 2, com consumo anual de 5 000 kWh dos quais 40% em período de vazio e potência contratada de 6,9 kVA.

⁵⁸ Preços reais, sem impostos e taxas.

Figura 3-24 – Preço das ofertas comerciais de eletricidade (exclusivamente de eletricidade e duais) para o consumidor tipo 2 em 2016 e 2017



Fonte: dados ERSE

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 a 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 comparação de preços no mercado para fornecimentos em Portugal continental em BTN⁵⁹.
- Simulador de potência a contratar⁶⁰.
- Simulador de rotulagem de eletricidade⁶¹.

⁵⁹ Disponível em

<http://www.erse.pt/pt/electricidade/simuladores/simuladoresdecomparacaodeprecosnmercado/Paginas/simuladorcomparacaodeprecos.aspx>.

⁶⁰ Disponível em

<http://www.erse.pt/pt/electricidade/simuladores/simuladordepotenciaacontratar/Documents/ERSEkw.html>.

⁶¹ Disponível em <http://simuladores.erse.pt/rotulagem>.

De forma a garantir a transparência da informação disponibilizada aos consumidores por parte dos comercializadores, a ERSE verifica ainda se estes últimos 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. Nas situações em que se verificam discrepâncias ou lacunas, a ERSE reserva-se ao direito de não publicação das ofertas comerciais no seu simulador, até estarem ultrapassadas as questões identificadas.

Além do simulador, a ERSE disponibiliza também na página de internet toda a informação de preços de referência e demais condições contratuais que serve de base ao funcionamento do simulador⁶², visando garantir o histórico do conjunto de propostas comerciais presentes no mercado.

Considerando que o número de ofertas disponíveis para clientes em BTN tem vindo a aumentar, a ERSE sentiu a necessidade de criar condições de acesso à informação mais eficazes para os consumidores, designadamente para a formulação de escolhas conscientes e informadas. Deste modo, a ERSE estabeleceu⁶³ regras que preveem obrigações de divulgação e de conteúdo (que passa a ser harmonizado) das condições de prestação de informação pré-contratual e contratual aos consumidores de eletricidade em Portugal continental: a ficha contratual padronizada. A adoção da ficha contratual padronizada constituiu uma medida que a ERSE considerou eficaz para a promoção efetiva da concorrência. Esta medida contribui para o acesso à informação ser mais efetivo para os consumidores, permitindo a comparabilidade de ofertas disponíveis no mercado.

Os comercializadores com mais de cinco mil clientes⁶⁴ têm a obrigação de divulgação pública⁶⁵, das suas ofertas comerciais, bem como das condições gerais dos contratos para clientes em BTN. Adicionalmente, quando solicitado expressamente, o comercializador deve apresentar uma proposta de fornecimento de energia elétrica no prazo máximo de 8 dias úteis, no caso de clientes em BT e no prazo de 12 dias úteis, nos restantes clientes, a contar da data da formulação do pedido pelo cliente.

⁶² Disponível em http://www.erse.pt/pt/Simuladores/Documents/PreçosRef_BTN.pdf.

⁶³ Diretiva n.º 6/2015, de 27 de abril, disponível em http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1877/Diretiva_6-2015.pdf.

⁶⁴ Nos termos do n.º 3 do artigo 105.º do RRC do setor elétrico, “no caso dos comercializadores que disponham de um número de clientes igual ou superior a 5 mil, presume-se que a sua atividade de comercialização abrange todos os tipos de fornecimento de energia elétrica”.

⁶⁵ Através dos meios de comunicação que disponibilizam, bem como nas páginas na internet.

Estão também em vigor regras relativas à informação a disponibilizar nas faturas dos clientes, designadamente informação relativa à parcela das tarifas de acesso, à parcela CIEG⁶⁶ e à rotulagem de energia elétrica⁶⁷.

Ainda no que respeita à fatura de eletricidade, a ERSE aprovou, através da Diretiva n.º 14/2016, de 26 de julho, obrigações adicionais aplicáveis aos comercializadores de energia elétrica, tornando obrigatório informar os clientes em BTN da data ou datas preferenciais para comunicação de leituras por parte dos clientes, de modo a melhorar a eficácia desta comunicação permitindo a faturação sem recurso a estimativas de consumo.

As regras de acesso à informação dos consumos de energia elétrica, pelos clientes, estão reguladas pela ERSE nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados⁶⁸. No que respeita às regras de medição, as instalações em MAT, AT, MT e BTE estão equipadas com sistemas de medição com leitura remota (telecontagem), com periodicidade diária e recolha dos registos quarti-horários. Nas instalações ligadas em BTN, a recolha da leitura é realizada localmente. O operador da rede de distribuição está obrigado à realização de uma leitura do contador em cada 3 meses⁶⁹, devendo disponibilizar a todos os clientes um atendimento telefónico para comunicação de leituras, sem custos para o cliente⁷⁰. A leitura do contador pelo cliente e pelo ORD têm o mesmo valor jurídico para efeitos da faturação.

EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

O processo de liberalização do setor elétrico em Portugal Continental tem sido efetuado de forma progressiva, sendo que o mercado liberalizado tem vindo a consolidar-se, essencialmente devido ao processo de extinção de tarifas reguladas que, em janeiro de 2013, passou a abranger todo o conjunto de clientes, incluindo os residenciais.

A evolução do consumo e do número de clientes no mercado liberalizado em Portugal Continental pode ser observada na Figura 3-25.

⁶⁶ Nos termos do artigo 121.º e 132.º do RRC do setor elétrico, disponível em http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/RRC_DR.pdf.

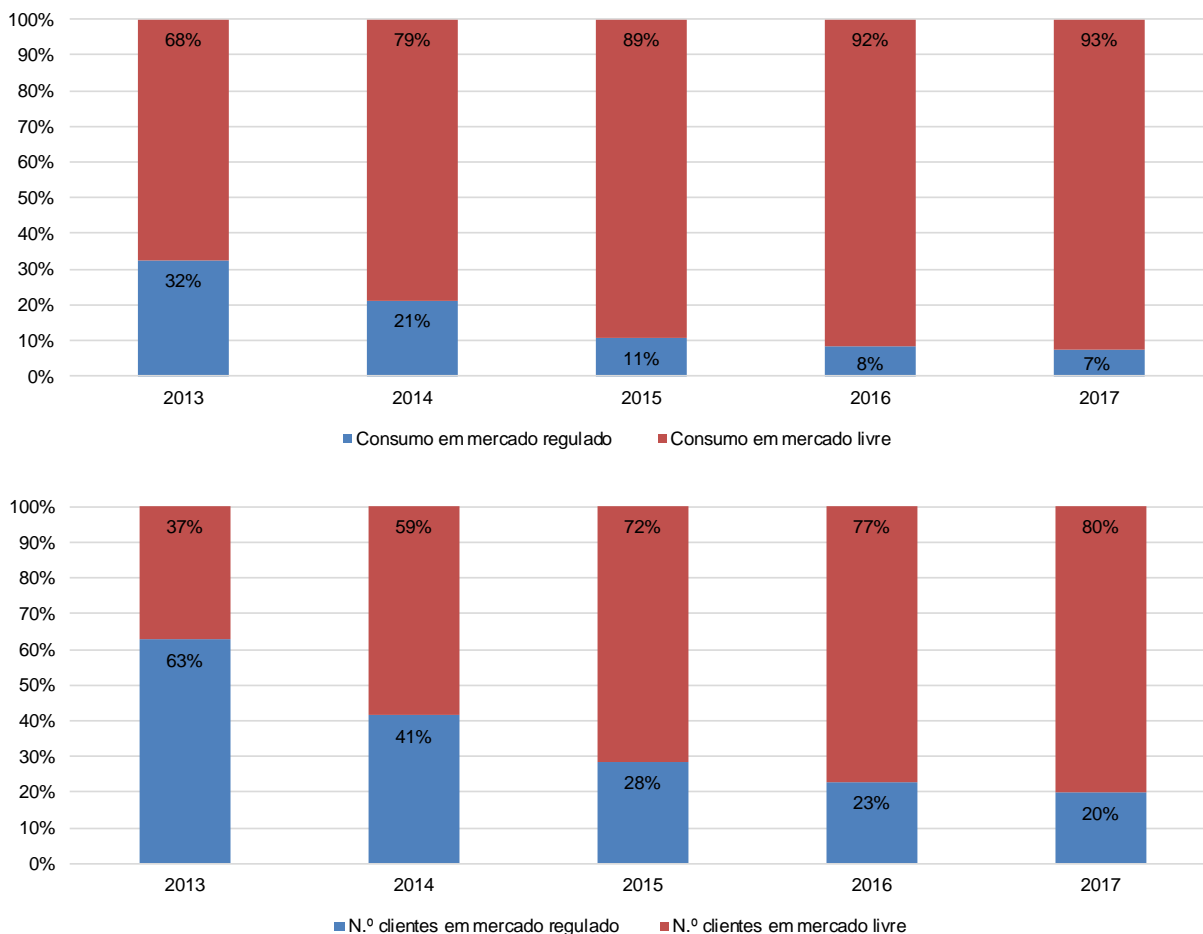
⁶⁷ Nos termos do artigo 105.º e 133.º do RRC do setor elétrico, disponível em http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/RRC_DR.pdf.

⁶⁸ Disponível em http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/SubRegulamentação/Diretiva 5-2016_DR.pdf.

⁶⁹ Nos termos do artigo 268.º do RRC do setor elétrico, disponível em http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/RRC_DR.pdf.

⁷⁰ Nos termos do artigo 35.º do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico, disponível em http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/qualidadedeservico/Documents/DR_Regulamento 455-2013-RQS.pdf.

Figura 3-25 – Repartição do consumo e número de clientes entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2013 a 2017



Fonte: dados REN e EDP Distribuição

O processo de extinção de tarifas reguladas, como referido anteriormente, contribuiu significativamente para o aumento da dimensão do mercado liberalizado. Com esta evolução, no final de 2017 o consumo em mercado representava já cerca de 93% do consumo total.

Relativamente ao número total de clientes, o aumento gradual da dimensão do mercado liberalizado no período analisado deve-se essencialmente à continuação da entrada de clientes residenciais que, em 2017, aumentou cerca de 6% face ao ano anterior.

No que se refere ao número de clientes residenciais, apesar de ser o segmento de clientes que continua a apresentar uma menor penetração no mercado liberalizado, regista-se já cerca de 83% dos clientes deste segmento que transitaram para o mercado livre.

Na Figura 3-26 é possível observar que, em 2017, os segmentos com um maior consumo – grandes clientes (MAT⁷¹ e AT), industriais (MT) e pequenos negócios (BTE) – continuam a verificar um crescimento entre os 2% e os 4% no mercado livre.

Figura 3-26 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental, 2013 a 2017

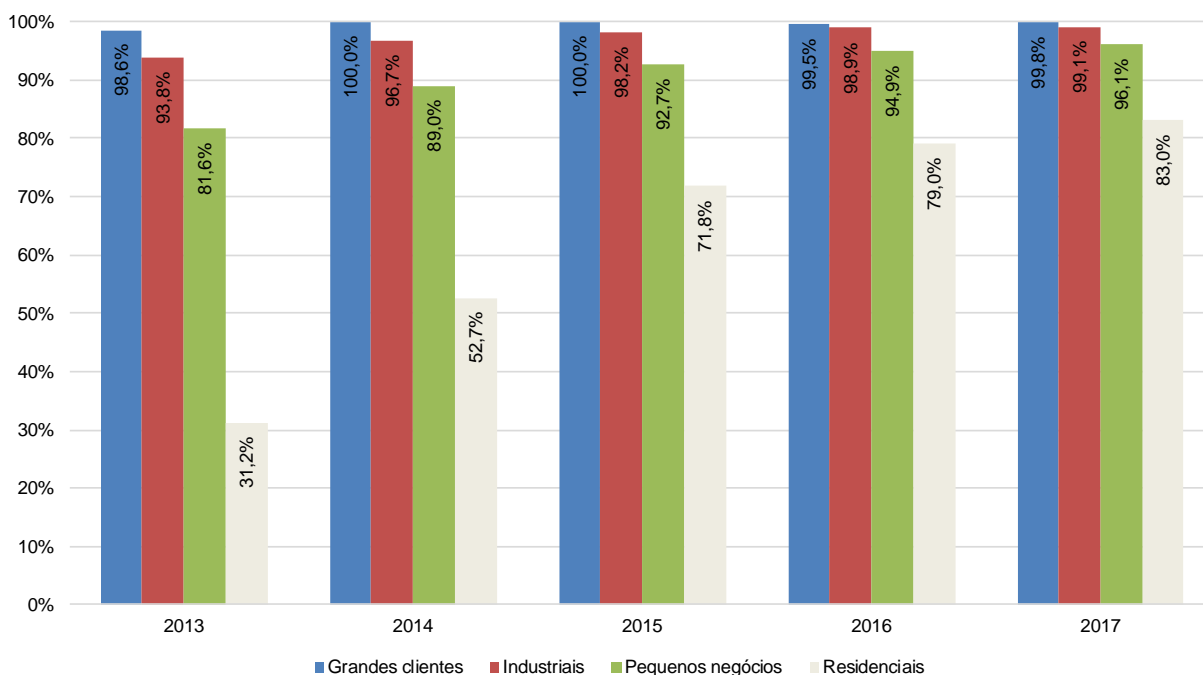


Fonte: dados EDP Distribuição

⁷¹ Todos os clientes em MAT já se encontram em mercado livre desde julho de 2013.

Os consumos de cada segmento de clientes que se encontra em mercado liberalizado são apresentados na Figura 3-27 sendo observável que, no ano de 2017, a quase totalidade do consumo de grandes clientes foi assegurado por comercializadores em mercado, o mesmo acontecendo a cerca de 99% do consumo de clientes industriais.

Figura 3-27 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2013 a 2017

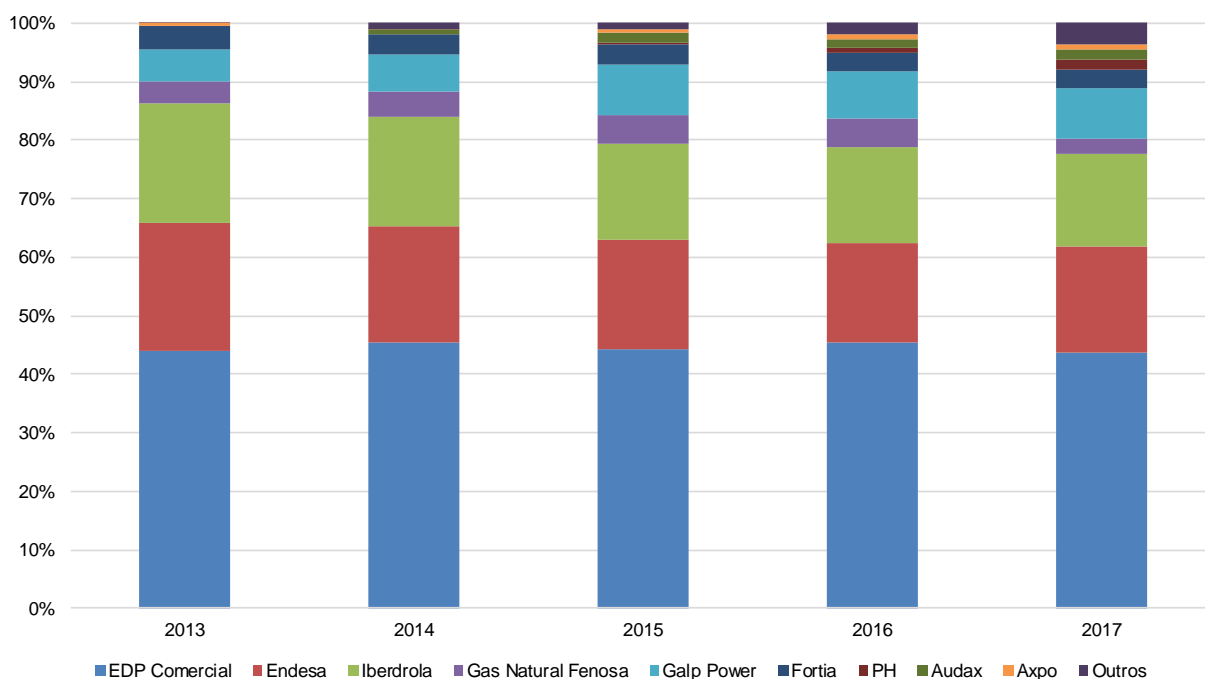


Fonte: dados EDP Distribuição

No mercado liberalizado, 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, embora o número de comercializadores presentes neste segmento tenha continuado a aumentar em 2017.

Apesar da tendência de crescimento do mercado liberalizado, e de uma maior e melhor disponibilização de informação aos consumidores, a concentração global empresarial mantém-se elevada em 2017. A elevada quota de mercado do grupo EDP, principal operador no mercado da eletricidade, principalmente no segmento de consumidores domésticos, é o fator que mais contribui para esta situação, com o comercializador em mercado livre a representar cerca de 44% dos fornecimentos em mercado no último ano (45% em 2016), conforme se pode extrair da Figura 3-28.

Figura 3-28 – Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado por empresa comercializadora, 2013 a 2017

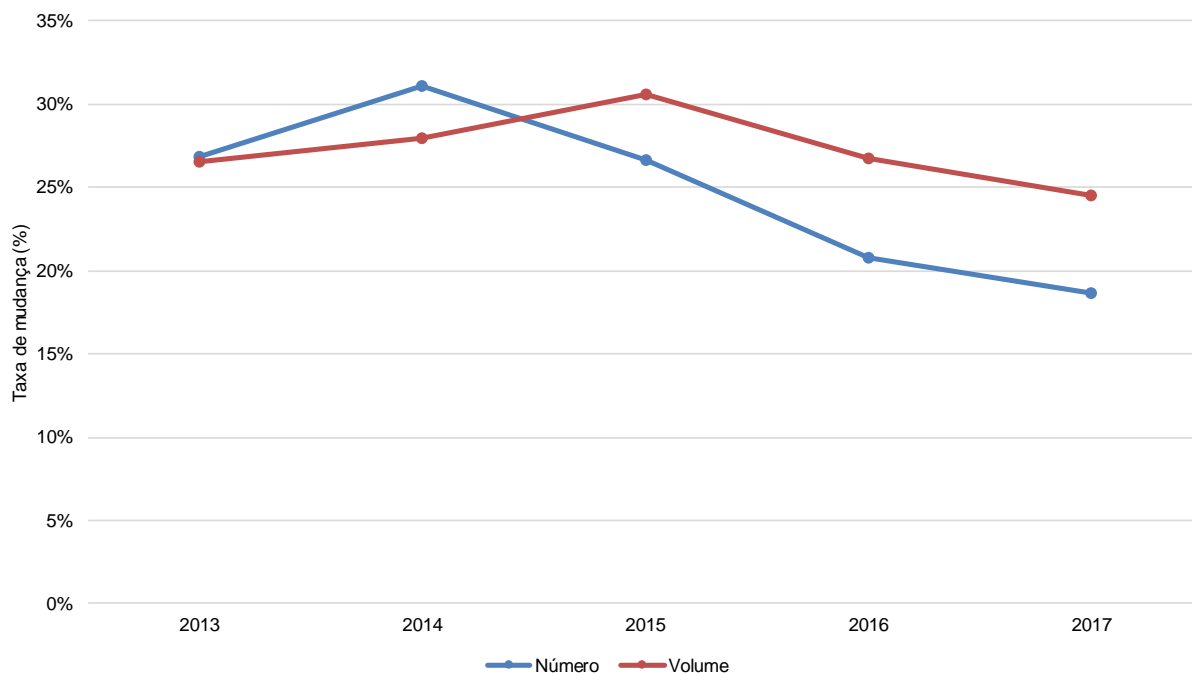


Fonte: dados EDP Distribuição

As taxas de mudança de comercializador continuam elevadas, sendo que, em 2017, cerca de 19% dos consumidores de eletricidade mudaram de fornecedor, vide Figura 3-29. As mudanças dentro do mercado liberalizado representaram cerca de 58% do total de mudanças entre comercializadores. Já as mudanças de mercado regulado para o mercado livre, representaram cerca de 42% dessas mudanças.

Em dezembro de 2017, o número de clientes que deixa a carteira do comercializador de último recurso para integrar uma carteira de comercializador em mercado, permanecendo como um elemento importante, é substancialmente inferior (cerca de 1/4) ao número de consumidores que troca de comercializador já em regime de mercado, consolidando a tendência crescente de mudanças de comercializador no quadro do mercado livre.

Figura 3-29 – Mudança de comercializador, 2013 a 2017



Fonte: dados EDP Distribuição

A ERSE disponibiliza na sua página na internet uma análise evolutiva do mercado retalhista⁷², 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 decurso de 2017, 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. Importa sublinhar que se manteve vigente o regime transitório de tarifas reguladas de venda de eletricidade para clientes finais em BTN, BTE, MT e AT.

⁷²

<http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizacao/sector/informacao/sobre/mercado/liberalizado/2018/Paginas/2018.aspx>

MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA

No ano de 2017 procedeu-se à revisão dos regulamentos do setor elétrico tendo-se realizado um conjunto alargado de alterações, a vigorar a partir do início de 2018, com impacto no funcionamento do mercado retalhista de eletricidade tendo em vista o aprofundamento da concorrência.

Um dos temas onde se verificaram alterações foi o da separação de imagem onde se visou o reforço na implementação de normas mais claras e estritas na separação de imagem de entidades verticalmente integradas que atuem no âmbito do setor elétrico. Em consonância, no que se refere ao programa de conformidade que é previsto para os operadores de rede de distribuição, o relatório anual que já era exigido na anterior regulamentação deve passar a conter uma avaliação independente da perceção pelos consumidores da efetiva separação de imagem relativamente a outras entidades em relação de grupo e que atuem noutras atividades do setor elétrico.

