

RELATÓRIO
SOBRE OS MERCADOS
RETALHISTAS
DE **ELETRICIDADE**
E DE **GÁS NATURAL**
EM PORTUGAL
2019

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

0	SUMÁRIO EXECUTIVO	4
1	INTRODUÇÃO.....	12
1.1	Objetivo e âmbito.....	12
1.2	Mercado Liberalizado em Portugal.....	12
1.3	Grandes números do mercado retalhista em Portugal	1
2	MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	2
2.1	Estrutura do mercado retalhista.....	3
2.1.1	Caracterização do mercado.....	3
2.1.2	Comercializadores ativos por segmento de clientes	10
2.2	Nível concorrencial.....	12
2.2.1	Análise de quotas de mercado no Mercado Liberalizado.....	12
2.2.2	Análise de concentração no Mercado Liberalizado	18
2.3	Movimentos de mercado	22
2.3.1	Saldos das carteiras	22
2.3.2	Mudanças dentro do Mercado Liberalizado.....	24
2.3.3	Mudanças do Mercado Regulado para o Mercado Liberalizado	25
2.3.4	Entradas diretas no Mercado Liberalizado	27
2.4	Dinâmica de mercado no segmento doméstico	29
2.4.1	Rotação da carteira de clientes domésticos	29
2.4.2	Evolução de quotas de mercado e preços médios praticados.....	33
2.5	Caracterização dos movimentos de Switching	36
2.5.1	Composição do Switching.....	36
2.5.2	Intensidade de mudança	39
2.5.3	Regresso ao Comercializador de Último Recurso	41
2.5.4	Regime equiparado	42
2.5.5	Tempo médio de mudança de comercializador	43
3	MERCADO DE GÁS NATURAL.....	45
3.1	Estrutura do mercado retalhista.....	45
3.1.1	Caracterização do mercado.....	45
3.1.2	Comercializadores ativos por segmento de clientes	52
3.1.3	Análise por Operador de Rede	54
3.2	Nível concorrencial.....	57

3.2.1	Análise de quotas de mercado no Mercado Liberalizado.....	57
3.2.1.1	Quotas de mercado globais	57
3.2.1.2	Quota de mercado por rede de distribuição.....	61
3.2.2	Análise de concentração de mercado no Mercado Liberalizado	63
3.2.2.1	Concentração de mercado global	63
3.2.2.2	Concentração de mercado por rede de distribuição	66
3.3	Movimentos de mercado	68
3.3.1	Saldos das carteiras	68
3.3.2	Mudanças de comercializador.....	69
3.3.3	Entradas diretas no Mercado Liberalizado	71
3.3.4	Rotação da carteira de clientes domésticos	73
3.3.5	Evolução de quotas de mercado e preços médios praticados.....	76
3.4	Caracterização dos movimentos de Switching	79
3.4.1	Composição do Switching.....	79
3.4.2	Intensidade de mudança	80
3.4.3	Entradas nos Comercializadores de Último Recurso retalhistas.....	82
3.5	Tempo médio de mudança de comercializador	83
4	OFERTAS COMERCIAIS.....	85
4.1	Ofertas comerciais.....	85
4.2	Diversidade de ofertas e ofertas duais	85
4.3	Fidelização contratual.....	89
4.4	Meios de pagamento.....	96
4.5	Indexação	101
4.6	Serviços adicionais.....	105
5	ROTULAGEM DE ENERGIA ELÉTRICA	107
5.1	Enquadramento.....	107
5.2	Análise dos dados reportados	108
6	QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL.....	114
6.1	Comercializadores	114
6.1.1	Atendimento presencial	114
6.1.2	Atendimento telefónico	116
6.1.3	Reclamações.....	117
6.1.4	Análise por comercializador	118
6.2	Operadores da rede de distribuição	122