Ao nível da monitorização do mercado retalhista introduziu-se a obrigatoriedade de os comercializadores, previamente à sua entrada em atividade, realizarem uma comunicação prévia à ERSE através de registo. Esta alteração foi necessária pelo facto de, no anterior contexto de funcionamento, poderem ocorrer situações nas quais o regulador apenas tomasse conhecimento da entrada em funcionamento de um novo comercializador no momento em que este angariava clientes no âmbito dos processos de mudança de comercializador. Tal facto impedia que a supervisão do mercado retalhista assegurasse uma correta e transparente abordagem do mercado com carácter prévio à formalização da contratação – vide, por exemplo, a verificação das condições contratuais ou a existência de ficha contratual padronizada.

No sentido de tornar mais efetiva a monitorização do mercado retalhista clarificou-se qual o conceito de oferta comercial, tornando mais fácil o exercício de comparação das ofertas comerciais registadas junto da ERSE através do envio das fichas contratuais padronizadas, cujo registo era uma obrigação já em vigor. A revisão regulamentar procurou assegurar que a disponibilização de serviços adicionais constitui sempre uma oferta autónoma das ofertas disponibilizadas pelo comercializador. Para tal, a proposta de revisão regulamentar prevê a definição autónoma de serviços adicionais prestados pelos comercializadores.

Foram introduzidas disposições relativas à intermediação ou prestação de serviços por terceiros, nomeadamente no âmbito da contratação comercial, no sentido de introduzir algumas obrigações que reduzam os riscos operacionais relacionados com o desempenho de atividades por terceiros assegurando o cumprimento da legislação e regulamentação aplicáveis à comercialização de eletricidade.

Tornou-se também obrigatório que os comercializadores de eletricidade, quando em representação dos clientes, insiram na plataforma de mudança de comercializador os pedidos relativos aos processos abrangidos nos procedimentos de mudança de comercializador, no prazo máximo de 5 dias úteis, à semelhança do que já havia sido feito para o gás natural.

A revisão regulamentar veio também alterar as disposições relativas à rotulagem de energia elétrica, no sentido de efetuar uma redistribuição alternativa da energia acolhida em regimes jurídicos especiais, não inviabilizando a existência de comercializadores com um *mix* global 100% renovável, e permitindo aos comercializadores uma maior diferenciação na oferta.

Finalmente, um dos aspetos que sofreu alteração na última revisão regulamentar que vem promover um melhor funcionamento do mercado retalhista contribuindo para uma concorrência mais eficaz é o do processo de gestão de garantias no âmbito dos contratos de uso de redes e de gestão dos serviços de sistema celebrados entre agentes de mercado e operadores de rede. Assim, o novo enquadramento veio prever a figura do gestor de garantias, que centraliza a atividade de gestão de garantias relativa aos referidos contratos, com a vantagem de os comercializadores passarem a ter uma entidade única com quem se relacionam no âmbito da prestação de garantias para além das vantagens associadas à redução do risco de incumprimento. Nos princípios de aferição de risco, o Gestor de Garantias deve proceder a uma diferenciação entre entidades com histórico de cumprimento e entidades com atrasos ou incumprimentos, sendo estes últimos objeto de agravamento no cálculo da respetiva garantia.

REGIME TRANSITÓRIO DE APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Desde 1 de janeiro de 2013 que as tarifas de venda a clientes finais publicadas pela ERSE para Portugal continental passaram a ter um carácter transitório. Em 2016 estas tarifas aplicaram-se aos fornecimentos do comercializador de último recurso em AT, MT, BTE e BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT, dado já não existirem fornecimentos deste comercializador neste nível de tensão⁷³.

As tarifas transitórias de venda a clientes finais que vigoraram a partir de 1 de janeiro de 2017 são determinadas pela soma das tarifas de acesso às redes, da tarifa transitória de energia e da tarifa de comercialização regulada⁷⁴, sendo as mesmas aprovadas pela ERSE⁷⁵.

⁷³ O Decreto-lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, procedeu à alteração ao Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, tendo reformulado a forma de fixação do período de aplicação das respetivas tarifas transitórias para fornecimentos de eletricidade aos clientes finais em BTN. A Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, estabeleceu que o referido período de aplicação das tarifas transitórias termina a 31 de dezembro de 2017.

O período de aplicação das tarifas transitórias para clientes em BTN foi alterado para 31 de dezembro de 2020 pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro. A Portaria n.º 39/2017, de 26 de janeiro, no seguimento desse novo prazo, alterou a Portaria n.º 97/2015 de 30 de março, em conformidade. A Portaria n.º 364-A/2017, de 4 de dezembro, procedeu a uma alteração semelhante do prazo (31 de dezembro de 2020) para os restantes fornecimentos (clientes finais com consumos em AT, MT e BTE que não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento).

⁷⁴ O regime da tarifa transitória é determinado pela aplicação conjugada da Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, e da Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro. É igualmente aplicável o Despacho n.º 11 566-A/2015, de 3 de outubro, que determina a forma de atualização da tarifa transitória.

⁷⁵ Diretiva n.º 1/2017, de 3 de janeiro, disponível em <http://www.erse.pt/electricidade/tarifaseprecos/2017/Documents/Diretiva%201-2017.pdf>.

DÉFICE TARIFÁRIO

O défice tarifário criado pelos limites tarifários impostos em 2006 (limitado à variação esperada do Índice de Preços implícito no Consumo Privado) e em 2007 (limitado a 6%), decorrentes da aplicação do Decreto-Lei n.º 187/1995, de 27 de Julho e do Decreto-Lei 237-B/2006, de 18 de Dezembro, respetivamente, foi totalmente pago e 2007 foi totalmente amortizado nas tarifas de 2017.

Nas tarifas de 2009, e de acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, 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.

Em 2011, foi introduzida uma nova possibilidade de repercussão dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, designadamente através do seu diferimento em parcelas que são repercutidas nos proveitos de 5 anos seguintes, através da publicação do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, mais concretamente do Artigo 73-A.º.

O Decreto-lei n.º 178/2015, de 27 de agosto veio alterar o regime de transferência intertemporal estabelecido, prolongando-se até 31 de dezembro de 2020 a sua aplicação, de acordo com o n.º 8 do Artigo 73-A.º.

A repercussão dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial tem sido aplicada anualmente, tal como se pode verificar no quadro seguinte.

Em 2017 os valores em dívida das principais rubricas do défice tarifário do setor elétrico foram os apresentados no Quadro 3-8.

Quadro 3-8 – Déficit Tarifário, 2017

	Unid: 10 ³ EUR
	Saldo em dívida em 2017 (10³ EUR)
Défice tarifário 2009	882 284
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	388 120
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	752 324
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	933 640
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	1 320 166
Outros	120 435
Total	4 396 969

3.3 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

No quadro legal português, as competências relativas à segurança do abastecimento no setor elétrico são da responsabilidade do Governo, que delegou na DGEG a responsabilidade da sua monitorização⁷⁶. Contudo, a ERSE acompanha a evolução da capacidade instalada e a evolução da procura, que de seguida se desenvolve.

Em junho de 2016, a ERSE publicou o relatório de avaliação técnica⁷⁷ relativo ao regime de atribuição de incentivos à garantia de potência no âmbito do Sistema Elétrico Nacional (SEN). O relatório inscreveu como principal recomendação o entendimento de que uma eventual revisão do mecanismo de garantia de potência se deveria guiar pela instituição de um mecanismo regido por regras de mercado, concordante com o enquadramento europeu neste domínio e devidamente articulado a nível regional no quadro do MIBEL.

Os pontos seguintes referem-se às diversas vertentes da segurança de abastecimento.

GARANTIA DE POTÊNCIA - VERTENTE INCENTIVO AO INVESTIMENTO

A vertente de incentivo ao investimento do mecanismo de Garantia de Potência estabelecido na Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, aplica-se a:

- Centros eletroprodutores hídricos cuja licença de produção tenha sido emitida entre a data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho, e a da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, ou aos que sejam parte em contratos de implementação do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), celebrados ao abrigo do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 182/2008, de 4 de setembro, e obtenham a respetiva licença de produção até 31 de dezembro de 2013.
- Centros eletroprodutores alvo de reforços de potência de aproveitamentos hidroelétricos existentes, desde que realizados com bombagem e que tenham obtido a respetiva licença de produção até 21 de agosto de 2012.

O incentivo ao investimento aplica-se, para cada centro eletroprodutor elegível, durante os primeiros 10 anos de exploração. O montante do incentivo ao investimento é determinado anualmente, para cada centro eletroprodutor, através do produto entre a potência instalada, o índice de valorização da disponibilidade, o índice de cumprimento do prazo fixado na licença de produção para a entrada em exploração e o valor

⁷⁶ Conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, e no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

⁷⁷ <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/capacidade/Paginas/default.aspx>

anual de referência⁷⁸. Em 2017 este incentivo teve um custo de 15,5 milhões de €.

RESERVA DE SEGURANÇA

O regime de remuneração da reserva de segurança prestada ao SEN⁷⁹ esteve operacional durante o ano de 2017. No referido ano vigoraram 16 contratos de disponibilidade, 15 com centros eletroprodutores e um com o comercializador de último recurso. No total foram contratados 1 766 MW ao preço de fecho do leilão de reserva de segurança de 4 775 €/MW.

Durante 2017 não foi necessário emitir nenhuma ordem ao abrigo dos contratos de disponibilidade celebrados. O serviço custou ao SEN, em 2017, cerca de 6 milhões de euros.

O leilão da reserva de segurança relativo a 2018 foi adiado, tendo recentemente o Governo esclarecido que o adiamento vigorará até que seja rececionada pelo Estado Português a pronúncia inequívoca da Comissão Europeia relativamente à compatibilidade do mecanismo de reserva de segurança com as disposições comunitárias relativas a auxílios do Estado no setor da energia⁸⁰.

INTERRUPTIBILIDADE

Nos termos da regulamentação vigente⁸¹, entende-se por serviço de interruptibilidade o serviço de sistema que consiste na redução voluntária pela instalação do seu consumo de energia elétrica para um valor até ao valor da potência residual, em resposta a uma ordem de redução de potência dada pelo operador da RNT. De acordo com o preâmbulo da Portaria n.º 592/2010 o serviço de interruptibilidade permite:

- a) Dar uma resposta rápida e eficiente a eventuais situações de emergência;
- b) Flexibilizar a operação do sistema;
- c) Contribuir para a segurança do abastecimento.

De acordo com a informação disponibilizada pelo operador da RNT, para o ano de serviços de interruptibilidade, que decorreu entre 1 de novembro de 2016 e 31 de outubro de 2017, estiveram ativos 51 Contratos de Adesão ao Serviço de Interruptibilidade. A potência total interruptível ao abrigo deste serviço totalizou 684,9 MW. Refira-se que nunca foi emitida qualquer instrução de redução de potência no serviço de interruptibilidade. A remuneração pela prestação do serviço de interruptibilidade no período que decorreu entre 1 de novembro de 2016 e 31 de outubro de 2017 ao conjunto das instalações prestadoras do serviço representou cerca de 102,9 milhões de €.

⁷⁸ Valor publicado para cada centro eletroprodutor com valores que variam entre 11 000 e 22 000 €/MW.

⁷⁹ Regime estabelecido pela Portaria n.º 41/2017, de 27 de janeiro.

⁸⁰ Portaria n.º 93/2018, de 3 de abril.

⁸¹ Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, com as alterações posteriores que lhe foram introduzidas.

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 de produção instalada, fixou-se em 2017 em 56%, ligeiramente inferior à verificada em 2016. A evolução da potência instalada e da máxima potência solicitada é apresentada no Quadro 3-9.

Quadro 3-9 – Margem de capacidade do SEN

	2016	2017	Variação
	(MW)	(MW)	(%)
Potência total instalada	19 539	19 800	1,34%
Potência renovável	13 087	13 397	2,37%
Potência não renovável	6 452	6 403	-0,76%
Potência máxima anual	8 141	8 771	7,74%
Margem de capacidade	11 398	11 029	-3,24%
(%)	58%	56%	

Fonte: dados REN

A satisfação do consumo pelos diversos meios de abastecimento é apresentada no Quadro 3-10.

Quadro 3-10 – Abastecimento do consumo

	2016	2017	Variação
	(GWh)	(GWh)	(%)
Produção total	55 879	54 545	-2%
Produção renovável	32 272	22 977	-29%
Produção não renovável	23 607	31 568	34%
Saldo exportador	-5 085	-2 684	-47%
Bombagem hidroelétrica	-1 519	-2 223	46%
Consumo nacional	49 275	49 638	0,7%

Fonte: dados REN

Em complemento, verifica-se que o consumo de energia elétrica referido à emissão em 2017 se situou em 49,64 TWh, registando-se um ligeiro aumento de 0,7% face a 2016.

Em 2017 verificaram-se condições hidrológicas muito desfavoráveis, com um índice de hidraulicidade⁸² de 0,47. As centrais hidroelétricas (incluindo a produção por bombagem) contribuíram para o abastecimento de 13% do consumo, valor muito inferior aos 30% verificados no ano anterior, tendo a restante produção renovável mantido uma quota equivalente à anterior, com a produção eólica a representar 22% do total.

As centrais térmicas não renováveis asseguraram em 2017 uma quota de 58%, superior aos 42% verificados em 2016, com 25% da produção a partir de centrais a carvão e 32% a partir de centrais a gás natural.

Nas trocas internacionais registou-se pela segunda vez consecutiva um saldo exportador, equivalente a 4,9% da produção total.

A repartição percentual da produção de eletricidade por fonte de energia é apresentada no Quadro 3-11.

Quadro 3-11 – Repartição da produção

	2016	2017
Produção renovável	58%	42%
Hídrica	30%	13%
Eólica	22%	22%
Biomassa	5%	5%
Solar	1%	2%
Produção não renovável	42%	58%
Carvão	21%	25%
Gás natural	21%	32%
Outros	1%	1%

Fonte: dados REN

A evolução da potência máxima anual é apresentada no Quadro 3-12. No tocante à potência máxima solicitada à rede pública, esta ocorreu no dia 19 de janeiro de 2017, atingindo o valor de 8 771 MW que,

⁸² Indicador que permite quantificar o desvio do valor total de energia produzida por via hídrica num determinado período, em relação à que se produziria se ocorresse um regime hidrológico médio.

face à ponta de 2016, registou um aumento de 630 MW (7,74%), facto que contraria a tendência de redução que se vinha verificando nos anos anteriores.

Quadro 3-12 – Potência máxima anual de 2013 a 2017

Ano	Dia	Potência (MW)	Variação (%)
2013	09-dez	8 322	-2,71%
2014	04-fev	8 313	-0,11%
2015	07-jan	8 618	3,67%
2016	17-fev	8 141	-5,53%
2017	19-jan	8 771	7,74%

Fonte: dados REN

A evolução da potência instalada no final de cada ano é apresentada no Quadro 3-13.

Quadro 3-13 – Parque eletroprodutor em 2017

	2016 (MW)	2017 (MW)	Variação (MW)
PARQUE RENOVÁVEL	13 087	13 397	310
Hídrico	6 945	7 193	248
Eólico	5 070	5 090	20
Biomassa	613	624	11
Cogeração	351	351	0
Solar	459	490	31
PARQUE NÃO RENOVÁVEL	6 452	6 403	-49
Carvão	1 756	1 756	0
Gás natural	4 636	4 607	-29
Cogeração	807	778	-29
Outros	60	40	-20
Cogeração	47	27	-20
TOTAL	19 539	19 800	261

Fonte: dados REN

Em 2017, os principais desenvolvimentos da RNT, com vista a assegurar a segurança do abastecimento, foram os seguintes:

- Nos concelhos do Montijo e de Alcochete, a criação do novo ponto injetor 400/60 kV de Alcochete, alimentado através da abertura da linha a 400 kV Palmela – Fanhões, e no eixo central do Baixo Alentejo, a instalação de transformação 150/60 kV na subestação de Ourique.
- Remodelação das linhas a 400 kV Recarei – Feira, Lavos – Rio Maior, Batalha – Paraimo, Pego – Rio Maior e Falagueira – Cedillo e da linha a 150 kV Alto Rabagão – Frades.
- Remodelação dos sistemas de proteção, automação e controlo no posto de corte de Ermidas-Sado, e nas subestações de Canelas, Riba d’Ave e Zêzere.

Em termos de qualidade de serviço, a rede de transporte registou um Tempo de Interrupção Equivalente de 0,11 minutos (ver ponto 3.1.1.2 neste documento).

3.3.2 MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS EM PRODUÇÃO

Relativamente a novos investimentos em produção no parque térmico, durante 2017 não houve desenvolvimentos. Para além disso, não se espera que haja evolução na medida em que relativamente aos novos empreendimentos licenciados (i.e. 4 novos grupos de ciclo combinado a gás natural de 400 MW) pela DGEG⁸³ os produtores comunicaram a sua intenção de renunciar. Por outro lado, no âmbito da Consulta Pública à proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027 promovida pela ERSE, foram recebidos contributos referindo que, a manter-se o regime fiscal sobre a geração em Portugal, alterado pela Lei do Orçamento do Estado para 2018, que eliminou a isenção da Taxa de Adicionamento do CO₂ (dióxido de carbono) de que o carvão beneficiava, assim como deixou de isentar o carvão usado na produção de eletricidade de Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP), poderá ocorrer o descomissionamento antecipado da central de Sines, previsto nos cenários do Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional para o período de 2017 a 2030 (RMSA-E 2016) para finais de 2025.

No caso da evolução do parque hidroelétrico, salienta-se a entrada em serviço da central de Foz-Tua, com 261 MW reversíveis. No âmbito da concretização do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH) até 2030 e da sua reavaliação feita em 2016, que contempla um conjunto de novos aproveitamentos, alguns já realizados, o RMSA-E 2016, aprovado pelo Governo, confirma as decisões relativas ao PNBEPH de adiamento por 3 anos do aproveitamento hídrico do Fridão (238 MW) para 2026 e do cancelamento dos aproveitamentos de Girabolhos (364 MW) e Alvito (225 MW).

⁸³ Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional para o período de 2015 a 2030.

Nas restantes tecnologias regista-se a entrada em serviço de 20 MW nas centrais eólicas e 31 MW nas centrais fotovoltaicas.

Relativamente a previsões da potência instalada em fontes de energia renováveis continuam a adotar-se as do Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER 2020)⁸⁴, como indicado no Quadro 3-14. De notar que em Portugal, o potencial relativo à energia geotérmica encontra-se limitado à região dos Açores.

Quadro 3-14 – Evolução prevista para as energias renováveis em 2019 e 2020

	2019	2020
	(MW)	(MW)
Eólica	5 242	5 300
Hídrica (< 10 MW)	394	400
Hídrica (> 10 MW)	8 540	8 540
Biomassa	814	828
Solar	647	1816 ⁽¹⁾
Ondas	6	6
Geotérmica	29	29

Fonte: dados PNAER 2020 e ⁽¹⁾ RMSA-E 2016

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 2017 não houve incidências que motivassem a necessidade de implementar medidas destinadas a garantir a cobertura de picos de procura ou falhas de fornecimento.

⁸⁴ PNAER 2020: Parte II da Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, publicada no Diário da República, 1.ª série, de 10 de abril.

4 MERCADO DO GÁS NATURAL

4.1 REGULAÇÃO DAS REDES

4.1.1 FUNCIONAMENTO TÉCNICO

4.1.1.1 BALANÇO

Os princípios gerais aplicáveis aos balanços nas infraestruturas do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), incluindo a rede de transporte, integram o Regulamento de Operação das Infraestruturas (ROI), publicado pela ERSE⁸⁵. Por sua vez, as regras e procedimentos de detalhe integram o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica Global do SNGN (MPGTG), proposto pelo operador da rede de transporte na sua atividade de Gestão Técnica Global do Sistema. A última revisão do MPGTG decorreu em 2016, tendo sido aprovada pela ERSE em setembro desse ano, na sequência de uma Consulta Pública.

As regras de balanço das infraestruturas do SNGN, incluindo a compensação da rede de transporte, foram sujeitas a profundas revisões em 2016, em grande parte motivadas pela publicação do código de rede para a compensação das redes de transporte de gás, consubstanciada através do Regulamento (UE) n.º 312/2014, de 26 de março, e do código de rede para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados, através do Regulamento (UE) n.º 2015/703, de 30 de abril.

Em 2017 foi consolidado o novo modelo de compensação da rede de transporte, em particular as alterações aos (i) procedimentos de submissão, receção e validação de nomeações, renomeações e notificações de transação, aos (ii) procedimentos da compensação operacional a cargo do Gestor Técnico Global (GTG) incluindo ações de compensação e respetiva ordem de mérito, aos (iii) procedimentos de operacionalização dos serviços de flexibilidade do *linepack*, aos (iv) procedimentos de elaboração de repartições e balanço das infraestruturas da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT), incluindo a determinação de encargos de compensação diária, aos (v) procedimentos de apuramento de custos e receitas de neutralidade e aos (vi) procedimentos associados ao modelo de fornecimento de informações do GTG aos agentes de mercado.

Durante o ano de 2017, no âmbito do Regulamento (UE) n.º 312/2014, de 26 de março, foi iniciada a implementação da Entidade Responsável pelas Previsões (ERP) dos consumos com medição não diária. A ERP ficou na esfera do GTG, contando com a cooperação dos operadores das redes de distribuição em atividade no SNGN.

⁸⁵ Regulamento n.º 417/2016, de 29 de abril de 2016.

Apesar da implementação dos procedimentos de natureza funcional ter sido bem sucedida, a implementação integral do modelo de compensação carece da entrada em funcionamento da plataforma de negociação portuguesa, atribuída à entidade MIBGAS⁸⁶, S.A. Com efeito, a implementação do MIBGAS tem sofrido alguns atrasos, estando pendente do estabelecimento formal de um acordo intergovernamental entre os estados de Portugal e Espanha.

Durante 2017 os encargos de compensação diária continuaram a ser determinados com base nos preços determinados no MIBGAS em Espanha, afetados pelas tarifas das interligações Portugal-Espanha. Por sua vez, as ações de compensação a cargo do GTG foram concretizadas mediante serviços de compensação, estabelecidos em regulamentação própria, publicada em simultâneo com o MPGTG em outubro de 2016.

Os serviços de compensação implementados no SNGN são materializados através de leilões discretos, desencadeados pelo GTG e operacionalizados pelo OMIP. Os leilões são abertos a todos os agentes de mercado em atividade em Portugal, sendo o corolário de um leilão a formalização de um contrato de compra ou venda de gás natural entre o GTG e as contrapartes que cedam ou adquiram as quantidades de gás em leilão ao preço mais baixo ou mais elevado, respetivamente. As compras ou vendas de gás natural nos serviços de compensação fazem a reposição do *linepack* da rede de transporte, o qual permite uma margem temporal razoável entre a ocorrência dos desequilíbrios agregados dos agentes de mercado na RNTGN e a efetiva necessidade de compra ou venda de gás natural para manter a rede dentro dos seus parâmetros operacionais. Em 2017 o GTG teve a necessidade de comprar 42 GWh para realizar a compensação operacional da RNTGN.

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

O acesso às infraestruturas de armazenamento, *linepack* e serviços auxiliares é concretizado numa matriz de acesso regulado, estando os operadores que prestam estes serviços em regime de separação jurídica e de propriedade relativamente aos comercializadores de gás natural em atividade no SNGN.

O acesso ao terminal de GNL de Sines e ao armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço obedece ao disposto no Regulamento de Acesso às Redes Infraestruturas e Interligações (RARII), o qual remete para o Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas (MPAI) o detalhe procedimental inerente ao regime de acesso. A operacionalização das regras de balanço, compensação e acesso ao *linepack* estão integradas no MPGTG.

A partir de 1 de outubro de 2016, com a revisão profunda do modelo de compensação da RNTGN, a gestão das carteiras de compensação dos agentes de mercado deixou de beneficiar de tolerâncias individuais

⁸⁶ Refira-se que ao longo do texto o termo MIBGAS refere-se à entidade responsável pela plataforma de negociação.

para a realização do encontro entre a oferta e a procura de gás natural na rede de transporte. Porém, foi estabelecido no MPGTG que o acesso ao *linepack* (armazenamento na RNTGN) se mantém, de uma forma explícita, sob a forma de um serviço prestado pelo GTG mediante contratualização.

No arranque do novo modelo de compensação, a forma de atribuição do *linepack* pelos agentes de mercado subscritores do serviço manteve-se, sem custos adicionais, até à devolução dos quantitativos de gás afetos à reserva operacional e à aquisição do gás de enchimento e do gás de operação por parte do operador da rede de transporte. O atraso da entrada em funcionamento do MIBGAS motivou a que, durante 2017, não tivesse havido lugar à aquisição de gás de operação e gás de enchimento por parte do operador da rede de transporte, adiando também a devolução da designada reserva operacional aos agentes de mercado. Consequentemente, o serviço de flexibilidade do *linepack* foi assegurando em 2017 sem custos adicionais para os agentes de mercado, para além dos respetivos quantitativos de gás mobilizados na rede de transporte.

Para além do acesso ao *linepack* na rede de transporte, aplica-se um regime de acesso a terceiros regulado para a armazenagem de gás natural na infraestrutura de armazenamento subterrâneo do Carriço e no terminal de Gás Natural Liquefeito (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.

Durante o ano de 2017 foi revisto o MPAI, com aprovação final por parte da ERSE em julho desse ano. O novo manual foi publicado através da Diretiva n.º 9/2017 da ERSE, após uma Consulta pública concluída a 24 de março de 2017.

As principais alterações do MPAI no que respeita ao acesso ao armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço e ao terminal de receção, armazenamento e regaseificação de GNL de Sines prenderam-se com a oferta de produtos intradiários nos pontos de interface entre a RNTGN e o terminal de GNL e entre a RNTGN e o armazenamento subterrâneo de gás natural. Da mesma forma, foi necessário implementar a atribuição de direitos de capacidade de armazenamento, em maturidade diária, na infraestrutura de armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço.

Outro dos aspetos fundamentais da revisão do MPAI prendeu-se com a necessidade de visitar o mecanismo de atribuição de capacidade no terminal de GNL, procurando um modelo que se ajuste às necessidades dos agentes de mercado de menor expressão no SNGN, sem prejuízo das soluções até então em vigor. O modelo procurou complementar o modelo existente e, em particular, visa uma maior utilização do terminal de GNL, incluindo a vertente de armazenamento operacional, com vantagens que se pretendem inequívocas para todos os utilizadores da infraestrutura.

4.1.1.3 ACESSO DE TERCEIROS AO ARMAZENAMENTO

Os princípios gerais aplicáveis ao acesso às redes e às infraestruturas do SNGN, incluindo a infraestrutura de armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço e o terminal de GNL de Sines, integram o Regulamento de Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações (RARII), sendo as regras e procedimentos de detalhe estabelecidos nos termos do MPAI, aprovado pela ERSE.

Conforme referido, o MPAI foi revisto durante o ano 2017, tendo sido implementados produtos de capacidade de armazenamento de maturidade diária para o armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço.

A ERSE manteve a monitorização das condições de acesso às infraestruturas que disponibilizam produtos de armazenamento, em particular o armazenamento subterrâneo de gás natural do Carriço e o terminal de GNL de Sines, salientando não ter havido situações de recusa de acesso a terceiros nessas infraestruturas.

4.1.1.4 LIGAÇÕES ÀS REDES

As condições comerciais de ligação às redes de gás natural encontram-se estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais do setor do gás natural (RRC GN), da responsabilidade da ERSE, não tendo sido objeto de alteração durante o ano de 2017.

Assim, o enquadramento regulamentar das condições comerciais de ligação às redes inclui, entre outras, matérias como a obrigação de ligação à rede, o tipo de encargos que podem ser cobrados aos requisitantes, as regras de cálculo dos encargos de ligação à rede, o conteúdo e prazos de apresentação dos orçamentos apresentados pelos operadores das redes, as condições de pagamento dos encargos de ligação, a construção dos elementos de ligação à rede ou os deveres de prestação de informação, nos termos que, sumariamente, se detalham de seguida.

Em relação à obrigação de ligação à rede, o operador da rede de transporte é obrigado a proporcionar ligação aos clientes que a requisitem nas condições comerciais de ligação à rede aprovadas pela ERSE. Já 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.

São considerados elementos de ligação à rede as infraestruturas físicas que permitem a ligação de uma instalação de gás natural às redes, classificando-se como rede a construir ou ramais de distribuição.

A construção dos elementos de ligação é responsabilidade dos operadores das redes embora, para a ligação de grandes instalações de consumo, possa ser o requisitante a fazê-lo.

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

Genericamente, as redes são pagas pelos consumidores de gás natural 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 gás natural. Os custos suportados pelos requisitantes, a título de comparticipação, não integram as tarifas reguladas de uso das redes.

As condições comerciais estabelecidas incluem incentivos a uma adequada sinalização económica dos custos da instalação a ligar à rede, promovem uma afetação eficiente dos recursos 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.

A regulamentação obriga os operadores de redes a enviar semestralmente à ERSE informação sobre o número de ligações efetuadas, comparticipações 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. Em relação ao prazo médio de execução das ligações efetuadas pelos operadores das redes, para instalações com consumo anual até 10 000 m³ (n), registou-se em 2017 um valor de 44 dias para um total de 13820 ligações. Em 2016 os correspondentes valores foram de 39 dias para um universo de 12262 ligações.

4.1.1.5 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

O Regulamento da Qualidade de Serviço do setor do gás natural (RQS) consagra, no seu Capítulo II, as disposições de qualidade de serviço de natureza técnica. A vertente técnica abrange a continuidade de serviço e as características do fornecimento do gás natural (i.e. características do gás natural e pressão de fornecimento). O âmbito de aplicação do RQS abrange clientes, comercializadores e operadores das infraestruturas do setor⁸⁷.

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

⁸⁷ I.e. operadores das redes de distribuição, operador da rede de transporte, operador de armazenamento subterrâneo e operador de terminal de receção, armazenamento e regaseificação 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 2017, os aspetos mais significativos em termos de desempenho do terminal de GNL foram os seguintes:

- O terminal abasteceu 5277 camiões cisterna de GNL (tendo aumentado face ao valor registado no ano de 2016, que correspondeu a 4629 camiões cisterna);
- Os enchimentos de camiões cisterna com atraso corresponderam a cerca de 8% do número total de enchimentos (2 p.p. acima do verificado no ano anterior). As principais causas de atraso foram a indisponibilidade das baías de enchimento, arrefecimento de cisterna, indisponibilidades de operação no terminal de GNL e problemas técnicos;
- O número de descargas de navios metaneiros foi de 42 (face a 22 operações de descarga realizadas em 2016);
- Não se registaram situações de atraso na descarga de navios metaneiros (situação semelhante ao ano anterior);
- 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 as nomeações de extração e injeção de gás natural e o cumprimento energético de armazenamento (i.e. o erro quadrático médio da energia extraída e injetada no armazenamento subterrâneo nomeada relativamente à energia realmente extraída e injetada). Em 2017, o cumprimento das nomeações de injeção e extração e o cumprimento energético de armazenamento foi de 100%.

A continuidade do serviço de fornecimento da rede de transporte é avaliada com base nos seguintes indicadores: número médio de interrupções por pontos de saída; duração média das interrupções por pontos de saída (minutos/ponto de saída) e duração média de interrupção (minutos/interrupção). No ano de 2017 não se registou qualquer interrupção de fornecimento em pontos de saída 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 2017, das 11 redes de distribuição existentes, 3 não registaram interrupções (Beiragás, Sonorgás e Paxgás) e apenas 0,6% de cerca de 1,45 milhões de instalações de clientes registaram interrupções. Cerca de 72% das interrupções ocorridas nas redes de distribuição foi devida a casos fortuitos ou de força maior, motivados por intervenção de terceiros nas redes. A duração média das interrupções por cliente não atingiu os 3 minutos em todas as redes de distribuição.

O RQS estabelece que a monitorização das características do gás natural deve ser realizada pelos operadores das infraestruturas e define limites para as seguintes características: índice de Wobbe, densidade relativa, ponto de orvalho, sulfureto de hidrogénio e enxofre total. Em 2017 verificou-se o cumprimento integral dos limites regulamentares das características do gás natural, por ponto de monitorização da rede de transporte.

Todos os operadores das redes de distribuição apresentaram informação sobre a monitorização da pressão nas suas redes. Em 2017, a pressão de fornecimento foi monitorizada em 296 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.

É de referir que, de acordo com o estabelecido no RQS do setor do gás natural, a ERSE publica anualmente um relatório da qualidade de serviço⁸⁸, o qual caracteriza e avalia a qualidade de serviço das atividades do setor do gás natural.

4.1.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E DAS INFRAESTRUTURAS E CUSTOS DE LIGAÇÃO

ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

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

Estas tarifas integram as tarifas transitórias de venda a clientes finais, as tarifas sociais de venda a clientes, as tarifas de acesso às redes de transporte e de distribuição, das infraestruturas de alta pressão, assim como os preços dos serviços regulados.

As tarifas de acesso às redes e das infraestruturas de gás natural vigentes em 2017 resultam das regras aprovadas na revisão regulamentar de 2016⁸⁹, no âmbito do processo ordinário de revisão regulamentar, cujo novo período de regulação se iniciou no segundo semestre de 2016.

⁸⁸ Disponível em:

<http://www.erse.pt/pt/gasnatural/qualidadedeservico/relatoriosdequalidadedeservico/>

⁸⁹ Regulamento n.º 415/2016, de 29 de abril, da ERSE, que aprova o Regulamento Tarifário do setor do gás natural, disponível em http://www.erse.pt/pt/gasnatural/regulamentos/tarifario/Documents/Reg_415_2016.pdf.

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

No setor do gás natural existem diversas atividades reguladas cujos proveitos permitidos, estabelecidos pela ERSE, são 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.

Tendo subjacente o princípio de que devem ser identificados os serviços que estão associados a cada atividade regulada, procura-se definir as variáveis físicas mais adequadas à valorização dos encargos efetivamente causados pelo serviço fornecido a cada cliente. Este conjunto de variáveis físicas e as suas regras de medição constituem os termos a faturar de cada uma das tarifas.

Os preços destas variáveis de faturação são determinados por forma a apresentarem uma estrutura aderente à estrutura dos custos marginais ou incrementais, sendo previstos escalamentos que permitam assegurar os proveitos permitidos em cada atividade regulada e que garantam o equilíbrio económico-financeiro das empresas.

Os preços das tarifas de acesso por cada variável de faturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por atividade. Na medida em que as tarifas que compõem essa soma são baseadas nos custos marginais, são evitadas subsidiação cruzadas entre clientes e garantida uma afetação eficiente de recursos.

Esta metodologia de cálculo possibilita o conhecimento detalhado das várias componentes tarifárias por atividade. Assim, cada cliente pode saber exatamente quanto paga, por exemplo, pelo uso da rede de distribuição em MP e em que variáveis 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.

As tarifas de acesso às redes e das infraestruturas de gás natural são devidas pelo acesso às respetivas infraestruturas do SNGN e abarcam as tarifas de Uso Global do Sistema, 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. As tarifas de acesso às redes e das infraestruturas são aprovadas pela ERSE.

No que se refere às redes, o acesso é pago por todos os consumidores de gás natural, pelo que as tarifas de acesso às redes estão incluídas nos preços pagos pelos consumidores de gás natural, quer seja nos preços praticados no mercado, quer nos preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais. Estas

tarifas são pagas, na situação geral, pelos comercializadores em representação dos seus clientes⁹⁰. Quanto à tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL e à tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo, estas são pagas pelos utilizadores destas infraestruturas.

O Quadro 4-1 e o Quadro 4-2 sintetizam o conjunto de tarifas de acesso às redes e das infraestruturas e as respetivas variáveis de faturação.

Quadro 4-1 – Estrutura das tarifas que compõem as tarifas de acesso às redes de gás natural

Tarifas de acesso às redes e às infraestruturas	Variáveis de faturação	Clientes em AP	Clientes em MP	Clientes em BP>	Clientes em BP<
Tarifa de Uso Global do Sistema	Energia	●	●	●	●
Tarifa de Uso da Rede de Transporte	Capacidade	●			
	Energia	●	●	●	●
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	Termo fixo		●	●	●
	Capacidade		⊙	⊙	
	Energia		●	●	●

⊙ - Dependente da opção tarifária

⁹⁰ Estas tarifas podem, alternativamente, ser pagas diretamente pelos clientes que sejam agentes de mercado, que correspondem a clientes que compram o gás natural 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.

Quadro 4-2 – Estrutura das tarifas das infraestruturas de gás natural

Tarifas de acesso às redes e às infraestruturas	Variáveis de faturação
Tarifa de Uso do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL	Termo fixo *
	Capacidade
	Energia
Tarifa de Uso do Armazenamento Subterrâneo	Capacidade
	Energia

* Apenas para o serviço de carregamento de camiões cisterna

PREÇOS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E DAS INFRAESTRUTURAS

As tarifas de acesso às redes em vigor em 2017 correspondem às tarifas aprovadas para o ano gás 2016-2017, no que se refere ao primeiro semestre, e às aprovadas para o ano gás 2017-2018, para o segundo semestre⁹¹.

Para o ano gás 2017-2018, as tarifas de acesso às redes e das infraestruturas em alta pressão, para a procura prevista para esse ano, sofrem decréscimos tarifários generalizados face a 2016-2017, conforme o Quadro 4-3 e o Quadro 4-4.

⁹¹ As tarifas de acesso às redes e às infraestruturas de gás natural em vigor a partir de julho de 2017 estão disponíveis em http://www.erse.pt/pt/gasnatural/tarifaseprecos/20172018/Documents/S_Tarifas_Net.xlsx.

Quadro 4-3 – Evolução tarifária das infraestruturas em alta pressão, do uso das redes e do uso global do sistema para o ano gás 2017-2018, por atividade

Tarifas por atividade	Preço médio 2016-2017 (EUR/MWh)*	Preço médio 2017-2018 (EUR/MWh)	Variação
Uso do Terminal de GNL (Sines)	1,98	1,94	-1,9%
Uso do Armazenamento Subterrâneo	11,59	11,13	-3,9%
Uso da Rede de Transporte	2,01	1,94	-3,5%
Uso da Rede de Distribuição	9,44	9,18	-2,8%
Uso Global do Sistema	1,14	0,49	-56,6%

* Aplicação das tarifas de 2016-2017 à procura prevista para 2017-2018.

Fonte: dados ERSE

Quadro 4-4 – Evolução tarifária do acesso às redes para o ano gás 2017-2018, por tipologia de clientes em cada nível de pressão

Tarifas de acesso às redes por nível de pressão	Preço médio 2016-2017 (EUR/MWh)*	Preço médio 2017-2018 (EUR/MWh)	Variação
Centros eletroprodutores	3,57	3,27	-8,4%
Clientes em Alta Pressão	2,32	1,66	-28,5%
Clientes em Média Pressão	4,31	3,72	-13,6%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais superiores a 10 000 m ³	15,78	15,21	-3,6%
Clientes em Baixa Pressão com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m ³	32,55	32,54	0,0%

* Aplicação das tarifas de 2016-2017 à procura prevista para 2017-2018.

Fonte: dados ERSE

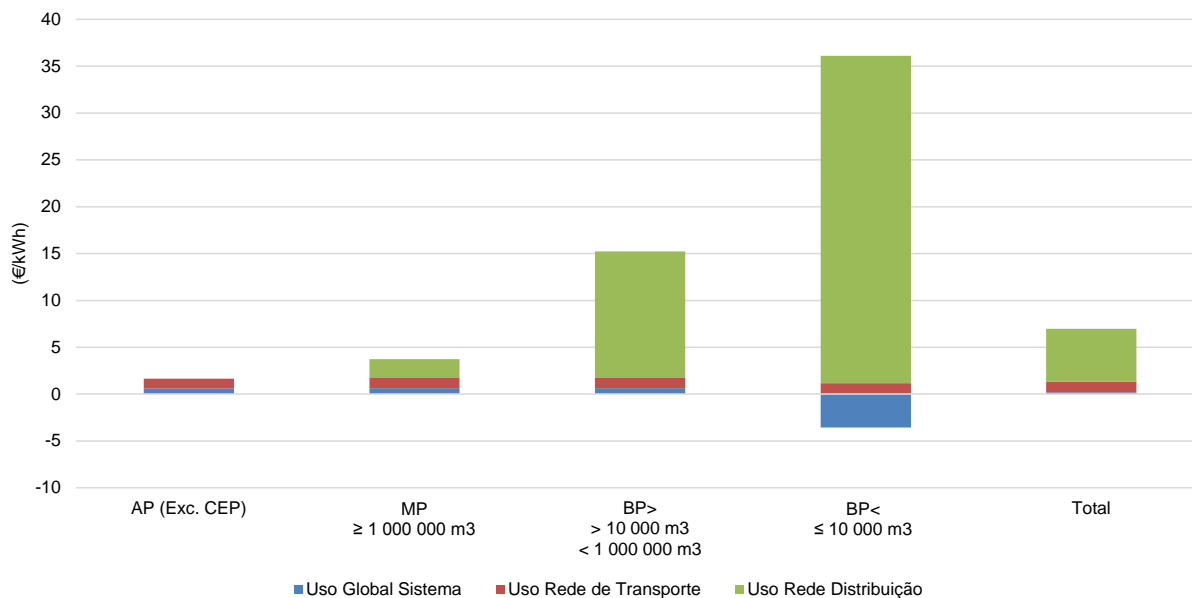
As reduções tarifárias resultam da conjugação de vários fatores, entre os quais se destacam: i) as metas de eficiência impostas aos custos de exploração das atividades associadas às infraestruturas, assim como a revisão em baixa das taxas de remuneração que lhes são aplicadas; ii) os mecanismos regulatórios de promoção da estabilidade tarifária, nomeadamente controlando os impactes da volatilidade da procura ao nível das infraestruturas de alta pressão; iii) a maior adequação do nível de investimento ao atual nível da procura e, conseqüentemente, de utilização das infraestruturas; iv) a transferência de montantes da

Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético e do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético para o Sistema Nacional de Gás Natural, abatendo aos custos da tarifa de Uso Global do Sistema; v) o incremento da procura de gás natural ao nível da alta pressão, fruto da maior utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural.

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 preço médio da tarifa de acesso em alta pressão não inclui os centros eletroprodutores.

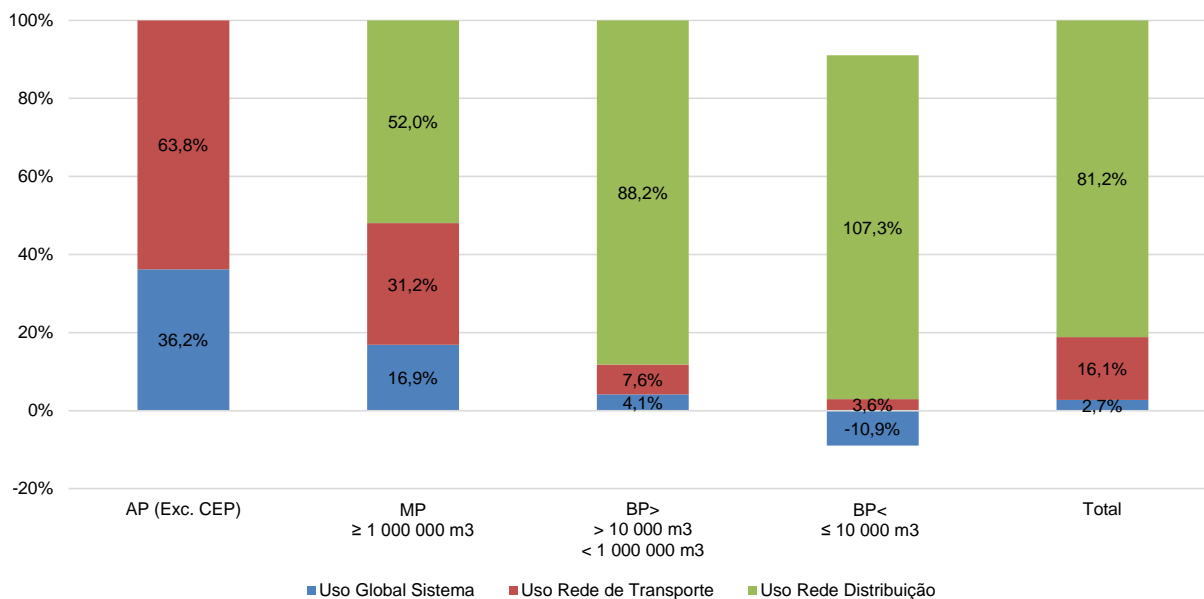
O preço da tarifa de uso global de sistema foi negativo considerando ajustamentos de desvios de energia de anos anteriores, também negativos, ou seja, valores que foram devolvidos aos consumidores.