6.2.1	Atendimento presencial	122
6.2.2	Atendimento telefónico	123
6.2.3	Agendamento de visitas combinadas	124
6.2.4	Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente	125
6.2.5	Ativações e Desativações do fornecimento.....	126
6.2.6	Leituras de ciclo.....	128
6.2.7	Reclamações.....	129
7	PROTEÇÃO DO CONSUMIDOR.....	131
7.1	Obrigações de Serviço Público.....	131
7.1.1	Obrigações de Serviço Público em contexto de liberalização.....	131
7.1.2	Obrigações de Serviço Público nas diferentes atividades dos setores elétrico e do gás natural	132
7.1.3	Imposição de obrigações de informação em mercado retalhista.....	133
7.1.4	Monitorização de vertentes do serviço em mercado retalhista	137
7.2	Tarifa Social	138
7.3	Pobreza energética.....	141
7.4	Reclamações recebidas no apoio ao consumidor.....	143
8	PRINCIPAIS DESENVOLVIMENTOS LEGISLATIVOS E REGULAMENTARES EM 2019.....	149
8.1	Desenvolvimentos legislativos.....	149
8.2	Desenvolvimentos regulamentares.....	152
9	GLOSSÁRIO.....	155
9.1	Siglas e acrónimos	155
10	ANEXO ESTATÍSTICO.....	157
10.1	Eletricidade.....	158
10.2	Gás Natural.....	163

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente relatório enquadra-se nas funções de supervisão e acompanhamento dos mercados de eletricidade e de gás natural desempenhadas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e é uma importante ferramenta para obter uma visão de conjunto dos mercados retalhistas de eletricidade e de gás natural, nas suas diferentes vertentes. Trata-se de um relatório com foco anual que avalia a evolução dos mercados em termos de dinâmica de concorrência, de caracterização das ofertas comerciais, de proteção do consumidor e de serviço ao cliente, complementando a informação divulgada mensalmente nos relatórios sobre o mercado liberalizado (ML).

Dinâmica entre mercado livre e mercado regulado

Em 2019, o número de clientes no ML continuou a aumentar, tendo atingido mais de 5,2 milhões na eletricidade e de 1,2 milhões no gás natural. O peso total do ML no consumo global dos mercados elétrico e de gás natural atingiu valores de 95% e de 98%, respetivamente. Nos segmentos empresariais, verifica-se que a proporção de consumo presente no ML aproxima-se já dos 100%. O crescimento do ML é feito à custa, principalmente, dos segmentos de clientes domésticos.

Quotas de mercado

A EDP Comercial continua a ser o comercializador líder em número de clientes, com quotas de mercado de 78% e de 53%, na eletricidade e no gás natural, respetivamente. Em consumo abastecido, a liderança é repartida entre a EDP Comercial, com 42% na eletricidade, e a Galp Power, com 60% no gás natural.

Na eletricidade manteve-se a tendência de erosão da base de clientes da EDP Comercial que viu a sua quota de mercado reduzir-se em 2,4 pontos percentuais (p.p.). Apesar de ser o comercializador que mais perde clientes nas mudanças dentro do ML, a EDP Comercial continua a registar bons resultados nas transições do mercado regulado (MR) para o ML (58% dos clientes) e, em especial, nas entradas diretas de clientes sem contrato (84%), o que mitiga a sua perda global de clientes.

Ainda na eletricidade, sublinha-se a tendência de melhoria das quotas de mercado dos concorrentes da EDP Comercial. Em número de clientes, no setor doméstico, destaca-se o reforço dos concorrentes de maior dimensão, Endesa e Iberdrola. Em consumo regista-se, em todos os segmentos, um reforço da posição dos comercializadores de menor dimensão. Iberdrola e Endesa mantêm-se como líderes, em consumo abastecido, nos segmentos de grandes consumidores e industriais, respetivamente.

No mercado do gás natural, a EDP Comercial também regista uma redução da base de clientes, na ordem dos 2,3 p.p.. A Galp Power reforça a sua liderança em consumo, exclusivamente à custa do crescimento no segmento de grandes consumidores, onde regista 65% de quota de mercado. Destaca-se ainda o crescimento da Endesa e da Iberdrola, em número de clientes, e a redução ou estagnação das quotas de mercado, em consumo, de quase todas as concorrentes da Galp Power.

Intensidade de mudança

Em 2019, assistiu-se a uma tendência generalizada de estabilização das taxas de intensidade de mudança, em números de clientes, e a uma queda, no setor da eletricidade, quando calculadas em consumo.