Figura 4-1 – Decomposição do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, no ano gás 2017-2018



Fonte: dados ERSE

Figura 4-2 – Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, no ano gás 2017-2018



Fonte: dados ERSE

METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO PARA A DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O ano de 2017 foi o segundo ano do período de regulação 2016-2017 a 2018-2019. Enunciam-se, de seguida, os modelos regulatórios aplicados no período regulatório em vigor, para cada uma das atividades reguladas:

- Atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL – aplicação de uma metodologia do tipo *price cap*⁹² nos custos de exploração (OPEX⁹³) e de uma metodologia *rate of return* com um mecanismo de alisamento do custo de capital de 10 anos (a terminar no ano gás 2016-2017) no CAPEX⁹⁴; 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 – metodologia de regulação do tipo *price cap*⁹⁵ no OPEX e uma metodologia *rate of return* no CAPEX; aplicação de um mecanismo de atenuação de

⁹² O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia regaseificada.

⁹³ *Operational expenditure*.

⁹⁴ *Capital expenditure*.

⁹⁵ O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é a energia extraída/injetada.

ajustamentos dos proveitos permitidos, à semelhança da atividade de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL;

- Atividade de Transporte de gás natural – esta atividade segue i) uma regulação por incentivos no OPEX, tendo sido estabelecida uma metodologia do tipo *price cap* com uma parcela não indexada à evolução de variáveis físicas e uma parcela indexada à evolução da variável capacidade máxima utilizada nas saídas, ii) uma metodologia *rate of return* no CAPEX e iii) foi implementado para o período regulatório em vigor um mecanismo que procura mitigar os efeitos associados à volatilidade da procura no nível de proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas;
- Atividade de Gestão Técnica Global do Sistema – introduziu-se uma alteração da metodologia regulatória desta atividade, tendo passado de um modelo de custos aceites, para um modelo de regulação por incentivos. Assim, esta atividade segue uma metodologia de *rate of return* no CAPEX, e uma metodologia do tipo *revenue cap* ao nível da parcela do OPEX composta pelos custos intragrupo.
- Atividade de Distribuição de gás natural – no OPEX aplica-se uma metodologia do tipo *price cap*⁹⁶ e no CAPEX para uma metodologia *rate of return*; foi ainda implementado o mecanismo de recuperação dos proveitos permitidos associada à evolução da procura, à semelhança da atividade de Transporte de gás natural;
- Atividade de Comercialização de último recurso retalhista – aplicação de uma metodologia do tipo *price cap*⁹⁷, acrescida da remuneração do fundo de maneo. Acrescente-se que no caso das empresas concessionárias, estas têm direito a um proveito adicional equivalente a 4 € por cliente (número de clientes no início de cada período de regulação). No setor do gás natural foram ainda definidos, pela primeira vez, custos de referência para a atividade de comercialização retalhista, por forma a i) dar cumprimento ao quadro legal vigente⁹⁸; ii) definir uma base sustentada para o cálculo dos proveitos a recuperar pelos CUR e iii) aproximar as abordagens regulatórias do setor do gás natural e da eletricidade.

Os fatores de eficiência anuais aplicados ao OPEX variaram entre (i) 2% na atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL, (ii) 3% na atividade de transporte, (iii) 2% na atividade de Gestão Técnica Global de Sistema (iv) 3% na atividade de armazenamento subterrâneo (v) entre? 2% e 7% por empresa, no caso da distribuição, e (vi) 2% para todos os comercializadores de último recurso.

⁹⁶ Os indutores de custos que determinam a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa são: energia distribuída e pontos de abastecimento.

⁹⁷ O indutor de custo que determina a evolução dos proveitos a recuperar por aplicação da respetiva tarifa é o número médio de clientes.

⁹⁸ Decreto-Lei n. 231/2012, de 26 de outubro.

Destaca-se ainda a manutenção da 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 alheio⁹⁹. Assim, as taxas de remuneração são atualizadas com base nas *yields* das Obrigações do Tesouro. Dada a volatilidade dos indicadores de mercado, o valor final da taxa de remuneração é limitada superior e inferiormente.

CONTESTAÇÃO DAS DECISÕES TARIFÁRIAS

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, há a referir as ações judiciais que as concessionárias das redes de distribuição de gás natural intentaram contra a ERSE, impugnando anualmente a aprovação das tarifas de uso das redes referentes ao período de 1 de julho de 2010 a 30 de junho de 2017.

Estas ações foram contestadas e, atualmente, encontram-se no tribunal administrativo competente, não havendo até ao momento qualquer decisão.

ENCARGOS DE LIGAÇÃO ÀS REDES

A ligação à rede de uma instalação tem custos que dependem do tipo de instalação a ligar, da própria rede e da envolvente (nível de pressão, distância, exigências técnicas, traçados).

O RRC GN estabelece as condições comerciais de ligações às redes, que incluem as regras aplicáveis e os respetivos encargos, como genericamente descritos no ponto 4.1.1.4. Um dos aspetos principais desta regulamentação é a determinação do custo suportado pelo requisitante da ligação, sendo que o diferencial entre o custo total de investimento e o custo diretamente imputado ao requisitante é suportado por todos os consumidores, através das tarifas de uso de rede.

4.1.3 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 os princípios instituídos no RARII, cuja aprovação compete à ERSE.

⁹⁹ Para o ano gás 2017-2018 as taxas de remuneração do ativo foram: Atividades de alta pressão – 6,35%; atividade de distribuição – 6,65%.

O RARII integra os princípios estabelecidos no Regulamento (EU) n.º 2017/459 da Comissão, de 16 de março, que institui o código de rede para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás e que revoga o Regulamento (EU) n.º 984/2013. Este regulamento comunitário complementa 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.

A revisão do RARII, no ano de 2016, abriu a possibilidade de atribuição de capacidade em horizontes superiores ao designado "ano de atribuição de capacidade", cuja vigência decorre entre os dias 1 de outubro e 30 de setembro do ano seguinte.

Esta alteração regulamentar do RARII antecipou a publicação do Regulamento (EU) n.º 2017/459 da Comissão que, no número 3 do seu artigo 11.º, passa a obrigar a uma oferta de, no mínimo, 5 produtos anuais sucessivos a partir do ano de atribuição 2018-2019. Esta atribuição de capacidade de longo prazo deve suceder por "empilhamento" de produtos de capacidade de maturidade anual, porém, no ano de 2017, apenas foram oferecidos e atribuídos produtos cuja duração não excede o ano de atribuição de capacidade 2017-2018.

As regras e os procedimentos de detalhe relativos aos mecanismos de atribuição de capacidade, mecanismos de resolução e gestão de congestionamentos e metodologias de determinação de capacidade nas infraestruturas do SNGN são estabelecidos no Manual de Procedimentos de Acesso às Infraestruturas do SNGN (MPAI). Este manual sofreu uma revisão em 2017, com aprovação final por parte da ERSE em julho de 2017 e publicação através da Diretiva n.º 9/2017, após uma Consulta pública concluída a 24 de março de 2017.

No que respeita à atribuição de capacidade e mecanismos de gestão de congestionamentos no *Virtual Interconnection Point* (VIP)¹⁰⁰ o novo MPAI introduziu um conjunto de alterações, designadamente: (i) a oferta de produtos intradiários de capacidade nas interligações, (ii) a implementação do mecanismo de cedência voluntária de capacidade por parte dos agentes de mercado (*capacity surrender*) a produtos de maturidade mensal e (iii) a implementação do mecanismo de aumento de capacidade através do regime de sobrerreserva e resgate (*Oversubscription and Buy-back*) a produtos de capacidade harmonizados (*bundled*), ficando salvaguardado o cumprimento da Decisão 2012/490/UE da Comissão de 24 de agosto de 2012 relativa à alteração do Anexo I do Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural.

Outro dos aspetos fundamentais na revisão do MPAI prendeu-se com a operacionalização do MIBGAS e, em concreto, com a implementação de um mecanismo implícito para a atribuição de capacidade no VIP,

¹⁰⁰ VIP, ou *Virtual Interconnection Point* corresponde a agregação de todos os pontos de interligação internacional num único ponto virtual, sobre o qual se processa a contratação e nomeação da capacidade de atravessamento entre Portugal e Espanha.

previsto no artigo 50.º do RARII. Assim, foi estabelecido um novo mecanismo de reserva de capacidade no VIP para atribuição de forma implícita com as transações de gás natural no MIBGAS, bem como os procedimentos associados a esse mecanismo de atribuição.

Durante 2017 não foi atribuída capacidade ao abrigo do novo mecanismo de atribuição implícita de capacidade no VIP, em virtude do adiamento da entrada em funcionamento do MIBGAS. Assim, as regras para atribuição de capacidade no VIP, no ano de 2017, basearam-se exclusivamente no código de rede europeu para os mecanismos de atribuição de capacidade em redes de transporte de gás, de aplicação obrigatória em todos os Estados-Membros. A plataforma adotada para o efeito foi a PRISMA, à semelhança do que sucede na grande maioria das interligações de gás natural do espaço comunitário.

Refira-se ainda que, durante o ano de 2017, não foram constatadas situações de congestionamento nas infraestruturas do SNGN, ou seja, não ocorreram situações de recusa de acesso às infraestruturas.

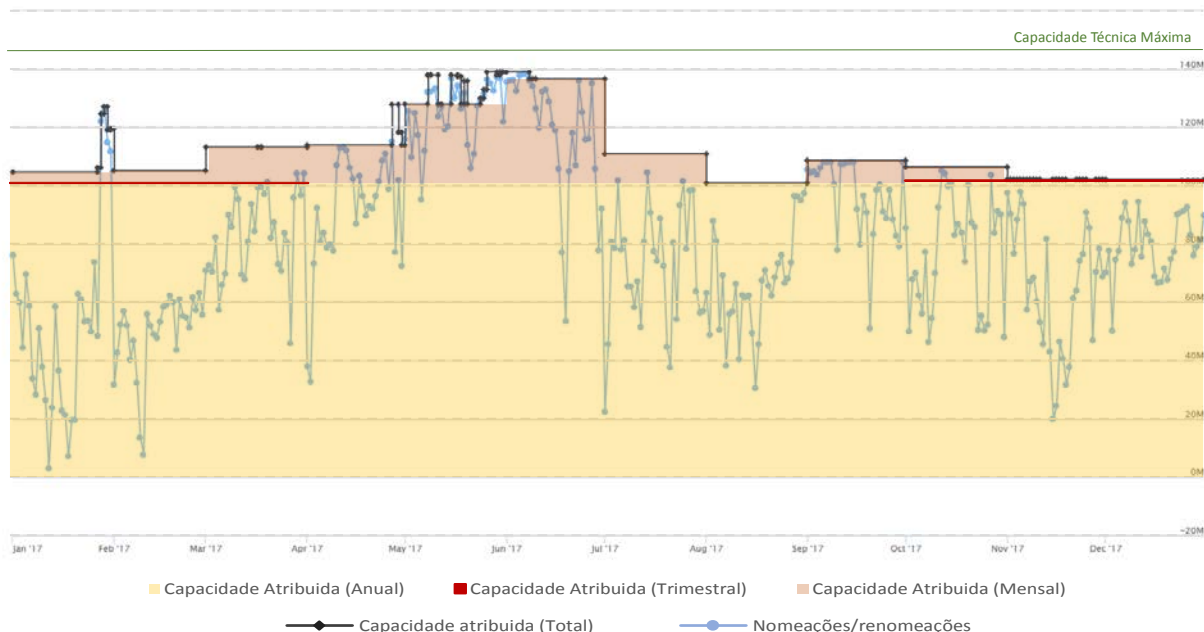
ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES

O acesso às interligações ocorreu mediante leilões anuais, trimestrais, mensais, diários e intradiários, realizados através da plataforma PRISMA.

Em 2017, a oferta e atribuição de capacidade na maturidade anual não excedeu o período relativo ao designado "ano de atribuição de capacidade" 2017-2018, de 1 de outubro de 2017 até 30 de setembro de 2018.

No que respeita aos restantes produtos de capacidade, foram oferecidos produtos firmes nas maturidades trimestrais, mensais, diárias e intradiárias, não tendo sido registadas situações em que a procura por capacidade no VIP excedesse a oferta. A Figura 4-3 apresenta a capacidade atribuída no PRISMA, no ano 2017, comparando a contratação de capacidade com as nomeações/renomeações submetidas pelos agentes de mercado e a capacidade técnica máxima oferecida no VIP.

Figura 4-3 – Capacidade contratada versus nomeações/renomeações em 2017



Fonte: dados ERSE, ENTSOG, PRISMA

Da figura anterior destaca-se a elevada contribuição dos produtos de maturidade anual no total da capacidade contratada e, em sentido oposto, a menor subscrição dos produtos trimestrais, diários e intradiários. É notória a tendência dos agentes de mercado para a contratação de produtos anuais de capacidade, sendo a modelação anual maioritariamente concretizada em produtos de maturidade mensal. A contratação de muito curto prazo, no horizonte diário e intradiário, observada através da diferença entre o total de capacidade atribuída e o empilhamento da capacidade anual, trimestral e mensal, é pouco expressiva (inferior a 2% da receita total de capacidade no VIP).

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 foi sendo materializada em acordos de gestão das interligações Portugal-Espanha, numa lógica semelhante aos acordos de interligação (*Interconnection Agreements*) previstos no Código de Rede de Interoperabilidade e Troca de Dados, aprovado pelo Regulamento (EU) 2015/703 da Comissão, de 30 de abril de 2015.

No ano 2016 e na sequência da implementação do Código de Rede de Interoperabilidade e Troca de Dados, a REN e a Enagás elaboraram uma nova versão do Acordo de Interligação satisfazendo as disposições do referido Regulamento. A proposta inicial foi submetida a uma consulta pública, no período compreendido entre os dias 26 de setembro de 2016 e 26 de novembro de 2016, e a versão final foi publicada no início de 2017.

Por outro lado, a implementação dos mecanismos de atribuição de capacidade nas interligações Portugal-Espanha, preconizada no âmbito do Regulamento (EU) n.º 2017/459 da Comissão, de 16 de março, tornou mais efetiva a cooperação entre os operadores de rede de transporte português e espanhol.

No âmbito da gestão de congestionamentos no VIP, o ano de 2017 foi marcado pela implementação de um mecanismo de aumento de capacidade através do regime de sobrerreserva e resgate (*Oversubscription and Buy-back*, ou abreviadamente *OSBB*) a produtos de capacidade harmonizados. Esta iniciativa foi inovadora no espaço comunitário uma vez que aplica o *OSBB* a produtos de capacidade harmonizados, obrigando a procedimentos comuns a ambos os operadores e, no caso de recompra de capacidade, a leilões únicos.

O mecanismo de *OSBB* implementado aplica-se na oferta de capacidade em *day-ahead* com os leilões de recompra promovidos pela PRISMA. Importa, porém, sublinhar que conforme se observa na Figura 4-3 não existiram situações de congestionamento contratual no VIP, pelo que a implementação do mecanismo referido salvaguarda o cumprimento da Decisão 2012/490/UE, sendo que as ofertas de capacidade acima da Capacidade Técnica Máxima (CTM) do VIP não resultaram numa subscrição acima da CTM e, conseqüentemente, não desencadearam a necessidade de recompra de capacidade.

Outro dos exemplos da cooperação entre as entidades de Portugal e Espanha está relacionada com a implementação do mecanismo de atribuição implícita de capacidade no VIP. Esta iniciativa juntou os esforços dos reguladores (ERSE e CNMC), operadores das redes de transporte (REN e Enagás) e operador do mercado ibérico de gás natural (MIBGAS) que, no âmbito de uma estreita cooperação, elaboraram os procedimentos colocados posteriormente em consulta pública que, no enquadramento regulamentar português, foram integrados no novo MPAI publicado em julho de 2017.

Para além dos produtos de capacidade, a ERSE e a CNMC têm vindo a desenvolver esforços no sentido de remover progressivamente as tarifas de atravessamento na fronteira Portugal-Espanha e de promover o reconhecimento mútuo dos agentes de mercado. Adicionalmente, a ERSE e a CNMC continuaram os trabalhos sobre possíveis modelos para promover uma maior integração do mercado ibérico de gás natural, conforme previsto no plano de trabalho da Iniciativa Regional de Gás do Sul.

MONITORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS DOS OPERADORES DE INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Gás Natural

A 29 de dezembro de 2017, foi lançada a consulta pública à proposta apresentada pela REN Gasodutos à DGEG, do Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT para o período compreendido entre 2018 e 2027 (PDIRGN 2017). A ERSE considerou que a proposta de PDIRGN 2017 incorporou um conjunto de alterações e melhorias em resultado dos contributos recebidos durante o processo de consulta pública anterior, resultando numa melhoria da perceção e clareza da proposta.

No processo de definição dos Projetos de Interesse Comum (PIC), liderado pela Comissão Europeia e em que a ACER participou juntamente com os reguladores, foram realizadas diversas atividades onde se destacam a verificação da consistência entre o *Ten-Year Network Development Plan* da ENTSOG e o PDIRGN 2017 bem como a análise em conjunto com a CNMC dos *Project-Specific Cost Benefit Analysis* de projetos candidatos à terceira lista de PIC, entretanto publicada. Nessa lista constam a terceira interligação Portugal Espanha (1ª fase e 2ª fase).

Planos de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição de Gás Natural

Os onze operadores das redes de distribuição de gás natural¹⁰¹ apresentaram à DGEG as respetivas propostas de Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Distribuição, para o período 2017-2021 (PDIRD-GN 2016).

Por sua vez, depois de solicitar alterações aos diversos operadores das redes de distribuição, a DGEG comunicou à ERSE as propostas recebidas, cabendo à ERSE promover uma consulta pública dos seus conteúdos que decorreu de 16 de março a 2 de maio de 2017.

O respetivo parecer da ERSE, tornado público a 20 de julho de 2017, foi globalmente positivo, tendo a ERSE referido existir um conjunto de razões que justificam nada ter a opor a uma aprovação por parte do Concedente das Propostas de PDIRD-GN 2016 dos diversos operadores das redes de distribuição, nomeadamente:

- O impacto tarifário tendencialmente nulo das propostas de PDIRD-GN 2016 das redes de distribuição existentes;
- Os comentários globalmente positivos recebidos de todos os participantes na Consulta Pública promovida pela ERSE e a significativa melhoria da qualidade dos documentos comparativamente com as anteriores propostas de PDIRD-GN.

¹⁰¹ Setgás, LisboaGás, Lusitaniagás, Beiragás, Medigás, Dianagás, Duriensegás, Paxgás, EDP Gás Distribuição, Sonorgás e Tagusgás. De notar que com a aquisição da EDP Gás Distribuição S.A. pela REN Gás S.A., a 4 de outubro de 2017, a designação social da empresa passou a REN Portugal Distribuição S.A..

4.2 PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA

4.2.1 MERCADO GROSSISTA

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

Não existe atualmente, para o mercado grossista de gás natural em Portugal, uma referência de formação de preço assente num mercado organizado ou regulamentado. O início da negociação, em dezembro de 2015, de produtos *spot* com entrega em Espanha na plataforma do MIBGAS, S.A. (entidade reconhecida pelo governo português através da Portaria n.º 643/2015, de 21 de agosto de 2015, como a entidade gestora do mercado organizado de gás a contado) não veio alterar esta situação. Efetivamente, o início da negociação de produtos no MIBGAS com entrega na zona portuguesa está ainda pendente de regulamentação específica e os volumes de transações registados no mercado organizado com entrega em Espanha revelaram-se bastante diminutos.

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 42% do saldo importador em 2017), 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, que termina em 2020.

O fornecimento através do terminal de GNL está, no essencial, assente em contratos de GNL com a Nigéria também de cláusula de *take or pay*. Esta contratualização obedece a regras de preço definidas nos contratos, estando subjacente um volume de cerca de 3,42 bcm em base anual.

Em 2017, cerca de 55% do aprovisionamento de gás natural foi realizado através de descargas de GNL.

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 o processo de implementação 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. Contudo, a 5 de outubro de 2015, iniciou-se o reporte de transações e ordens de negociação referente a contratos negociados nas plataformas de mercado organizado, de acordo com o calendário previsto no artigo 12.º do Regulamento de Execução (EU) n.º 1348/2014 da Comissão, de 17 de dezembro, relativo à comunicação de dados que dá execução aos números 2 e 6 do artigo n.º 8 do REMIT.

Apesar do *hub* ibérico de gás natural, MIBGAS, ter iniciado as suas atividades em dezembro de 2015, com a entrada em negociação de produtos *spot* com entrega em Espanha, através da plataforma MIBGAS, S.A., ainda não existe até ao momento presente uma previsão de entrada em negociação de produtos *spot* com entrega em Portugal, dificultando a explicitação de uma referência de preço e o registo de volumes de negociação, quer à vista, quer a prazo.

No dia 7 de abril de 2016 iniciou-se o reporte de transações e ordens de negociação referente a contratos relativos ao transporte de gás natural celebrados na sequência de uma atribuição primária explícita de capacidade pelo operador de rede de transporte e contratos negociados fora das plataformas de mercado organizado em toda a União Europeia, de acordo com o calendário previsto no artigo 12.º do Regulamento de Execução (EU) n.º 1348/2014 da Comissão, de 17 de dezembro, relativo à comunicação de dados que dá execução aos números 2 e 6 do artigo n.º 8 do REMIT, bem como outra informação de mercado relevante referente à utilização das infraestruturas de armazenamento de GNL e de gás natural e às operações de carga e descarga por navios metaneiros.