Concentração de mercado

Os mercados retalhistas da eletricidade e do gás natural apresentam estruturas bastante distintas. Em termos globais, o mercado elétrico apresenta menor concentração de mercado quando medida em consumo, acontecendo o mesmo no mercado do gás natural, quando medida em número de clientes. Para a eletricidade os indicadores Índice Herfindhal-Hirschman (HHI) e Q3 registam, medidos em consumo, valores de 2 400 e 76%, contra 4 072 e 84% no gás natural. Os mesmos indicadores, medidos em número de clientes, registam valores de 6 251 e 91% na eletricidade, contra 3 566 e 88% no gás natural.

Estes valores devem-se, principalmente, a uma maior concentração do mercado residencial elétrico num único operador, enquanto no gás natural, existe uma maior repartição de clientes entre os maiores comercializadores, EDP Comercial e Galp Power. Em consumo, verifica-se a situação oposta, com o mercado do gás natural a registar uma maior concentração no incumbente, nos segmentos de maiores clientes que, na eletricidade, são os que registam menor concentração.

O segmento de clientes industriais na eletricidade é o que regista a menor concentração, com um HHI e um Q3, medidos em consumo, de 1.701 e 69%.

Em 2019, no mercado elétrico, manteve-se a tendência de redução generalizada da concentração de mercado, em especial, quando medida em número de clientes. O mercado do gás natural apresenta uma redução da concentração medida em número de clientes, mas um aumento acentuado, quando medida em consumo, que se deve, exclusivamente, ao aumento da GALP Power no segmento de grandes consumidores.

A redução da concentração de mercado foi especialmente significativa no segmento doméstico de ambos os setores, com uma queda de 6% do índice HHI em número de clientes, bem como no segmento de Pequenas e Médias Empresas (PME) do gás natural, com uma queda de 7% do mesmo índice.

Cientes dos comercializadores de último recurso

O ingresso de clientes nos comercializadores de último recurso (CUR) no setor da eletricidade voltou a registrar, em 2019, valores residuais, na ordem dos 2 mil clientes. No setor do gás natural, o ingresso de clientes no CUR manteve-se em níveis residuais, em linha com os anos anteriores.

Ofertas Comerciais

Existiam, no final de 2019, 1 673 ofertas comerciais nos mercados de eletricidade e de gás natural, 538 das quais correspondentes a ofertas duais, o que corresponde a um aumento da diversidade de ofertas. A Galp Power, com 1 358 ofertas, é o comercializador com o maior número de ofertas. O número médio de ofertas por comercializador foi de 64, no entanto, excluindo a Galp Power, esse valor reduz-se para 13.

Quanto à caracterização das ofertas, reforçou-se a tendência de não imposição de condições de fidelização, que apenas acontece em 11% das ofertas. Destas, cerca de 64% inclui penalizações iguais ou inferiores a 25% da fatura mensal. Cabe ainda referir que 45% das ofertas permitia três ou quatro meios de pagamento, que 92% dos clientes não se encontram abrangidos por ofertas com indexação e que se mantém na ordem dos 80% a percentagem de clientes não abrangidos por serviços adicionais.

Rotulagem de Energia Elétrica

Em 2019 entraram em vigor as novas regras relativas à rotulagem de energia elétrica que passaram a assumir um caráter vinculativo¹, sendo esta edição deste relatório a primeira que inclui uma análise à rotulagem.

No ano passado, cerca de 24% dos comercializadores alterou a composição do *mix* energético das suas carteiras e ofertas, tendo recorrido, para esse efeito, a contratos bilaterais físicos (CBF) ou garantias de origem (GO) que incorporaram, maioritariamente, tecnologia hídrica. Cerca de 9% dos clientes foram abrangidos por ofertas com o *mix* energético modificado face ao *mix* base do sistema.

¹ Diretiva n.º 16/2018, de 13 de dezembro.

A Muon, a PH Energia e a Goldenergy são os comercializadores que registam as carteiras com menores emissões específicas, sendo a PT Live, a PH Energia e a Muon, aqueles que registam as ofertas comerciais mais verdes, isto é, com menor nível de emissões.

Qualidade de Serviço Comercial

Em 2018², os operadores das redes de distribuição (ORD) mantiveram, de uma forma geral, uma boa qualidade de serviço comercial em relação aos indicadores monitorizados. No âmbito da frequência de leituras, destaca-se a melhoria significativa dos indicadores para o setor elétrico que está, muito provavelmente, associada ao aumento do número de leituras remotas. A partir de setembro de 2019, com a entrada em vigor do Regulamento das Redes Inteligentes³, os indicadores gerais relativos à frequência de leituras, deixam de incluir as leituras realizadas remotamente.

Quanto aos comercializadores, regista-se uma tendência global de manutenção dos indicadores de qualidade de serviço comercial, com exceção do relativo ao atendimento telefónico, que apresenta, em 2018, valores abaixo do padrão exigível. Em termos individuais, não é possível destacar, de entre os comercializadores de maior dimensão, um que registe, para os indicadores monitorizados, um comportamento consistentemente superior aos demais. No entanto, existem alguns destes comercializadores que, individualmente, registam em 2018 valores que apontam para algumas deficiências no atendimento, nomeadamente no atendimento telefónico e na resposta a reclamações.

Destaca-se ainda que 2018 foi o primeiro ano do novo Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), que se aplica, simultaneamente, aos setores da eletricidade e do gás natural. Entre as alterações, importa referir a harmonização, entre setores, do agendamento de ativações e a introdução de regras para o agendamento de desativações. Assim, desde 2018, todos os ORD devem ter agenda disponível para a marcação, num dos três dias úteis seguintes à solicitação, de visita combinada para uma ativação ou para uma desativação do fornecimento, com um pagamento de compensação associado, em caso de incumprimento.

² A análise dos indicadores de Qualidade de Serviço Comercial focou-se no ano de 2018 pelo facto de ainda não estarem disponíveis, à data de elaboração deste Relatório, todos os dados dos operadores relativos a 2019.

³ Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto.

Proteção ao Consumidor

O número de consumidores beneficiários da tarifa social não sofreu alterações significativas desde 2017, sendo o seu valor, no final de 2019, de 798 mil no setor elétrico e 36 mil no setor do gás natural.

Portugal vem registando, desde 2015, uma melhoria dos indicadores de pobreza energética relativos à percentagem de agregados familiares com atrasos nos pagamentos das faturas a *utilities*, e dos que têm dificuldade em manter a habitação aquecida. No primeiro indicador Portugal regista uma percentagem de 4,5%, melhor que os 6,6% registados na União Europeia (UE), enquanto no segundo, a percentagem é de 19,4%, pior que a média da UE de 7,3%.

A unidade de Apoio ao Consumidor de Energia (ACE) da ERSE recebeu, em 2019, 21 358 reclamações e pedidos de informação, dos quais 88% se referem aos setores da eletricidade e do gás natural. Os temas mais reclamados em ambos os setores são a faturação, a contratação e o pré-aviso de interrupção, sendo que, no setor do gás natural, a ativação de serviço também assume proporções relevantes.

Os comercializadores no ML são o tipo de empresas mais reclamadas nos setores da eletricidade e do gás natural, com 68% das reclamações. Destas, as empresas mais reclamadas coincidem com as que registam maiores quotas de mercado em número de clientes. Assinala-se a redução para quase metade do peso das reclamações relativas à Galp Power no conjunto do total de reclamações de comercializadores no ML.

Alterações legislativas e regulamentares

Em 2019, ao nível das alterações legislativas com impactos relevantes no funcionamento do mercado retalhista, destacam-se a Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento europeu e do Conselho de 5 de junho, relativa a regras comuns para o mercado interno de eletricidade, a Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, relativa ao regime de cumprimento do dever de informação do comercializador de energia ao consumidor, o Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que estabeleceu o regime de gestão de riscos e garantias do SEN e que trouxe importantes alterações relativas à atribuição e revogação do registo de comercialização de eletricidade e o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro que aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável.

Ao nível regulamentar destacam-se a alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico com o estabelecimento de mecanismos de aprovisionamento eficiente do CUR e de adequação da tarifa de energia, a alteração do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) do Setor do Gás Natural, com a

introdução da figura do gestor de garantias e do registo de comercializadores, bem como a aprovação do Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica.