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.

A revisão regulamentar do setor do gás natural, ocorrida em 2016, incorporou as especificidades referentes à aplicação do REMIT.

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 4-4.

Figura 4-4 – Repartição do aprovisionamento por infraestrutura, 2013 a 2017



Fonte: dados REN Gasodutos, REN Armazenamento e REN Atlântico

Entre 2013 e 2017 verificou-se uma menor importância do terminal por contraponto à utilização da interligação, tanto na entrada de Campo Maior, como na entrada de Valença.

Em 2017 o Terminal de Sines constituiu-se como a principal via de aprovisionamento, representando cerca de 55% do volume total de gás contratado.

Para o ano gás 2016-2017 não se realizou nenhum leilão de libertação de quantidades excedentárias de gás natural do comercializador do SNGN.

REGRAS DE COMPENSAÇÃO DA REDE

Dado que o início da negociação de produtos *spot* com entrega em Portugal na plataforma MIBGAS, S.A., continua pendente de regulamentação específica foi aprovado que, até que ocorra o início da referida negociação, será utilizada a plataforma do OMIP, para a realização de leilões de aquisição ou venda de gás natural nos quais o operador da rede de transporte atua como comprador ou vendedor único tendo em vista a compensação da rede. Durante os primeiros três meses de implementação das novas regras de compensação da rede de gás natural, não se verificou a necessidade da realização de quaisquer ações de compensação por parte do operador da rede de transporte.

A entrada em vigor das novas regras de compensação da rede apoia o desenvolvimento do mercado grossista de gás natural dado que os utilizadores da rede são financeiramente incentivados a manterem equilibradas as suas carteiras de compensação. Efetivamente, os desequilíbrios registados entre os fornecimentos e os consumos na carteira de compensação de um utilizador de rede são sujeitos à

aplicação de encargos que refletem os preços de mercado e os preços das ações de compensação do operador da rede de transporte, afetados de um pequeno ajuste, de acordo com as regras previstas no Regulamento (EU) n.º 312/2014, de 26 de março de 2014. Nestas condições, os utilizadores da rede são incentivados a equilibrarem as suas carteiras de compensação, mesmo que, para tal, tenham de recorrer a transações em mercado, dado que essa atuação é menos onerosa do que a opção de se manterem em desequilíbrio.

4.2.2 MERCADO RETALHISTA

Do ponto de vista do desenvolvimento do mercado retalhista, continuou a observar-se uma consolidação do mercado liberalizado, quer em termos de consumo global de gás natural, quer em número de clientes, em parte devido à extinção de tarifas reguladas de fornecimento a clientes finais.

No final de 2017, já mais de 96% dos consumos de gás natural do segmento convencional (excluindo-se os centros eletroprodutores em regime ordinário) são abastecidos por comercializadores em regime de mercado.

No mercado livre de gás natural, no final de 2017, estavam presentes 13 comercializadores, sendo que 11 encontravam-se a fornecer clientes com consumos inferiores ou iguais a 500 m³/ano.

Até ao final de 2017, mais de 570 mil consumidores, num universo de cerca de 1,4 milhões, mudaram de comercializador através da respetiva plataforma, correspondendo, na sua maioria, a consumidores do segmento residencial.

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

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

No âmbito das obrigações de publicitação de preços pelos comercializadores, bem como das competências da ERSE quanto à monitorização do mercado de gás natural e à informação aos consumidores e aos restantes agentes sobre os preços praticados, os comercializadores enviam à ERSE informação atualizada sobre os preços de referência que estes praticam ou preveem praticar para a totalidade dos fornecimentos de gás natural em Baixa Pressão e consumos anuais inferiores ou iguais a

100 000 m³ (BP<), assim como informação sobre os preços médios efetivamente praticados no mercado retalhista¹⁰².

Os preços médios efetivamente praticados no mercado retalhista, reportados trimestralmente pelos comercializadores de gás natural à ERSE, são utilizados 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).

Quanto aos preços de referência, estes são entendidos como 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, 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 de outras campanhas promocionais.

Esta informação, que deve ser enviada em base anual (fim de julho, por referência ao ano gás) e sempre que haja alguma alteração de preços ou condições contratuais, é integrada em ferramentas de simulação e apoio à tomada de decisão dos consumidores, disponibilizadas pela ERSE na sua página na internet¹⁰³, as quais são descritas no ponto dedicado à transparência. Recentemente, estas ferramentas foram complementadas com a publicação de boletins trimestrais acerca dos preços de referência praticados no mercado em BP<¹⁰⁴.

A análise realizada às ofertas comerciais disponibilizadas pelos comercializadores revelou que, em dezembro de 2017, para o consumidor representativo do universo dos clientes domésticos¹⁰⁵, existiam oito comercializadores em mercado, com um total de 26 ofertas (exclusivamente) de gás natural e 25 ofertas integradas de gás natural e eletricidade (duais), totalizando 51 ofertas comerciais. Quatro destes comercializadores apresentaram ofertas com serviços adicionais.

No período referido acima, a oferta comercial com menor fatura anual apresentava o valor de 200 €/ano, tratando-se de uma oferta comercial dual. O diferencial desta oferta em relação à oferta mais cara é de 66

¹⁰² Nos termos do Despacho n.º 3677/2011, de 24 de fevereiro, disponível em [http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1507/Despacho 3677-2011.pdf](http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/1507/Despacho%203677-2011.pdf).

¹⁰³ Em www.erse.pt.

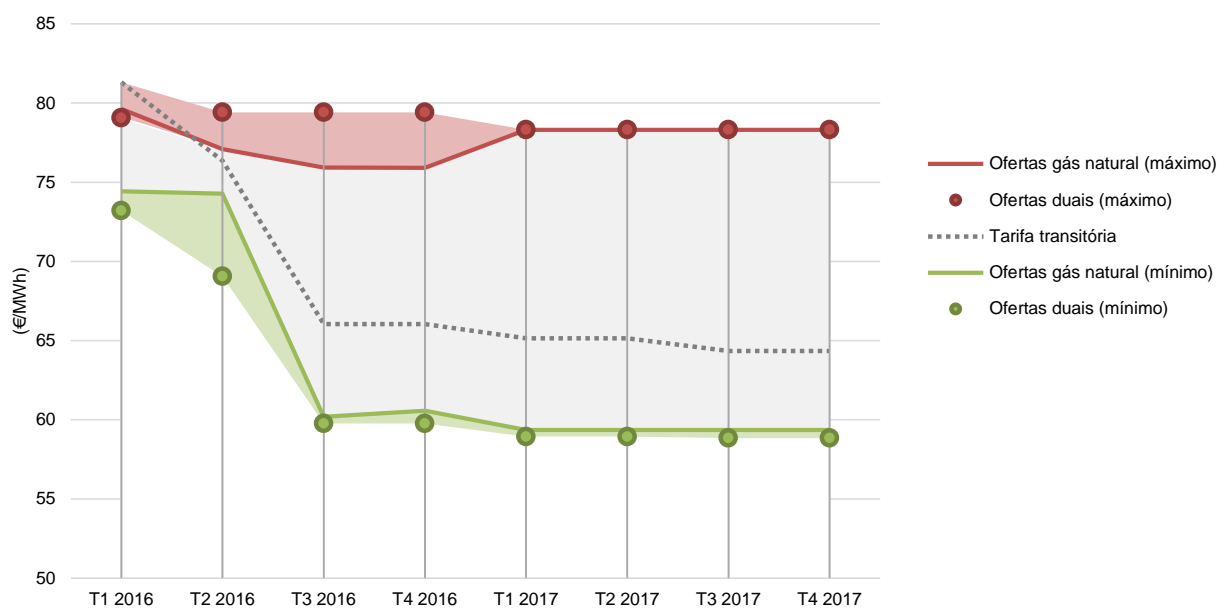
¹⁰⁴ Os Boletins das Ofertas Comerciais de Gás Natural encontram-se em <http://www.erse.pt/pt/supervisadomercados/mrgn/Paginas/monpgn.aspx>.

¹⁰⁵ Representatividade em unidades de energia. Corresponde ao consumidor tipo 2 (casal com filhos e sem aquecimento central), com um consumo anual de gás natural de 292 m³.

€/ano (25%). A oferta comercial exclusivamente de gás natural com menor valor apresentava o valor de 202 €/ano apresentando um desconto de aproximadamente 24% em relação à oferta mais cara¹⁰⁶.

A Figura 4-5 apresenta a evolução dos preços das ofertas em mercado, bem como os preços da tarifa transitória, em 2016 e 2017. Em 2017, verificou-se um acoplamento dos preços máximos das ofertas exclusivamente de gás natural e dos correspondentes nas ofertas duais, com os preços das ofertas comerciais a manterem-se estáveis no período.

Figura 4-5 – Preço das ofertas comerciais de gás natural (exclusivamente de gás natural e duais) para o consumidor tipo 2 em 2016 e 2017



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 manteve em funcionamento no seu sítio na internet um simulador de comparação de preços no mercado em Portugal continental para instalações em BP¹⁰⁷. O simulador de preços permite a comparação dos preços de todos os comercializadores registados e em atividade em

¹⁰⁶ Preços reais, sem impostos e taxas.

¹⁰⁷ Disponível desde 2012 em <http://www.erse.pt/pt/Simuladores/Paginas/simgasnatural.aspx>. As Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira não têm fornecimento de gás natural.

Portugal Continental permitindo ao consumidor escolher o seu fornecedor de gás natural, pela comparação dos preços e das condições comerciais praticadas por cada comercializador.

De forma a 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. Nas situações em que se identifiquem discrepâncias ou lacunas, a ERSE reserva-se ao direito de não publicação das ofertas comerciais no seu simulador, até os comercializadores terem ultrapassado as questões identificadas.

Além do simulador, a ERSE disponibiliza também na página de internet toda a informação de preços de referência e demais condições contratuais que serve de base ao funcionamento do simulador¹⁰⁸, permitindo manter um histórico da informação relativa às propostas comerciais presentes no mercado.

Acresce que os comercializadores que pretendam abastecer clientes com consumos anuais de gás natural inferiores a 10 000 m³ (n) devem disponibilizar publicamente, designadamente através das suas páginas na Internet, ofertas públicas de fornecimento de gás natural, bem como das condições gerais dos contratos para estes clientes¹⁰⁹.

Estão também em vigor regras relativas à informação a disponibilizar nas faturas dos clientes, designadamente sobre a periodicidade de faturação, informação relativa à parcela das tarifas de acesso, indicação do volume de gás natural medido e dos fatores de conversão para energia (de unidades físicas, em m³, para unidades de energia, em kWh)¹¹⁰ e da rotulagem do gás natural.

As regras de acesso à informação dos consumos de gás natural, pelos clientes, estão reguladas pela ERSE nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados¹¹¹.

EFICÁCIA DA CONCORRÊNCIA

Em termos de abertura efetiva do mercado, a Figura 4-6 apresenta a parte do mercado (em consumo), no ano de 2017, que se encontra a ser abastecido por um comercializador em regime de mercado. É observável que, do total do consumo com exceção dos centros eletroprodutores, cerca de 97% são

¹⁰⁸ O documento está disponível em http://www.erse.pt/pt/Simuladores/Documents/PreçosRef_BTN.pdf.

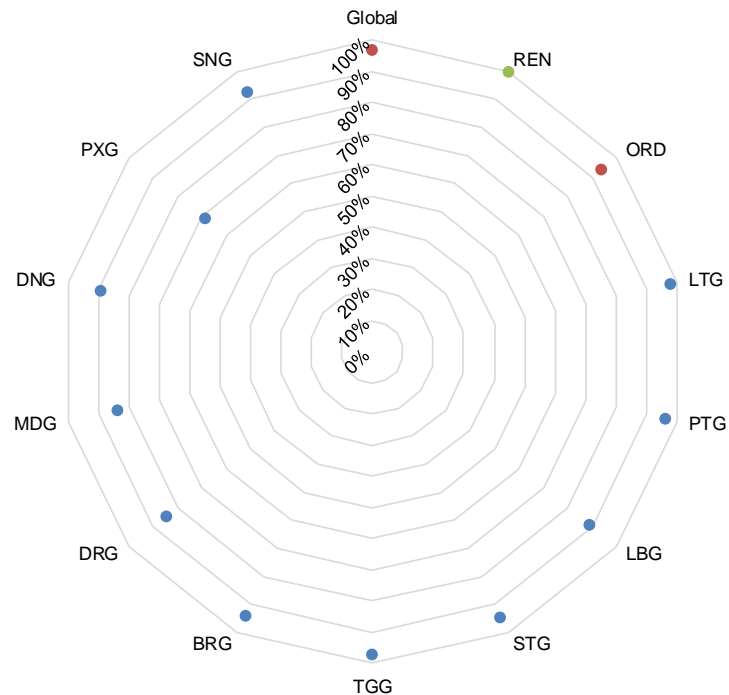
¹⁰⁹ Nos termos do número 2 do artigo 87.º do Regulamento n.º 416/2016, de 29 de abril, da ERSE, que aprova o RRC do setor de gás natural, disponível em http://www.erse.pt/pt/gasnatural/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/RRC_GN2016_DR.pdf.

¹¹⁰ A faturação de gás natural é efetuada em kWh, nos termos do artigo 111.º do RRC do setor do gás natural.

¹¹¹ Aprovado pelo Despacho n.º 1801/2009, de 14 de janeiro, disponível em http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/812/Despacho_1801_2009.pdf.

assegurados por comercializadores em mercado, sendo esse valor genericamente mais elevado nas principais distribuidoras de gás natural.

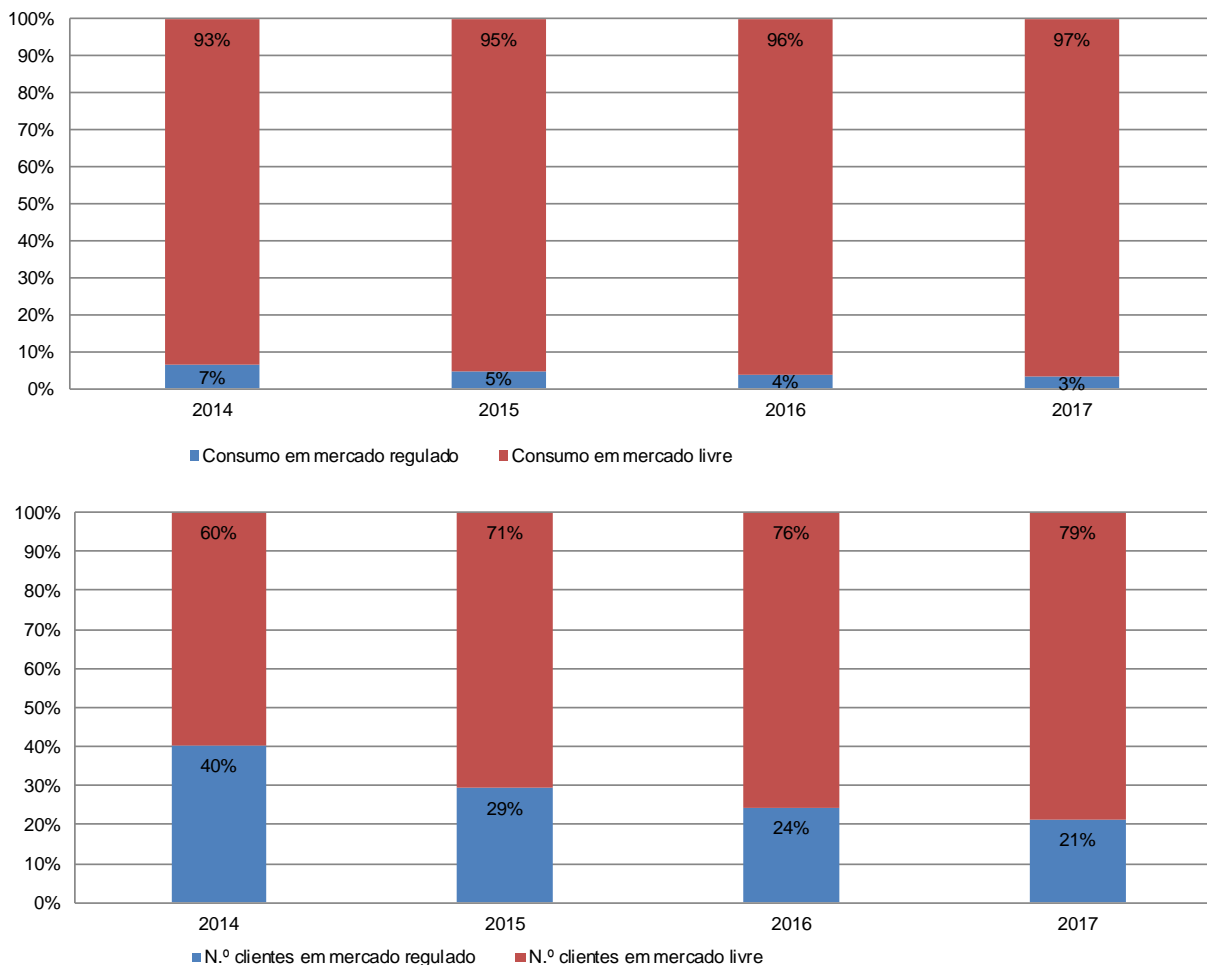
Figura 4-6 – Penetração do Mercado Liberalizado por ORD e ORT (total do consumo em energia, excluindo centros eletroprodutores), 2017



Fonte: dados REN Gasodutos. Nota: BRG – Beiragás, DNG – Dianagás; DRG – Duriensegás; LBG – Lisboaagás; LTG – Lusitaniagás; MDG – Medigás; PTG – EDP Gás Distribuição; PXG – Paxgás; SNG – Sonorgás; STG – Setgás; TGG – Tagusgás; REN – REN Gasodutos; ORD – conjunto dos operadores de rede de distribuição; Global – ORD e REN.

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, como se pode observar na Figura 4-7, em 2017 o consumo em mercado já representa mais de 96% do consumo total.

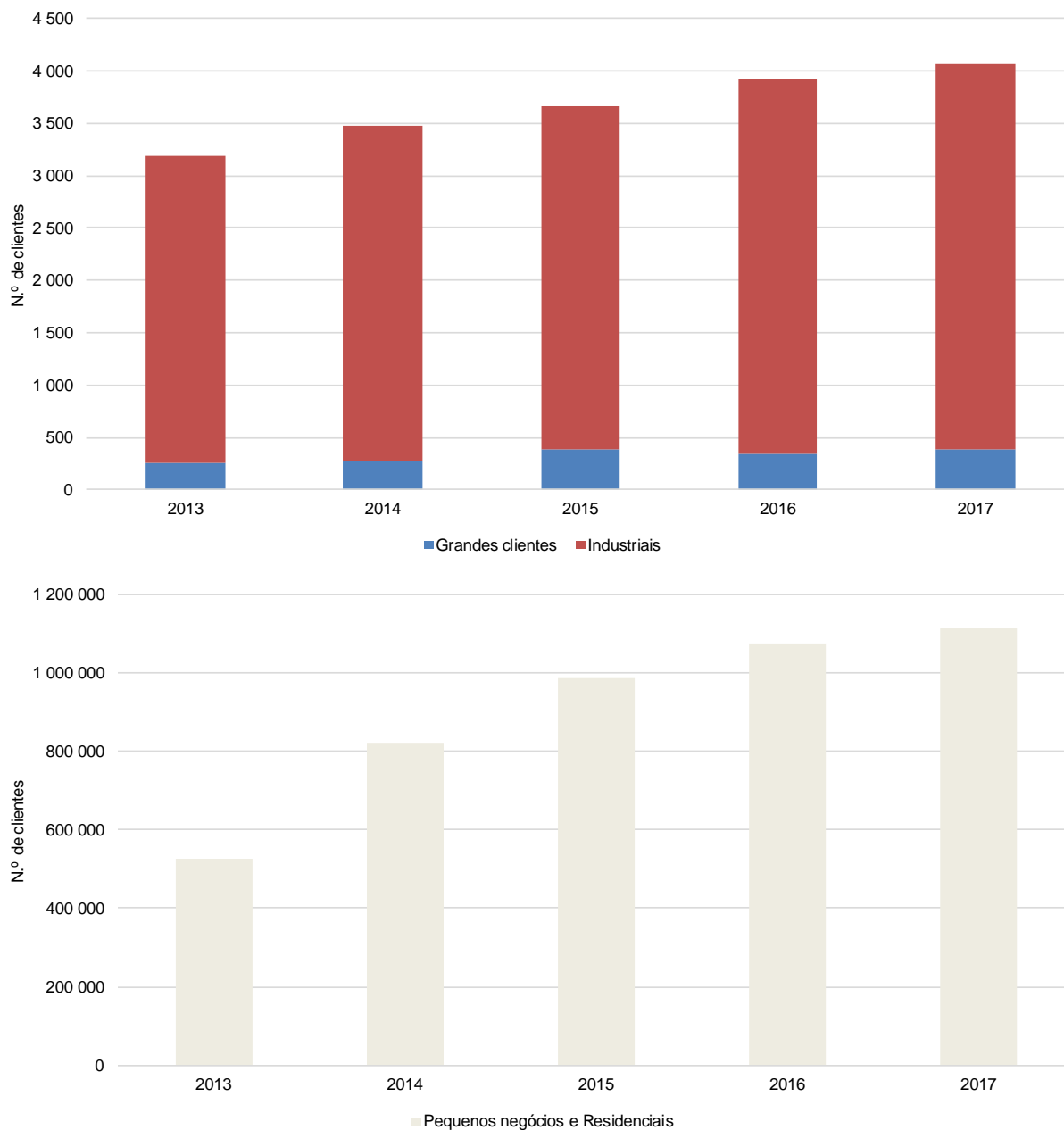
Figura 4-7 – Repartição do consumo entre mercado regulado e mercado liberalizado, 2014 a 2017



Fonte: dados REN Gasodutos

Quanto ao número total de clientes, o aumento da dimensão do mercado no período analisado deve-se essencialmente à continuação da entrada de clientes residenciais e pequenos negócios (segmentos com consumo inferior a 10 mil m³) e, também, de clientes industriais (com um consumo entre 10 mil m³ e 1 milhão de m³) que, em 2017, aumentaram cerca de 9% face ao ano anterior (vide Figura 4-8). Em 2017, cerca de 78% do número de clientes já está no mercado livre.

Figura 4-8 – Evolução do mercado liberalizado em Portugal Continental, 2013 a 2017

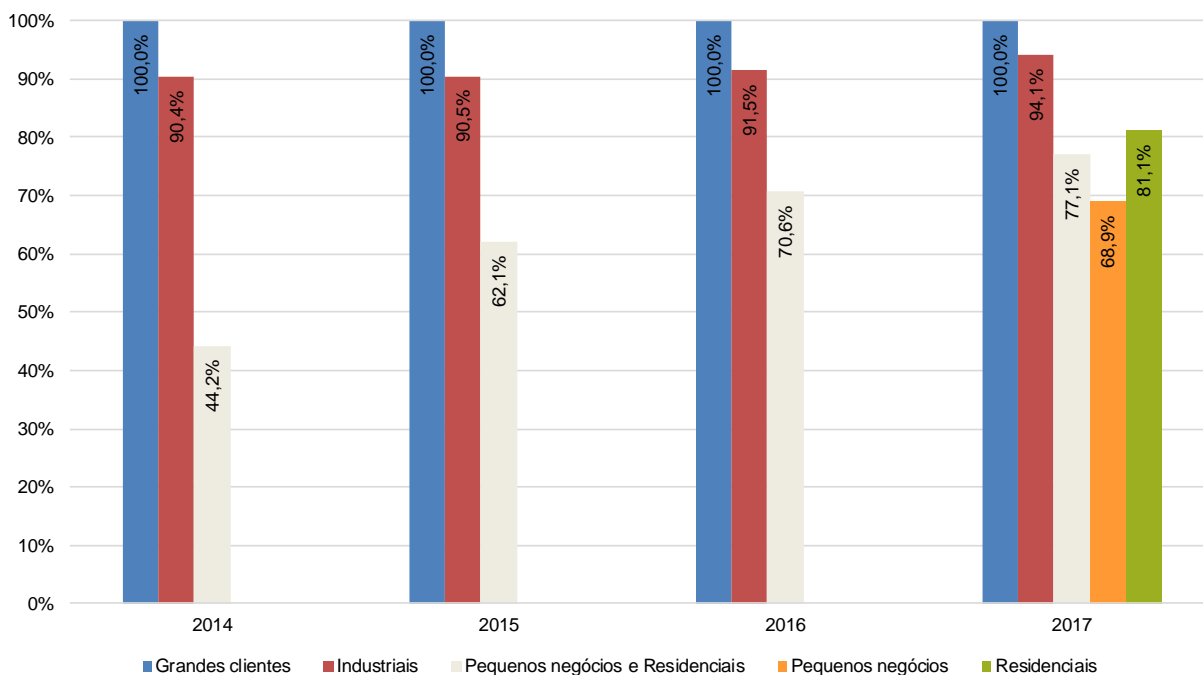


Fonte: dados REN Gasodutos

Na mesma figura pode observar-se ainda que, em 2017, o segmento com um maior consumo, referente a grandes clientes (com um consumo superior a 1 milhão de m³), registou um aumento de 14% face a 2016, e o número de clientes residenciais e pequenos negócios e de clientes industriais aumentou 3%.

Os consumos de cada segmento de clientes que se encontra em mercado liberalizado são apresentados na Figura 4-9, sendo observável que, no ano de 2017, a totalidade do consumo de grandes clientes foi assegurada por comercializadores em mercado.

Figura 4-9 – Penetração do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2014 a 2017



Fonte: dados REN Gasodutos

Relativamente aos valores específicos no segmento de clientes industriais, estes seguem o mesmo racional do total de clientes, sendo de realçar que, globalmente, mais de 94% do consumo deste conjunto de clientes é já abastecido por comercializadores em regime de mercado.

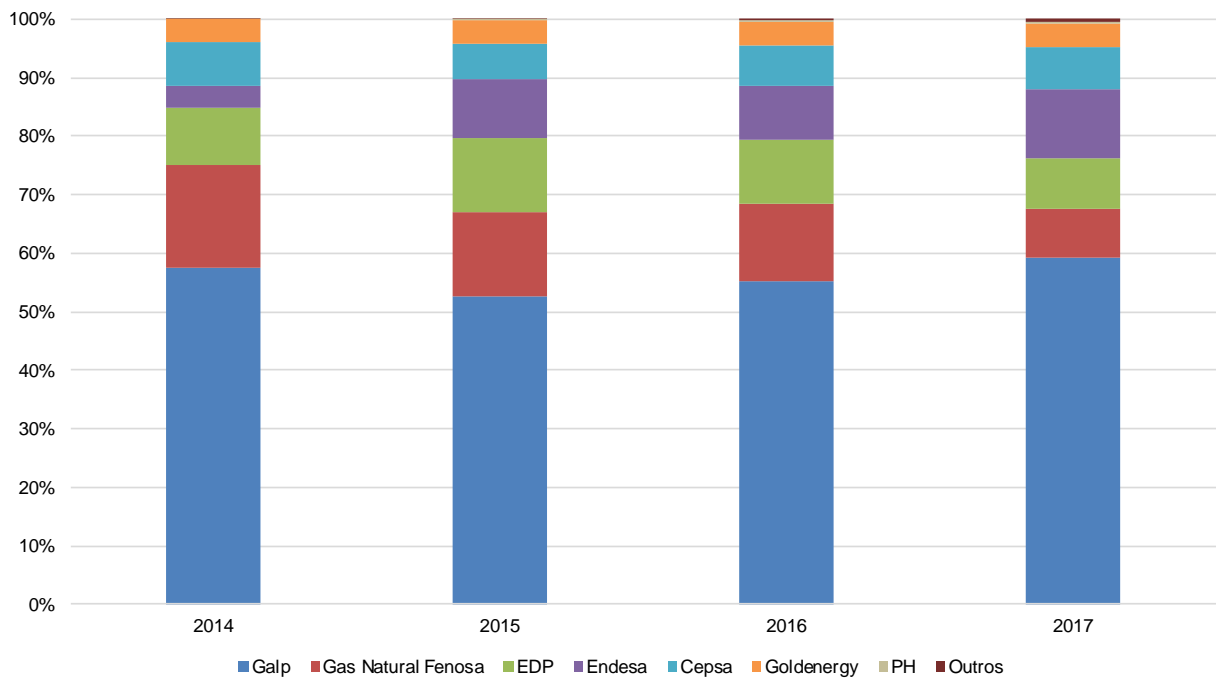
No mercado liberalizado, o segmento de clientes industriais é o mais disputado de todos, tendo também o segmento de clientes residenciais com uma competitividade elevada, sendo que existe um comercializador com quota superior a 50% no final de 2017.

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 6% do consumo total neste mercado.

Ao contrário da tendência observada no ano anterior, de redução da concentração global empresarial no segmento de clientes domésticos, em 2017 observou-se um aumento da concentração, tanto com relação ao número de consumidores, quanto no que se refere ao consumo.

A redução de quota de mercado do grupo Galp, principal operador no mercado do gás natural, visível a partir de 2014 (70% em 2013), registou um ligeiro aumento, entre 2015 e 2017, para 59%, conforme se pode extrair da Figura 4-10.

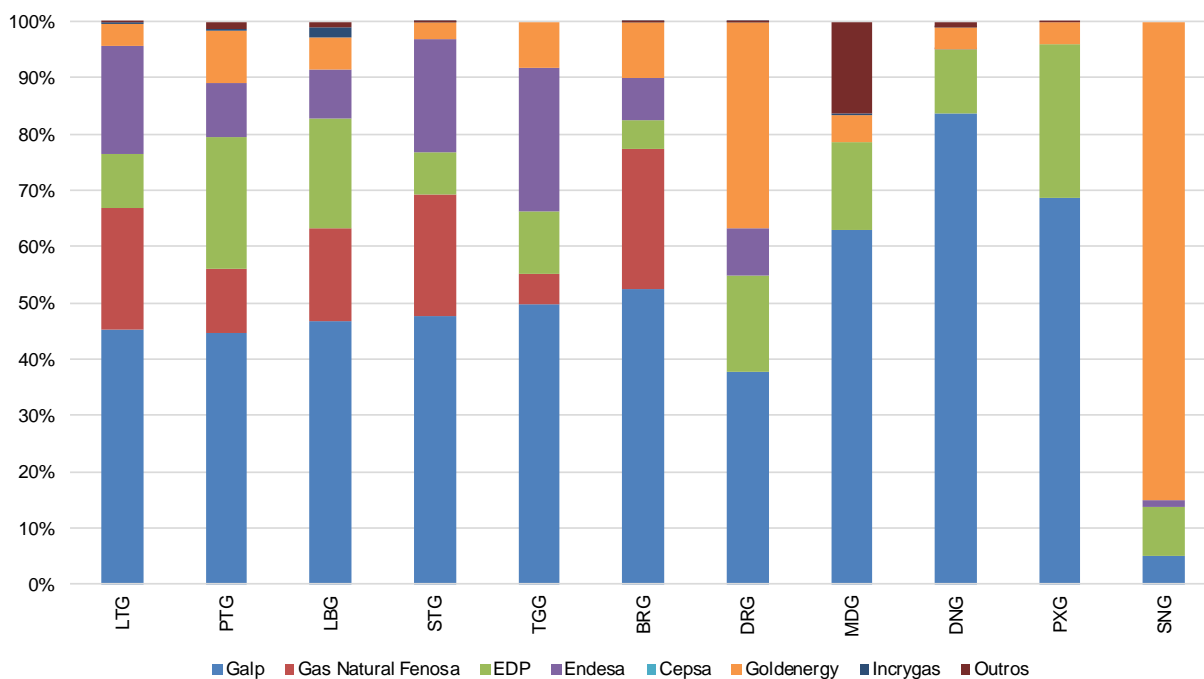
Figura 4-10 – Estrutura dos fornecimentos em mercado liberalizado por empresa comercializadora, 2014 a 2017



Fonte: dados REN Gasodutos

A repartição das quotas de mercado, em consumo abastecido, por rede de distribuição é explicitada na Figura 4-11. Em 2017 o grupo Galp deteve uma quota de mercado superior a 40% em mais de metade das redes de distribuição.

Figura 4-11 – Repartição dos consumos abastecidos por comercializadores em regime de mercado e por rede de distribuição, 2017



Fonte: dados REN Gasodutos

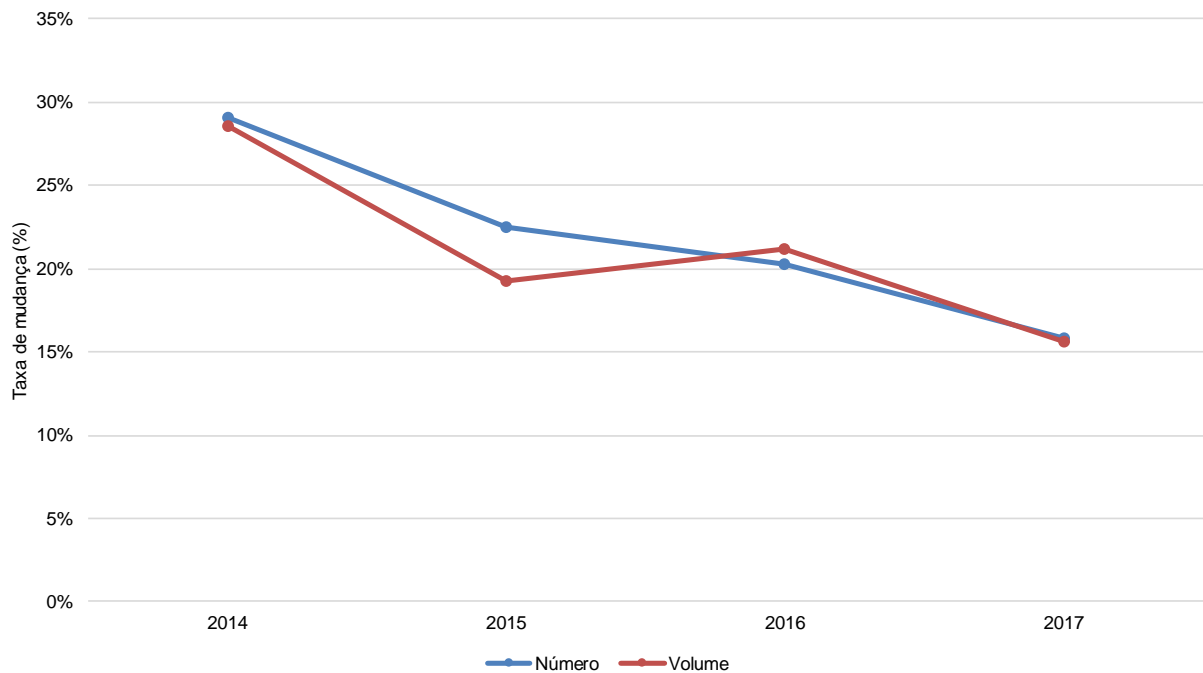
Em 2017, a EDP Comercial continuou a ocupar a segunda posição em termos de quota de fornecimento de gás natural, com a sua posição mais expressiva nas redes de distribuição operadas pela EDP Gás Distribuição (PTG), LisboaGás (LBG), PaxGás (PXG), DurienseGás (DRG) e Medigás (MDG).

Salienta-se ainda a Goldenergy, que continua a ocupar posições maioritárias nas redes de distribuição da DurienseGás (DRG) e da Sonorgás (SNG).

A Endesa e a Gás Natural Fenosa têm posições relevantes nas áreas concessionadas pela Lusitaniagás (LTG), EDP Gás Distribuição (PTG), LisboaGás (LBG), Setgás (STG), Beiragás (BRG) e Tagusgás (TGG).

As taxas de mudança de comercializador continuam elevadas, apesar da tendência de declínio observada nos últimos anos. Em 2017, cerca de 16% dos consumidores de eletricidade mudaram de fornecedor, conforme se pode verificar na Figura 4-12.

Figura 4-12 – Mudança de comercializador, 2014 a 2017



Fonte: dados REN Gasodutos

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.

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

RECOMENDAÇÕES AOS PREÇOS DE FORNECIMENTO

Em 2017, 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, 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.

MEDIDAS PARA PROMOVER A CONCORRÊNCIA EFETIVA

Conforme referido supra em relação ao mercado grossista, a ERSE possui competências próprias que advêm do quadro legal do setor energético e da concorrência.

Durante o ano de 2017, foi emitido um parecer à Autoridade da Concorrência sobre a operação de aquisição de controlo conjunto sobre a TDARCOL – Sociedade Gestora de Participações (TDARCOL) pelas empresas OZ Energia, SA (OZ Energia) e Arcolgeste, SA (Arcolgeste).

Na análise efetuada pela ERSE detetou-se que a *holding* Gestmin que controlava o adquirente OZ Energia detinha participações financeiras relevantes no setor das infraestruturas energéticas (REN). Por outro lado verificou-se que a adquirida detinha participações numa empresa (DIGAL) que, apesar de não estar ativa no mercado de gás natural detinha licença de comercialização emitida pela DGEG.

No processo de certificação da REN enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural foi-lhe imposto um regime de separação completa, jurídica e patrimonial, por forma a garantir a independência face às atividades de produção e de comercialização o que levou a empresa OZ Energia Gás, S.A. a solicitar o cancelamento do registo de comercializador de eletricidade e de gás natural para que se cumprissem as condições necessárias à certificação.

Face ao exposto, neste caso, a ERSE identificou no seu parecer a situação da DIGAL enquanto detentora de licença de comercialização de gás natural tendo expressado a sua não oposição à concretização da operação supramencionada, sob condição de todas as empresas participadas direta e indiretamente pela notificante, bem como as sociedades em relação de grupo económico, incluindo todas e quaisquer sociedades ora adquiridas, cumpram integralmente as condições impostas pela ERSE no processo de certificação dos ORT de eletricidade e de gás natural.

4.3 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

A segurança do abastecimento é assegurada pelo Governo, que delegou na DGEG a sua monitorização¹¹², com a colaboração do operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN). A monitorização da segurança de abastecimento deve incluir o equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional, o nível de procura prevista e dos fornecimentos e das reservas disponíveis e a capacidade suplementar prevista ou em construção, bem como a qualidade e o nível de manutenção das infraestruturas e as medidas destinadas a fazer face a níveis extremos de procura e às falhas de um ou mais comercializadores.

A ERSE acompanha a evolução da oferta e a procura no mercado nacional, o nível de procura prevista e dos fornecimentos bem como as condições de garantia da segurança do abastecimento de gás natural.

¹¹² Nos termos do estabelecido no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, e no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 231-B/2012, de 26 de outubro.

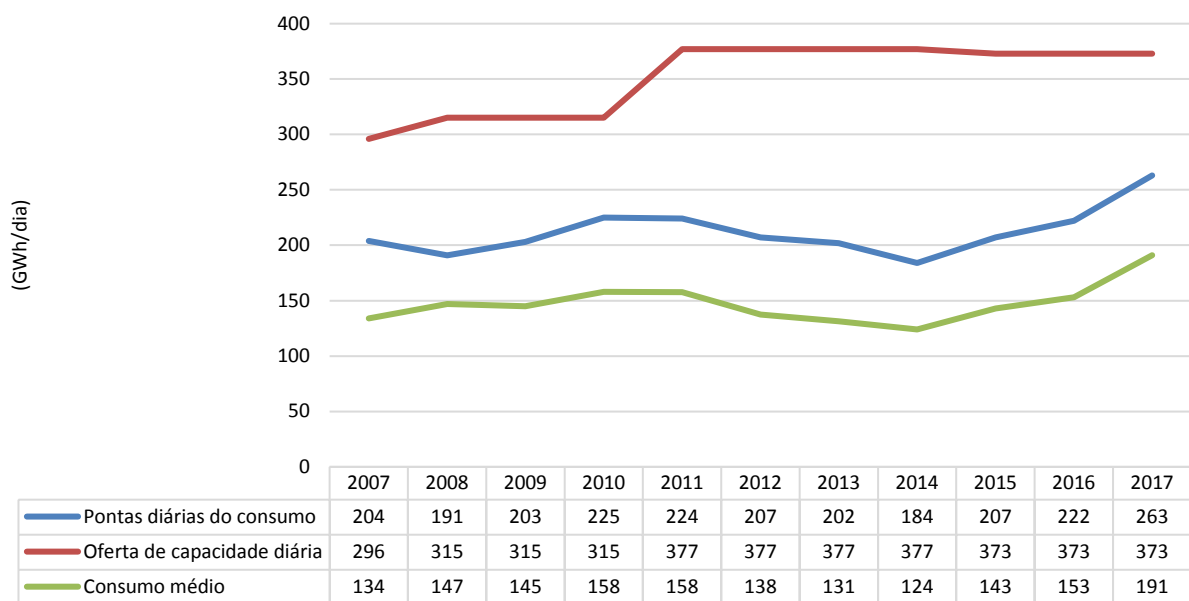
A monitorização de medidas de salvaguarda compete à DGEG por via do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás Natural.

4.3.1 MONITORIZAÇÃO DO BALANÇO ENTRE OFERTA E PROCURA

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

Na Figura 4-13 apresenta-se a evolução da capacidade de oferta no SNGN¹¹³, o consumo médio diário de gás natural e as pontas anuais de consumo, entre 2007 e 2017. Neste período, o consumo médio diário de gás natural cresceu, em média, cerca de 4% ao ano. A ponta de consumo de gás natural mais expressiva do SNGN ocorreu em 2017, tendo sido registado um valor de 263 GWh/dia.

Figura 4-13 – Evolução da capacidade de oferta no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, 2007 a 2017



Fonte: REN - Dados Técnicos 2017 e REN Gasodutos – PDIRGN 2018-2027

Da análise da figura é possível constatar que a capacidade de oferta diária registou um crescimento entre 2007 e 2008 e também entre 2010 e 2011 e um decréscimo entre 2013 e 2014; mantendo-se estável nos restantes anos. Para além disso, verifica-se que a oferta de capacidade no SNGN é bastante superior à ponta diária de consumo para todo o período considerado. No ano de 2017, o consumo médio diário e a

¹¹³ 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.

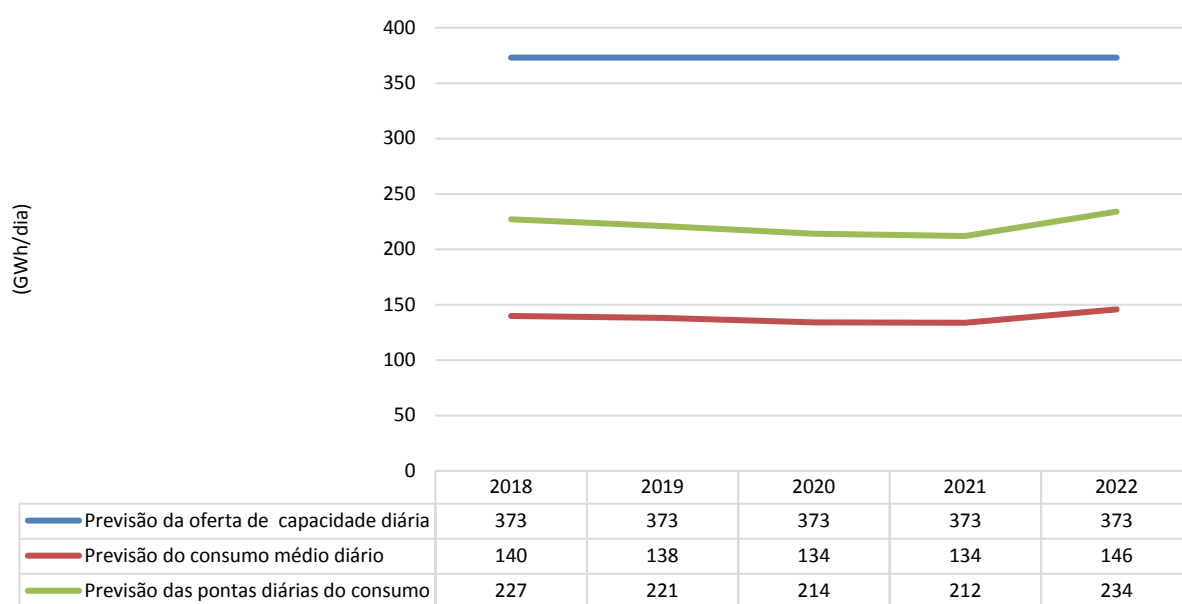
ponta de consumo representaram 51% e 71% da oferta de capacidade de entrada no SNGN, respetivamente.