Tabela 0-1 Resumo da estrutura do mercado retalhista de eletricidade português, 2018 e 2019

 Mercado retalhista de Eletricidade em Portugal Continental	2018					2019				
	Domésticos	Pequenos negócios	Industriais	Grandes consumidores	Total	Domésticos	Pequenos negócios	Industriais	Grandes consumidores	Total
Número de clientes										
Mercado Regulado	1 123 086	1 541	711	2	1 125 340	1 032 101	1 300	603	2	1 034 006
Mercado Livre	5 041 003	34 912	24 008	380	5 100 303	5 182 701	35 844	24 419	388	5 243 352
Número de clientes (%) no Mercado Livre	81,8%	95,8%	97,1%	99,5%	81,9%	83,4%	96,5%	97,6%	99,5%	83,5%
Consumo (GWh)										
Mercado Regulado	2 676	103	94	28	2 901	2 286	84	70	50	2 491
Mercado Livre	15 400	3 350	14 959	9 366	43 076	15 483	3 351	14 932	9 442	43 207
Consumo (%) no Mercado Livre	85,2%	97,0%	99,4%	99,7%	93,7%	87,1%	97,5%	99,5%	99,5%	94,5%
Análise concorrencial no Mercado livre										
Comercializadoras ativas	28	24	26	14	30	31	26	28	12	32
Quota de mercado em número de clientes das 3 maiores comercializadoras (Q3)	92%	73%	71%	89%	92%	91%	74%	72%	86%	91%
Quota de mercado em consumo das 3 maiores comercializadoras (Q3)	88%	70%	68%	69%	76%	88%	70%	69%	70%	76%
HHI em número de clientes	6 676	2 876	1 943	3 680	6 607	6 311	2 916	1 991	3 309	6 251
HHI em consumo	5 946	2 306	1 706	2 008	2 406	5 575	2 331	1 701	1 958	2 400
Composição do switching em número de clientes										
Entradas no Mercado Livre	304 379	1 891	726	8	307 004	291 217	1 810	722	11	293 760
Saídas do Mercado Livre	169 895	914	324	2	171 135	149 505	892	311	3	150 711
Mudanças dentro do Mercado Livre	443 747	5 597	5 840	59	455 243	443 908	5 983	6 123	58	456 072

Fonte: EDP Distribuição e Adene. Elaboração ERSE.

Tabela 0-2 Resumo da estrutura do mercado retalhista de gás natural português, 2018 e 2019

 Mercado retalhista de Gás Natural em Portugal Continental	2018					2019				
	Residenciais	PME	Industriais	Grandes consumidores	Total	Residenciais	PME	Industriais	Grandes consumidores	Total
Número de clientes										
Mercado Regulado	260 967	24 867	613	32	286 479	240 219	22 349	558	0	263 126
Mercado Livre	1 113 530	78 363	4 018	404	1 196 315	1 164 084	80 189	4 331	401	1 249 005
Número de clientes (%) no Mercado Livre	81,0%	75,9%	86,8%	92,7%	80,7%	82,9%	78,2%	88,6%	100,0%	82,6%
Consumo (GWh)										
Mercado Regulado*	521	425	194	48	1 188	454	368	184	20	1 026
Mercado Livre	2 348	1 078	3 921	34 304	41 651	2 372	1 146	4 283	33 633	41 434
Consumo (%) no Mercado Livre	81,8%	71,7%	95,3%	99,9%	97,2%	83,9%	75,7%	95,9%	99,9%	97,6%
Análise concorrencial no Mercado livre										
Comecializadoras ativas	12	12	11	6	12	12	11	12	8	13
Quota de mercado em número de clientes das 3 maiores comercializadoras (Q3)	91%	90%	90%	82%	91%	88%	88%	89%	81%	88%
Quota de mercado em consumo das 3 maiores comercializadoras (Q3)	93%	93%	84%	87%	81%	88%	89%	83%	91%	84%
HHI em número de clientes	3 795	3 910	3 301	3 362	3 792	3 571	3 630	3 227	3 166	3 566
HHI em consumo	3 938	3 749	3 646	3 867	3 538	3 567	3 520	3 551	3 867	4 072
Composição do switching em número de clientes	Residenciais	Não Residenciais		Total	Residenciais	Não Residenciais		Total		
Entradas no Mercado Livre	205 212	798		206 010	213 755	941		214 696		
Saídas do Mercado Livre	153893	642		154 535	164918	666		165 584		
Mudanças dentro do Mercado Livre*	-	-		104 827	-	-		117 344		

Fonte: EDP Distribuição, REN, Adene. Elaboração ERSE.