4.3.2 EVOLUÇÕES PREVISTAS DA PROCURA E DA OFERTA

A Figura 4-14 mostra as previsões da evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário de gás natural e pontas anuais de consumo, de 2018 até 2022.

Com base nos dados da REN Gasodutos, a previsão da capacidade disponível para fins comerciais situa-se bastante acima da previsão de utilização de capacidade para os próximos anos. No ano de 2022 prevê-se que o consumo médio diário e a ponta de consumo representarão cerca de 39% e 63% da oferta de capacidade de entrada no SNGN, respetivamente. De acordo com as previsões da REN Gasodutos, os projetos propostos no Plano de Desenvolvimento e Investimento da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT) para o período 2018-2027 não têm qualquer impacto na capacidade disponível.

Figura 4-14 – Previsões para a evolução da oferta de capacidade no SNGN, consumo médio diário e pontas de consumo, 2018 a 2022



Fonte: REN Gasodutos – PDIRGN 2018-2027

4.3.3 MEDIDAS PARA GARANTIA DE ABASTECIMENTO

A promoção das condições de garantia e segurança do abastecimento de gás natural do SNGN é feita através de medidas do lado da oferta e do lado da gestão da procura.

Apesar do SNGN continuar a depender parcialmente de um grande país fornecedor de gás - a Argélia - a diversificação de origens de aprovisionamento foi potenciada pelo terminal de GNL de Sines, cuja entrada em exploração decorreu em 2004.

Outra das iniciativas visando a segurança de abastecimento no que respeita a diversificação das fontes de aprovisionamento é a integração do mercado português no âmbito de um mercado ibérico. Com efeito, no ano de 2017, 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.

Uma outra forma de garantir a segurança do abastecimento de gás natural consiste na constituição e manutenção de reservas de segurança, as quais devem salvaguardar o aprovisionamento dos “clientes protegidos”, estabelecidos em conformidade com o Regulamento (UE) 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho de 25 de outubro relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás, e os produtores de eletricidade em regime ordinário não interruptíveis, por um período de 30 dias, numa situação de falta de aprovisionamento ao SNGN.

Tendo por base as conclusões do Relatório sobre “Avaliação dos Riscos que afetam o aprovisionamento de Gás Natural em Portugal, período 2017-2025” (publicado pela DGEG), a Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas, Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT) dispõe de capacidade de armazenamento suficiente para a constituição da totalidade das necessidades de reservas de segurança.

Para além das medidas adotadas para salvaguardar a segurança do abastecimento e a cobertura das pontas de consumo, do lado da oferta, também estão implementadas medidas do lado da gestão da procura, as quais consistem na utilização de combustíveis alternativos, em concreto combustíveis derivados de petróleo, em substituição do gás natural nos produtores de eletricidade em regime ordinário interruptíveis. Com efeito, as centrais eletroprodutoras da Tapada do Outeiro e de Lares dispõem de grupos bi-fuel e estão autorizadas contratualmente a garantirem o seu funcionamento mediante o fornecimento de combustível alternativo ao gás natural, nos termos previstos no artigo 50.º-B do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro.

5 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES E GESTÃO DA CONFLITUALIDADE

5.1 PROTEÇÃO DOS CONSUMIDORES

Em 2017, a ERSE prosseguiu a sua atribuição geral de proteção dos direitos e interesses dos consumidores de energia. Esta é uma preocupação transversal à atividade genérica da ERSE, estando presente em todas as iniciativas e decisões regulatórias, designadamente no âmbito da promoção de regras de relacionamento comercial transparentes e justas, tarifas e preços que reflitam custos eficientes, qualidade dos serviços prestados e promoção da informação e esclarecimento dos consumidores.

Neste quadro, sublinham-se as atividades de proteção dos consumidores desenvolvidas de forma continuada identificadas pelos seguintes temas: (i) medidas de natureza regulamentar; (ii) verificação do cumprimento da legislação (iii) disponibilização de informação e (iv) outros desenvolvimentos na área do relacionamento de consumo. A ERSE 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 questões individualmente apresentadas, tratadas em sede da gestão da conflitualidade, a ERSE elabora periodicamente e divulga conteúdos formativos e informativos através do Portal do Consumidor, um sub portal dedicado aos consumidores de energia alojado no portal institucional.

O “Portal do Consumidor” serve o propósito de divulgar informação considerada útil a todos os interessados nos setores regulados, em particular os consumidores de energia. Além de um conjunto de aspetos relacionados com o circuito comercial associado ao fornecimento de eletricidade e de gás natural, incluindo a temática de mudança de comercializador ou a tarifa social, destaca-se em 2017 a produção de dois Módulos Pedagógicos e os Alertas de Más Práticas.

Os módulos pedagógicos “A Eletricidade: Como funciona?” e “O Gás Natural: Como funciona?” receberam inspiração de um modelo criado pelo regulador de energia francês, a CRE, e foram adaptados às necessidades nacionais. Pretendeu-se com esta iniciativa munir o consumidor de informação essencial sobre o funcionamento de toda a cadeia de valor, desde a produção ao consumo de energia.

Os Alertas de Más Práticas foram lançados no dia 29 de maio de 2017, assinalando o Dia Mundial da Energia. Preparados e orientados para os consumidores mais vulneráveis e com dificuldade no acesso à informação, estes alertas colocam em evidência algumas práticas comerciais agressivas e enganosas desenvolvidas por comercializadores de energia, procurando-se a sua prevenção através de conselhos práticos e de simples apreensão. Durante o ano de 2017 foram divulgados 7 “Alertas de Más Práticas.

Ainda com objetivo formativo, a ERSE dinamiza e participa em sessões de informação e de formação sobre matérias de relacionamento comercial e outras que possam ser do interesse dos consumidores de energia.

Em 2017 manteve-se a dinâmica do programa ERSEFORMA, que normalmente tem como destinatários preferenciais os colaboradores de organismos de informação e apoio aos consumidores e de instâncias de resolução alternativa de litígios. Em 2017 foram igualmente promovidas sessões de esclarecimento às próprias empresas reguladas, na sequência de alterações legislativas com impacte na proteção dos consumidores, como sucedeu com a implementação do livro de reclamações eletrónico. Através de protocolo celebrado com entidade pública que presta apoio às pequenas e médias empresas, a ERSE foi formadora em ações especificamente destinadas a estes clientes empresariais de energia. Do mesmo modo, a ERSE participou também em sessões de informação promovidas por entidades vocacionadas para a defesa dos consumidores em geral, para a resolução extrajudicial de litígios de consumo, bem como em universidades. No total, no ano em apreço, a ERSE participou ativamente em 13 ações de formação.

Na vertente da resolução de conflitos, de natureza comercial e contratual, além do esclarecimento das partes envolvidas, a ERSE pode recomendar ou sugerir a resolução de um litígio, ainda que não possa impor a solução do caso concreto.

Em paralelo, a ERSE fomenta o recurso à arbitragem, em especial a efetuada no âmbito dos centros de arbitragem de conflitos de consumo existentes, com a celebração de protocolos de colaboração. No capítulo seguinte, contempla-se informação mais detalhada sobre o tratamento de reclamações levado a cabo em 2017 pela ERSE.

5.2 GESTÃO DA CONFLITUALIDADE

Na sua intervenção direta na gestão de conflitualidade, a ERSE promove o recurso à arbitragem voluntária¹¹⁴ e faz uso de outros mecanismos de resolução de litígios de carácter voluntário, através dos quais pode recomendar a resolução de casos concretos.

A ERSE pode ainda promover inspeções aos registos de reclamações e às instalações dos comercializadores de eletricidade e de gás natural 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.

¹¹⁴ Nos termos da Lei, tratando-se de um serviço público essencial, como o fornecimento de eletricidade e de gás natural, se o consumidor enquanto pessoa singular optar expressamente por recorrer a um centro de arbitragem de conflitos de consumo, a arbitragem torna-se obrigatória para o prestador do serviço que mantém diferendo com o consumidor (arbitragem necessária).

Estas tarefas encontram-se internamente atribuídas a uma equipa dedicada ao apoio ao consumidor de energia. O ACE (Apoio ao Consumidor de Energia) é uma unidade funcional autónoma, cuja atuação assenta em três grandes áreas: i) a informação ao consumidor, ii) a formação/educação do consumidor e iii) o tratamento de reclamações/resolução de conflitos.

A atribuição estatutária de informar e esclarecer os consumidores de energia foi concretizada, em 2017, através da resposta escrita a pedidos de informação, do atendimento telefónico através de linha dedicada, todos os dias úteis das 15h às 18h, e da laboração e atualização de conteúdos informativos constantes tanto da página da ERSE na internet como em suporte físico. Este atendimento é assegurado diretamente por colaboradores da ERSE. A ERSE também assegura atendimento presencial, sujeito a prévio agendamento.

Os pedidos de informação dirigidos à ERSE por escrito têm origem em diversos canais, privilegiando-se cada vez mais os meios eletrónicos. Em 1 de julho de 2017, entrou em funcionamento a plataforma digital do Livro de Reclamações Eletrónico, através da qual os consumidores podem escolher entre apresentar uma reclamação ou solicitar informação. O pedido de informação é enviado direta e exclusivamente à entidade reguladora do setor, que dispõe de 15 dias úteis para enviar a correspondente resposta. Entre 1 de julho e 31 de dezembro de 2017, a ERSE recebeu via plataforma do Livro de Reclamações Eletrónico 600 pedidos de informação. O número total de pedidos de informação registados na ERSE em 2017 foi de 1 585.

O tema faturação e as questões relativas a tarifas e preços bem como a matéria relativa ao contrato de fornecimento foram os temas mais suscitados.

O tratamento de reclamações, à semelhança da resposta aos pedidos de informação, assenta, desde logo, numa ferramenta informática de gestão de processos (CRM) através da qual são geridas as várias fases do processo, desde a triagem à resposta final, passando pela análise jurídica e eventuais pedidos de apoio técnico junto das demais unidades orgânicas de regulação.

Em 2017 foram registadas 23 270 reclamações, que deram origem a processos novos. No mesmo ano, foram concluídos 22 199 processos (inclui reclamações e pedidos de informação), na sua maioria, com informação ao consumidor, após análise da resposta obtida junto da entidade reclamada.

Quanto à distribuição temática destacou-se o setor elétrico, com 62% do total de reclamações recebidas, desde logo justificável pelo universo de consumidores de eletricidade (cerca de 6 milhões) ser muito superior ao de gás natural (aproximadamente 1,5 milhões), que representou 10% das solicitações dirigidas à ERSE.

O fornecimento dual (eletricidade e gás natural) apresenta uma tendência crescente (19%) e surgem pela primeira vez as reclamações associadas aos setores dos combustíveis e do GPL canalizado (5%), que começaram a ser recebidas na ERSE a partir do dia 1 de julho de 2017 data de entrada em vigor do novo

regime jurídico do livro de reclamações, introduzido pelo Decreto-Lei n.º 74/2017, de 21 de junho que, entre outras alterações, veio atribuir à ERSE novas competências em matéria de verificação do cumprimento daquele regime. A plataforma digital do livro de reclamações eletrónico, que entrou em funcionamento na mesma data, foi responsável pela entrada na ERSE de 5043 reclamações, registadas até 31 de dezembro de 2017.

A faturação também surge como o tema mais reclamado em 2017 (8 662), seguido pelas questões relativas ao contrato de fornecimento (3 073). Ainda que em número bastante inferior, as reclamações relacionadas com interrupções do fornecimento, leituras de contadores e qualidade de serviço (técnica e comercial) apresentam alguma expressão, mas apenas no setor elétrico.

6 OBSERVÂNCIA DAS DISPOSIÇÕES LEGAIS NO ÂMBITO DAS COMPETÊNCIAS DA ERSE

6.1 CERTIFICAÇÃO DOS OPERADORES DAS REDES DE TRANSPORTE

A REN – Rede Eléctrica Nacional, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade e a REN Gasodutos, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural, foram certificados pela ERSE, em 2015, como ORT em regime de separação completa jurídica e patrimonial (*full ownership unbundling*).

O processo de certificação do operador da rede de transporte de eletricidade e do operador da rede de transporte de gás natural, da competência da ERSE, tem por objeto a avaliação do cumprimento das condições relativas à separação jurídica e patrimonial destes operadores.

A ERSE tem vindo desde essa data a fazer um acompanhamento e uma fiscalização permanente do cumprimento das condições da certificação concedida a estes operadores.

Neste enquadramento, o operador da rede de transporte de eletricidade, bem como o operador da rede de transporte de gás natural devem enviar anualmente à ERSE, até 30 de junho de cada ano, um relatório, referente a 31 de maio desse ano, contendo informação completa e detalhada sobre o estado do cumprimento das condições relativas à independência, no plano jurídico e patrimonial, do operador da rede de transporte previstas no regime legal de certificação, bem como todas as atas das assembleias gerais do grupo económico em que se insere.

O operador da rede de transporte de eletricidade, bem como o operador de rede de transporte de gás natural devem, ainda, enviar simultaneamente à ERSE os comunicados relativos a participações qualificadas e informação anual e semestral que a REN – Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. divulgue ao mercado ou à CMVM.

As referidas obrigações foram cumpridas pelo operador da RNT (eletricidade) e pelo operador da RNTGN (gás natural), permitindo à ERSE, durante o ano de 2017, assegurar o cumprimento das condições fixadas na decisão de certificação da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. e da REN Gasodutos, S.A.

6.2 DESENVOLVIMENTOS LEGISLATIVOS

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 reguladas, emite pareceres sobre matérias solicitadas pelo Governo, pelo Parlamento ou outras entidades da administração pública.

Ainda, desenvolve inquéritos sobre o funcionamento do mercado de gás natural, exige às empresas reguladas informações relevantes para o cumprimento das suas funções, solicita e promove a realização de auditorias às empresas sujeitas à regulação da ERSE, bem como desenvolve outras ações de fiscalização e de inspeção.

Para além disso, promove a informação e esclarecimento dos consumidores de gás natural, trata as suas queixas e reclamações e intervém na resolução extrajudicial de litígios e sanciona os comportamentos das empresas reguladas que constituam infrações classificadas como contraordenação.

Ao abrigo das atribuições de supervisão, salientam-se em 2017 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.

Em 2017 foram publicados, no âmbito do setor da eletricidade e do gás natural, os seguintes regulamentos da ERSE:

- Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro - Regulamento Tarifário do setor elétrico.
- Regulamento n.º 620/2017, de 18 de dezembro - Primeira alteração ao Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico.
- Regulamento n.º 621/2017, de 18 de dezembro - Primeira Alteração ao Regulamento de Operação das Redes do Setor Elétrico.
- Regulamento n.º 632/2017, de 21 de dezembro - Primeira Alteração ao Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico.
- Regulamento n.º 629/2017, de 20 de dezembro - Aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural.

Ainda de medidas de natureza regulamentar, destacam-se os seguintes atos normativos aprovados pela ERSE em 2017:

- Diretiva n.º 1/2017, de 3 de janeiro - Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017.
- Diretiva n.º 2/2017, de 12 de janeiro - Perfis de perdas, perfis de consumo, perfis de produção e perfis para instalações de autoconsumo aplicáveis em 2017.
- Diretiva n.º 3/2017, de 27 de janeiro- Formação do preço da banda de regulação secundária.
- Instrução ERSE n.º 1/2017, de 9 de março - Regras específicas do leilão de reserva de segurança do Sistema Elétrico Nacional.
- Instrução ERSE n.º 2/2017, de 9 de março - Regras e procedimentos de verificação de disponibilidade para as situações não previstas na Portaria n.º 172/2013, de 13 de maio
- Diretiva n.º 4/2017, de 26 de abril- Inscrição em Áreas de Balanço das Unidades Físicas relativas aos aproveitamentos hidroelétricos de Terragido e Palhal.
- Diretiva n.º 5/2017, 26 de abril- Entidade operacionalizadora do leilão de reserva de segurança do Sistema Elétrico Nacional.
- Diretiva n.º 8/2017, de 1 de agosto -Entidades habilitadas a integrar a unidade de desvio de comercialização nos termos do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.
- Diretiva n.º 9/2017, de 4 de agosto- Perfis de consumo de gás natural e consumos médios diários aprovados pela ERSE para vigorarem no ano gás 2017-2018.
- Diretiva n.º 10/2017, de 17 de agosto- Tarifas e Preços de Gás Natural para o ano gás 2017-2018.
- Diretiva n.º 11/2017, de 22 de agosto- Aprova a alteração ao Procedimento n.º 9 do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do setor elétrico relativo a medições da qualidade da energia elétrica na sequência de reclamações dos clientes.
- Diretiva n.º 12/2017, de 23 de agosto- Aprova a alteração da alínea b) do n.º 7 da Diretiva da ERSE n.º 20/2013, de 22 de novembro, relativa aos limiares para classificação de um incidente, como Incidente de Grande Impacto, na Região Autónoma dos Açores.
- Diretiva n.º 13/2017, de 21 de setembro- Aprova o Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas do Setor do Gás Natural.

- Instrução n.º 3/2017, de 13 de novembro - Instrução à EDP Serviço Universal relativamente a fornecimento a clientes do comercializador Elygas Power, S.L. - Fornecimento supletivo nos termos dos artigos 11.º e 142.º do Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico.
- Instrução n.º 4/2017, de 13 de novembro - Instrução à EDP Distribuição, S.A., relativamente a fornecimento a clientes do comercializador Elygas Power, S.L. -Fornecimento supletivo nos termos dos artigos 11.º e 142.º do RRC do setor elétrico.

No âmbito do Regime Sancionatório do Setor Energético, aprovado pela Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, no ano de 2017 foram recebidas 44 denúncias e arquivadas 42 denúncias por falta de fundamentos bastantes para lhes ser dado seguimento, sendo que, no mesmo período, 19 denúncias deram origem ou integraram processos de contraordenação.

Os principais temas denunciados foram o relacionamento comercial, as tarifas sociais e o ASECE, a comunicação de leituras e faturação, a eficácia do atendimento, as práticas comerciais desleais (em especial, a contratação de fornecimento através de práticas agressivas), a interrupção injustificada do fornecimento de eletricidade e de gás natural, os serviços adicionais, a qualidade do serviço comercial, a demora na mudança de comercializador (*switching*), e a não disponibilização do Livro de Reclamações.

Ainda, foram abertos 24 processos de contraordenação (eletricidade e gás natural) tendo sido proferidas 9 decisões finais em processos de contraordenação abertos na ERSE.

Das decisões finais proferidas, 2 são decisões finais de arquivamento, 7 são decisões finais de condenação pela prática de infrações, 4 das quais com aplicação de admoestações e 3 de condenação com coima (duas em procedimento de transação e uma outra condenação com coima). De mencionar que nenhuma das decisões da ERSE foi judicialmente impugnada.

Refira-se, ainda, que na pendência do ano de 2017, foram deduzidas 7 notas de ilicitude.

6.3 MOBILIDADE ELÉTRICA

A MOBI.E, S.A. tem assegurado a atividade de gestão da rede de mobilidade elétrica, sendo o seu mandato válido até 12 de junho de 2018, renovável por períodos mínimos de um ano.

Estão sob o estatuto da rede piloto MOBI.E todos os postos de carregamento em domínio público de acesso público, tendo em 2017 a MOBI.E tomado iniciativas de acordo com as competências atribuídas pela legislação, nomeadamente lançando o procedimento para a exploração, operação e manutenção dos pontos da 2.ª fase da Rede Piloto MOBI.E (prevista entre 2016 e 2018), também a seu cargo.

Esta rede será composta por 1604 pontos de carregamento normal e 50 pontos de carregamento rápido prevendo-se o fim da sua instalação no final de 2018. De realçar a instalação em 2017, em algumas

autoestradas, de pontos de carregamento rápido. Para garantir a conclusão da instalação deste programa em 2017, foram também afetadas à MOBI.E verbas do Fundo Ambiental.

A ERSE manteve os contactos com a Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica (EGME), com o objetivo de dinamizar o estabelecimento do Manual de Procedimentos da EGME¹¹⁵, previsto no Regulamento da Mobilidade Elétrica.

A ERSE publicou ainda em 2017 os preços das tarifas de acesso às redes da mobilidade elétrica.

¹¹⁵ Este Manual de Procedimentos (MP), de divulgação pública, deverá conter uma descrição clara dos fluxos de informação energéticos e de faturação que envolvem os diversos agentes em jogo como sejam os Comercializadores, o ORD e os detentores de veículos elétricos. Adicionalmente o MP conterà os fluxos de informação relativos à qualidade de serviço e uma descrição do conjunto de informação a prestar à ERSE.