* Nota: pese embora ter existido consumo no mercado regulado ao longo de 2019, a 31 de dezembro de 2019 já não existiam clientes no mercado regulado neste segmento. Para as mudanças dentro do Mercado Livre, os dados disponíveis não estão classificados por segmento.

1 INTRODUÇÃO

1.1 OBJETIVO E ÂMBITO

O presente relatório enquadra-se nas funções de supervisão e acompanhamento dos mercados de eletricidade e de gás natural desempenhadas pela ERSE e é uma importante ferramenta de avaliação do seu funcionamento em termos de dinâmica de concorrência, de caracterização das ofertas comerciais, de proteção do consumidor e de serviço ao cliente.

A abertura dos mercados de eletricidade e gás natural reforçou a necessidade da sua monitorização na componente de retalho que procura garantir, simultaneamente, a existência de condições de concorrência entre os diversos operadores e a minimização das assimetrias de informação fomentando, assim, a transparência, fator crítico para a eficiência do mercado.

Este relatório pretende contribuir para uma visão de conjunto do mercado retalhista nas suas diferentes vertentes, tendo uma periodicidade anual e analisando dados relevantes tais como, por exemplo, o número de clientes no ML, tendências no consumo ou a qualidade do serviço prestado, bem como os principais avanços regulamentares e legislativos. Também é apresentada uma visão de médio prazo sobre a estrutura e a dinâmica concorrencial do mercado retalhista português, que complementa a informação divulgada mensalmente nos relatórios sobre o ML, com um foco mais de curto prazo.

Com a divulgação regular de informações acerca do funcionamento do mercado, procura-se promover um maior entendimento e confiança por parte de todos os agentes.

1.2 MERCADO LIBERALIZADO EM PORTUGAL

Todos os consumidores em Portugal continental podem livremente escolher o seu fornecedor de eletricidade e de gás natural. Para mudar de comercializador, os consumidores devem concentrar-se em três passos fundamentais, conforme descrito a seguir, na Figura 1-1.

Importa lembrar algumas características da mudança de comercializador, nomeadamente:

- a mudança de comercializador é gratuita para o consumidor,

- o ponto de contacto preferencial para cada consumidor é o seu respetivo comercializador e, na mudança, deverá ser o novo comercializador a assumir esse papel,
- a mudança de comercializador não implica qualquer alteração da instalação consumidora (o contador, por exemplo), a não ser que o cliente a solicite,
- não existe um número máximo de mudanças de comercializador que cada consumidor pode efetuar,
- a tarifa social deve ser aplicada por todos os comercializadores, incluindo os de mercado,
- o prazo máximo para a mudança é de três semanas,
- a ERSE divulga na sua página da internet (www.erse.pt) uma lista dos comercializadores que, voluntariamente, pretenderam divulgar os seus contatos comerciais nesse sítio.

Figura 1-1 - Procedimentos para mudança do comercializador



Fonte: ERSE.

Os comercializadores devem ainda apresentar aos seus clientes informação pré-contratual que permita conhecer as características da oferta de fornecimento. Para o efeito, foi aprovada pela ERSE uma ficha

contratual padronizada⁴ que resume e sistematiza, de forma comparável, os principais aspetos da oferta do comercializador.