ANEXOS

I. LISTA DE SIGLAS E ACRÓNIMOS

- ACE – Núcleo de Apoio ao Consumidor de Energia
- ACER – Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (*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)
- bcm – *billion cubic meters*
- 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 com potência contratada superior a 41,4 kW)
- BTN – Baixa Tensão Normal (fornecimento ou entregas em BT com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA)
- CAE – Contratos Aquisição de Energia Elétrica
- CAPEX – *Capital Expenditure*
- CCGT – *Combined Cycle Gas Turbine*
- CDS – *Credit Default Swaps*
- CEER – *Council of European Energy Regulators*
- CIEG – Custos de Interesse Económico Geral
- CMEC – Custos com a Manutenção do Equilíbrio Contratual
- 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
- DGEG – Direção-Geral de Energia e Geologia
- ERI – *Electricity Regional Initiative*
- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

- FCFS – *First Come First Served*
- FTR – *Financial Transmission Rights*
- GNL – Gás Natural Liquefeito
- GRI – *Gas Regional Initiative*
- GRMS - *Gas Regulation and Measurement Station*
- GWh – Gigawatt hora (unidade de energia)
- 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 do 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)
- MW – Megawatt (unidade de potência)
- OMI – Operador do Mercado Ibérico
- OMIE – Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.
- OMIP – Operador do Mercado Ibérico - Pólo Português
- ONME – Operador Nomeado do Mercado da Eletricidade
- OPEX – *Operational Expenditure*
- ORD – Operador da Rede de Distribuição
- ORT – Operador da Rede de Transporte
- OT – Obrigações de Tesouro
- OTC – *Over The Counter*
- p.p. – pontos percentuais
- PCI – *Project of Common Interest*
- PDIR – Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT
- PDBF – Programa Diário Base de Funcionamento
- PNBEPH - Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico

- PRE – Produção em Regime Especial
- RARII – Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações
- REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.
- 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
- SWE REM – Mercado regional de eletricidade do sudoeste da Europa (*South West Europe Regional Electricity Market*)
- TR – Tempo Real
- VIP – *Virtual Interconnection Point*

II. LISTA DE DIPLOMAS LEGAIS

A. LEGISLAÇÃO NACIONAL

Em 2017 sublinham-se as seguintes iniciativas legislativas:

- Portaria n.º 10/2017, de 9 de janeiro -Atualiza o valor da taxa do adicionamento sobre as emissões de CO (índice 2).
- Portaria n.º 20/2017, de 11 de janeiro – Define a tarifa de referência aplicável durante o corrente ano à eletricidade vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público (RESP), oriunda de unidades de pequena produção (UPP) que utilizam fontes de energia renovável.
- Portaria n.º 39/2017, de 26 de janeiro – Altera o prazo para a extinção das tarifas transitórias para fornecimentos de eletricidade aos clientes finais com consumos em baixa tensão normal, previsto na Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, dando execução do disposto na alínea a) do n.º 1 do artigo 171.º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro.
- Portaria n.º 41/2017, de 27 de janeiro -Estabelece o regime de remuneração da reserva de segurança prestada ao Sistema Elétrico Nacional (SEN) através de serviços de disponibilidade fornecidos pelos produtores de energia elétrica e outros agentes de mercado.
- Portaria n.º 69/2017, de 16 de fevereiro -Aprova o dever de dedução pelo CUR do Sistema Elétrico Nacional da energia elétrica produzida em regime especial que beneficia de remuneração garantida dos valores recebidos pelos centros electroprodutores que beneficiaram cumulativamente de apoios à promoção e ao desenvolvimento das energias renováveis através de outros apoios públicos.
- Despacho n.º 1823-A/2017, de 1 de março – Convoca o leilão e respetivos termos e estabelece a remuneração da reserva de segurança prestada ao Sistema Elétrico Nacional através de serviços de disponibilidade fornecidos pelos produtores de energia elétrica e outros agentes de mercado.
- Decreto Legislativo Regional n.º 5/2017/M, de 2 de março- Adapta à Região Autónoma da Madeira o Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, na redação republicada pelo Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho, que regula a organização, o acesso e o exercício das atividades de mobilidade elétrica e procede ao estabelecimento de uma rede de mobilidade elétrica.
- Portaria n.º 92-A/2017, de 2 de março- Define os parâmetros e valores para o apuramento do valor do excedente do valor económico equivalente dos contratos de aprovisionamento de longo prazo em regime de «take-or-pay», nos termos do Anexo I do artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, alterada pelas Leis n.ºs 82-B/2014, de 31 de dezembro, 33/2015, de 27 de abril, e 42/2016, de 28 de dezembro.

- Decreto-Lei n.º 25/2017, de 3 de março -Estabelece as normas de execução do Orçamento do Estado para 2017.
- Resolução da Assembleia Legislativa da Região Autónoma dos Açores n.º 6/2017/A, de 9 de março-Regulamentação do processo automático de atribuição da tarifa social de fornecimento de energia elétrica na Região Autónoma dos Açores.
- Despacho n.º 2275-A/2017, de 15 de março-Fixa o montante da reserva de segurança necessária à garantia de abastecimento do SEN para o ano de 2018.
- Portaria n.º 133-A/ 2017, 10 de abril - Aditamento ao Regulamento de Gestão do FSSSE, aprovado pela Portaria n.º 1059/2014, de 18 de dezembro, o artigo 2.º-A, que define o processo de aprovação do mecanismo de abatimento na tarifa de UGS no Sistema Nacional de Gás Natural.
- Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril – Alteração à Portaria n.º 59/2013, de 11 de fevereiro, que aprova o prolongamento do prazo para extinção das tarifas transitórias aplicáveis ao fornecimento de gás natural, estendendo o atual prazo de extinção até 31 de dezembro de 2020.
- Lei n.º 12/2017, de 2 de maio- Primeira alteração à lei-quadro das entidades reguladoras e à Lei n.º 67/2013, de 28 de agosto, que a aprova.
- Decreto-Lei n.º 60/2017, de 9 de junho- Estabelece o enquadramento para a implantação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos, transpondo a Diretiva 2014/94/EU.
- Decreto-Lei n.º 64/2017, de 12 de junho- Aprova o regime para novas centrais de biomassa florestal.
- Despacho n.º 5660/2017, 28 de junho -Determina a aprovação dos critérios para a concessão de derrogações, relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede (*Requirements for Generators-RfG*).
- Lei n.º 31/2017, de 31 de maio- Aprova os princípios e regras gerais relativos à organização dos procedimentos de concurso público para atribuição, por contrato, de concessões destinadas ao exercício em exclusivo da exploração das redes municipais de distribuição de eletricidade de baixa tensão.
- Despacho n.º 5443/2017, de 22 de junho- Determina a criação e composição do grupo de trabalho denominado grupo de trabalho para a extinção da conta de correção de hidraulicidade.
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 88/2017, de 26 de junho- Aprova o Quadro de Ação Nacional para o desenvolvimento do mercado de combustíveis alternativos no setor dos transportes.
- Resolução da Assembleia da República n.º 158/2017, de 20 de julho- Recomenda ao Governo que faça refletir o montante do ajustamento final dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual nas tarifas de eletricidade do ano 2018 e seguintes e que elimine as rendas excessivas.
- Decreto-Lei n.º 96/2017, de 10 de agosto- Estabelece o regime das instalações elétricas particulares.

- Decreto-Lei n.º 97/2017, de 10 de agosto -Estabelece o regime das instalações de gases combustíveis em edifícios.
- Despacho n.º 7087/2017, de 14 de agosto- Determina que nos procedimentos para autorização do sobre-equipamento de centros electroprodutores deve a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG),antes de concluída a instrução, consultar a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) sobre os impactos para a tarifa da autorização relativa ao sobre-equipamento em causa.
- Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto- Consagra a livre opção dos consumidores domésticos de eletricidade pelo regime de tarifas reguladas, procedendo à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março.
- Despacho n.º 7875/2017, de 7 de setembro - Declara, a invalidade das normas do artigo 35.º-B da Portaria n.º 243/2013, de 2 de agosto, introduzido pela Portaria n.º 133/2015, de 15 de maio.
- Declaração de Retificação n.º 29/2017, de 3 de outubro- Retifica o Decreto-Lei n.º 96/2017, de 10 de agosto, da Economia, que estabelece o regime das instalações elétricas particulares, publicado no Diário da República,1.ª série, n.º 154,de10 de agosto de 2017.
- Declaração de Retificação n.º 33/2017, de 9 de outubro- Retifica o Decreto-Lei n.º 96/2017,de 10 de agosto, da Economia, que estabelece o regime das instalações elétricas particulares, publicado no Diário da República, n.º 154,1.ª série, de 10 de agosto de 2017.
- Declaração de Retificação n.º 34/2017, de 9 de outubro- Lei n.º 97/2017, de 10 de agosto, da Economia, que estabelece o regime das instalações de gases combustíveis em edifícios, publicado no Diário da República, n.º 154, 1.ª série, de 10 de agosto de 2017.
- Despacho n.º 9081-C/2017, de 13 de outubro- Determina o desconto a aplicar nas tarifas de acesso às redes de eletricidade, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2018.
- Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro- Estabelece o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas de que podem beneficiar os clientes finais com contrato de fornecimento de eletricidade com um comercializador em regime de mercado, nos termos do Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º15/2015, de 30 de janeiro, e pela Lei n.º105/2017, de 30 de agosto de 2017.
- Despacho n.º 9955/2017, de 17 de novembro -Determina, com efeitos a 24 de agosto de 2017, que os valores dos parâmetros relativos ao montante dos custos de interesse económico geral (CIEG) sejam os constantes no presente despacho.
- Resolução da Assembleia Legislativa da Região Autónoma da Madeira n.º 25/2017/M, de 27 de novembro - Apresenta à Assembleia da República a proposta de lei que procede à terceira alteração do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, que cria a tarifa social de fornecimento de energia elétrica.

- Portaria n.º 364-A/2017, de 4 de dezembro- Proceda à 4.ª alteração da Portaria n.º 27/ 2014, de 4 de fevereiro, alterada pelas Portarias n.º 97/2015, de 30 de março, 39/2017, de 26 de janeiro e 144/2017, de 24 de abril, que procede à aprovação das datas previstas no n.º1 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, na redação do Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, Decreto-Lei n.º 13/2014, de 22 de janeiro e Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro.
- Despacho n.º 11043/2017, de 18 de dezembro- Estabelece, para efeitos da remuneração do alisamento quinquenal dos proveitos permitidos do ano 2018, os seguintes valores aos parâmetros constantes no presente Despacho.
- Lei n.º 113/2017, de 29 de dezembro- Grandes Opções do Plano para 2018
- Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro- Aprovou o Orçamento de Estado para 2018. Desta lei destaca-se a alteração dos artigos 24.º e 33.º -F do Decreto -Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, que desenvolve os princípios gerais relativos à organização e ao funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), regulamentando o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade; a criação da tarifa solidária de gás de petróleo liquefeito (GPL) engarrafado a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis e a alteração aos custos com a tarifa social do gás natural que passam a ser suportados pelas empresas transportadoras e comercializadoras de gás natural na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior.

Na elaboração do presente relatório foi tida em conta a seguinte legislação nacional:

- Lei n.º 144/2015, de 8 de setembro, alterada pelo Decreto-lei n.º 102/2017, de 23 de agosto que transpõe a Diretiva 2013/11/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 21 de maio de 2013, sobre a resolução alternativa de litígios de consumo, que estabelece o enquadramento jurídico dos mecanismos de resolução extrajudicial de conflitos de consumo.
- Lei n.º 75/2015, de 28 de julho, que estabelece o regime de acesso e exercício da atividade de prestação de serviços de auditoria de instalações de produção em cogeração ou de produção a partir de fontes de energia renováveis.
- Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, que aprova o regime Sancionatório do Setor Energético, transpondo, em complemento com a alteração aos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, as Diretivas 2009/72/CE e 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelecem regras comuns para o mercado interno da eletricidade e do gás natural e revogam as Diretivas n.º 2003/54/CE e 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003.

- Decreto-Lei n.º 205/2015, de 23 de setembro, que procede à alteração ao Decreto-Lei n.º 57/2008, de 26 de março, que estabelece o regime jurídico aplicável às práticas comerciais desleais das empresas nas relações com os consumidores, ocorridas antes, durante ou após uma transação comercial relativa a um bem ou serviço, clarificando assim a transposição da Diretiva 2005/29/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de maio de 2005.
- Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril, alterado pela Lei n.º 82-B/2014, de 31/12 que estabelece disposições em matéria de eficiência energética e produção em cogeração, transpondo a Diretiva 2012/27/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, relativa à eficiência energética.
- Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, que altera os Decretos-Lei n.º 74/2012, de 26 de março; 75/2012, de 26 de março; 66/2010, de 11 de junho e o 104/2010 de 29 de setembro, os quais estabelecem o regime de extinção das tarifas reguladas. Este diploma vem alterar a forma de fixação do período de aplicação das respetivas tarifas transitórias para o fornecimento de gás natural e eletricidade aos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ e com consumos de baixa tensão normal, e estabelece a proibição dos comercializadores em mercado livre indexarem os preços do contrato à tarifa transitória de venda a clientes finais.
- Decreto-Lei n.º 2/2015, de 6 de janeiro, que procede à alteração ao Decreto-Lei n.º 195/99, de 8 de junho, prorrogando assim o prazo para a apresentação dos pedidos de restituição aos consumidores do valor das cauções dos serviços públicos essenciais, como é o caso da eletricidade e gás natural, criando ainda obrigações adicionais de informação aos consumidores a quem as cauções ainda não foram devolvidas.
- Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, que procede à primeira alteração ao Decreto -Lei n.º 138 -A/2010, de 28 de dezembro, que cria a tarifa social de fornecimento de energia elétrica, e à primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro, que cria o apoio social extraordinário ao consumidor de energia, no sentido de alargar os critérios de elegibilidade que permitem a atribuição da referida tarifa social a clientes finais considerados economicamente vulneráveis.
- Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 230/2012, de 26 de outubro, completa a transposição da Diretiva 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e revoga a Diretiva 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho. Dá ainda execução ao 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 e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1775/2005, e ao Regulamento (UE) n.º 994/2010, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás e que revoga a Diretiva 2004/67/CE, do Conselho.

- Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, conclui a transposição da Diretiva 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho e estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e revoga a Diretiva 2003/55/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho.
- Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro que transpõe a Diretiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho e estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade.
- Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, alterado Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro que completa a transposição da Diretiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho e estabelece as regras comuns para o mercado interno de eletricidade.
- Resolução da Assembleia da República n.º 23/2006, que aprova o Acordo entre a República Portuguesa e o Reino da Espanha para a Constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica (MIBEL), assinado em Santiago de Compostela em 1 de outubro de 2004.
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, publicada no Diário da República, 1.ª série, de 10 de abril, que aprova o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2013-2016 e o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis para o período 2013-2020.
- Portaria n.º 643/2015, de 21 de agosto, que estabelece as percentagens das participações sociais das sociedades na empresa MIBGAS, S. A., sociedade autorizada a atuar como entidade gestora do mercado organizado de gás, a contado, no âmbito da criação do Mercado Ibérico do Gás Natural (MIBGAS).
- Portaria n.º 237/2015, de 12 de agosto, que altera 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.
- Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, alterada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro e pelo Despacho n.º 11412/2015, de 30 de setembro que procede à definição do mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído na tarifa transitória de venda a clientes finais de gás natural.
- Portaria n.º 97/2015, de 30 de março, alterada pela Portaria n.º 39/2017, de 26 de janeiro e pela Portaria n.º 144/2017, de 24 de abril que aprova as novas datas relativas ao período de aplicação das tarifas transitórias de venda a clientes finais de gás natural com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³ e de eletricidade com consumos em baixa tensão normal.
- Portaria n.º 251-B/2014, de 28 novembro, que procede à segunda alteração à Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro que estabelece os critérios para a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral na tarifa de uso global do sistema aplicável às atividades do Sistema Elétrico Nacional.

- Regulamento n.º 416/2016, de 29 de abril, que aprova o Regulamento de Relações Comerciais do setor de gás natural.
- Regulamento n.º 557/2014, de 19 de dezembro, que aprova o Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico.
- Regulamento n.º 551/2014, de 15 de dezembro de 2014, que aprova o Regulamento Tarifário do setor elétrico.
- Regulamento n.º 455/2013, de 29 de novembro, que aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e o respetivo Manual de Procedimentos.
- Regulamento n.º 139-C/2013, de 16 de abril, que aprova o Regulamento do Acesso às Redes às Infraestruturas e às Interligações (RARII).
- Regulamento n.º 139-A/2013, de 16 de abril, que aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor do Gás Natural.
- Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, aprova o Regulamento Tarifário do setor elétrico.
- Regulamento n.º 620/2017, de 18 de dezembro, primeira alteração ao Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico.
- Regulamento n.º 621/2017, de 18 de dezembro, primeira alteração ao Regulamento de Operação das Redes do Setor Elétrico.
- Regulamento n.º 632/2017, de 21 de dezembro, primeira alteração ao Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico.
- Regulamento n.º 629/2017, de 20 de dezembro, aprova o Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural.
- Diretiva n.º 5/2016, de 26 de fevereiro, da ERSE, aprova o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de energia elétrica em Portugal continental.
- Diretiva n.º 15/2015, de 9 de outubro, da ERSE, que estabelece as margens comerciais dos agentes de mercado.
- Diretiva n.º 8/2015, de 27 de maio, da ERSE, que detalha os procedimentos operativos de detalhe para aplicação desses acordos.
- Diretiva n.º 6/2015, de 27 de abril, da ERSE, relativa à prestação pré-contratual e contratual aos consumidores de eletricidade, que prevê a obrigação de divulgação e de conteúdo harmonizado das condições de prestação de informação pré-contratual e contratual aos consumidores de eletricidade em Portugal continental.
- Diretiva n.º 13/2017, de 28 de julho que revogou a Diretiva n.º 14/2014, de 4 de agosto, da ERSE, que aprova Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas (MPAI).

- Diretiva n.º 23/2013, de 22 de novembro, da ERSE, relativa à diferenciação de imagem no setor elétrico.
- Diretiva n.º 21/2013, de 22 de novembro, da ERSE, que aprova os prazos para a classificação de Eventos Excepcionais e para o envio de informação à ERSE.
- Diretiva n.º 20/2013, de 22 de novembro, da ERSE, que aprova os Parâmetros de Regulação da Qualidade de Serviço.
- Despacho n.º 8810/2015, de 10 de agosto, da Direção-Geral de Energia e Geologia, que estabelece regras e procedimentos necessários para estabelecer a disciplina da interrupção da produção em regime especial nomeadamente, a ordem e sequência da redução de potência a observar pelas instalações de produção do regime especial, ligadas à RNT ou à RND.
- Despacho n.º 3677/2011, de 24 de fevereiro, da ERSE, que estabelece a monitorização de preços de referência e preços médios praticados pelos comercializadores de gás natural, no sentido de concretizar os requisitos informativos a estabelecer com os comercializadores relativamente ao cálculo e envio, quer dos preços de referência que os comercializadores preveem praticar no mercado, quer dos preços médios efetivamente praticados.
- Despacho n.º 18637/2010, de 15 de dezembro, da ERSE, que estabelece a monitorização de preços de referência e preços médios praticados pelos comercializadores de energia elétrica, no sentido de concretizar os requisitos informativos a estabelecer com os comercializadores relativamente ao cálculo e envio, quer dos preços de referência que os comercializadores preveem praticar no mercado, quer dos preços médios efetivamente praticados. Este despacho vem alterar o Despacho n.º 9244/2009, integrando algumas alterações na metodologia de cálculo dos preços de referência e dos preços médios praticados.
- Despacho n.º 1801/2009, de 14 de janeiro, da ERSE, que procede à revisão trimestral a aplicar aos preços de energia das tarifas de gás natural no 1.º trimestre de 2009.
- Decisão n.º 1/2014, de 21 de fevereiro, da ERSE, que aprova os processos de atribuição de capacidade no ponto virtual de interligação de gás natural entre Portugal e Espanha.
- Recomendação n.º 2/2013, da ERSE, relativa a aspetos da contratação de eletricidade 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.

B. LEGISLAÇÃO COMUNITÁRIA (DSJ)

Na elaboração do presente relatório foi tida em conta a seguinte legislação comunitária:

- Diretiva 2009/29/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, que altera a Diretiva 2003/87/CE a fim de melhorar e alargar o regime comunitário de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa.
- Diretiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis que altera e subsequentemente revoga as Diretivas 2001/77/CE e 2003/30/CE.
- Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece as regras comuns para o mercado interno do gás natural e que revoga a Diretiva 2003/55/CE.
- Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece as regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revoga a Diretiva 2003/54/CE.
- Diretiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revoga a Diretiva 96/92/CE.
- Regulamento (UE) 2015/1222, da Comissão, de 24 de julho de 2015, que estabelece orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos.
- Regulamento (UE) 2015/703 da Comissão, de 30 de abril de 2015, que institui um código de rede para a interoperabilidade e regras de intercâmbio de dados.
- Regulamento de Execução (UE) n.º 1348/2014 da Comissão, de 17 de dezembro de 2014, relativo à comunicação de dados que dá execução ao artigo 8.º, n.º 2 e 6, do Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia.
- Regulamento (UE) n.º 543/2013 da Comissão, de 14 de junho de 2013, relativo à apresentação e a publicação de dados dos mercados da eletricidade e que altera o anexo I do Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho.
- Regulamento (UE) n.º 984/2013 da Comissão, de 14 de outubro de 2013, 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.
- Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2011 relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia (REMIT).
- Regulamento (CE) n.º 994/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 20 de outubro de 2010, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás e que revoga a Diretiva 2004/67/CE do Conselho.

- Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1775/2005.
- Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1228/2003.

III. INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA (APLICÁVEIS AO SETOR ELÉTRICO)

TIE	Tempo de Interrupção Equivalente: indicador de aplicação à rede de transporte. Traduz o tempo de interrupção (aplicável a interrupções longas) 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
MAIFI	Frequência média das interrupções breves do sistema: indicador de aplicação à rede de transporte e à rede de distribuição

Nota: Interrupções longas - Interrupções com uma duração superior a 3 minutos. Interrupções breves - Interrupções com uma duração igual ou superior a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos.



Edifício Restelo
Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 - 3º Andar
1400-113 Lisboa
Tel. + 351 213 033 200
www.erse.pt