Figura 1-2 - Ficha contratual padronizada

ANEXO FICHA NORMALIZADA DE OFERTA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA	
Parte I - IDENTIFICAÇÃO DO COMERCIALIZADOR E DA OFERTA	
Comercializador (fornecedor)	«Designação comercial do comercializador, conforme inscrito no contrato de fornecimento»
Oferta comercial (designação)	«Designação completa da oferta comercial disponibilizada»
Segmento da oferta	«Especificação do segmento a que a oferta se destina (p.e., Baixa tensão, clientes particulares com potência até 6,9 kVA e Baixa pressão, clientes particulares até 2.ª escalação de gás natural)»
Contactos comerciais, para reclamação e pedido de informação	«Identificação dos contactos comerciais a utilizar com o comercializador, incluindo os que são específicos da oferta comercial e os que são de utilização genérica»
Contacto para assistência técnica ou avarias	«Identificação dos contactos para comunicação de avarias ou necessidade de assistência técnica e menção de custo associado»
Contacto para leituras de contador	«Identificação dos contactos para comunicação de leituras e menção de custo associado»
Parte II - CONDIÇÕES ESPECÍFICAS DA OFERTA	
Fornecimento	<input type="checkbox"/> Eletricidade <input type="checkbox"/> Gás natural <input type="checkbox"/> Dual (Elet.+Gás Natural)
Duração	____ meses ou até à data de ____ (ddmmaaaa) <input type="checkbox"/> Renovação automática
Validade da oferta	<input type="checkbox"/> Permanente <input type="checkbox"/> Promocional, até ____ (ddmmaaaa)
Fidelização	<input type="checkbox"/> Não <input type="checkbox"/> Sim, por ____ meses Benefício associado: _____ Custo quebra de fidelização: _____
Indexação de preço	<input type="checkbox"/> Preço indexado na eletricidade <input type="checkbox"/> Preço indexado no gás natural
Faturação	Periodicidade: _____ Pagamento até ____ dias da emissão da fatura <input type="checkbox"/> Fatura eletrónica obrigatória <input type="checkbox"/> Modalidade de pagamento fixo
Meio(s) de pagamento	_____ (identificar todos os disponíveis) Preço diferenciado? <input type="checkbox"/> Não <input type="checkbox"/> Sim Se sim, quais os que têm custo adicional: _____
Prazo de resposta a reclamações	____ dias úteis <input type="checkbox"/> Sem compensação <input type="checkbox"/> Com compensação Valor da compensação: _____€
Serviços adicionais	«Especificação do serviço»
Parte III.le - Fornecimento de ELETRICIDADE	
Custo mensal de _____ €	
CPE ⁽¹⁾	PT _____
Potência contratada	_____
Preço total ⁽²⁾	_____ para fornecimento indicativo de 100 kWh/mês
Preço atual da energia	<input type="checkbox"/> Fixo, de _____ <input type="checkbox"/> Indexado, a _____ Cálculo do preço indexado: _____ Informação do indexante disponível em: _____
Opção tarifária	<input type="checkbox"/> Simples <input type="checkbox"/> Bi-horária <input type="checkbox"/> Tri-horária <input type="checkbox"/> Outra: _____
Emissões de CO2	_____ g CO2/100 kWh, de acordo com última informação anual
Parte III.gn - Fornecimento de GÁS NATURAL	
CUI ⁽¹⁾	PT _____
Escalação de consumo	_____
Preço total ⁽²⁾	_____ para fornecimento indicativo de 100 kWh/mês
Preço atual da energia	<input type="checkbox"/> Fixo, de _____ <input type="checkbox"/> Indexado, a _____ Cálculo do preço indexado: _____ Informação do indexante disponível em: _____
Parte IV - Informação ao CONSUMIDOR	
TARIFA SOCIAL e ASECE	«Informação sobre as condições de aplicação da tarifa social e do ASECE, atribuição dos mesmos e meios de contacto com o comercializador para este efeito.»
CLIENTES COM NECESSIDADES ESPECIAIS	«Informação sobre a condição de cliente com necessidades especiais (CNE), respetivos direitos e forma de contacto com o comercializador para esclarecimento de dúvidas ou solicitação da condição de CNE.»

(1) Obrigatório preenchimento apenas com a concretização do contrato.
(2) Considera um consumo indicativo de 100 kWh por mês, sendo apresentado o custo global mensal com todos os encargos (acesso e energia), excluindo impostos e taxas. Nas ofertas de com vários períodos horários considera-se um consumo igualmente distribuído por cada período. O consumo é meramente indicativo e destina-se a operacionalizar a comparação de ofertas em mercado, não refletindo o consumo real dos destinatários da oferta.

Fonte: ERSE.

A ERSE disponibiliza na sua página na *internet* uma ferramenta de comparação de preços e condições de ofertas em mercado. Sublinha-se, para reforço das características de integridade e de transparência do funcionamento do mercado retalhista, a necessidade de os consumidores utilizarem todas as informações disponíveis para uma escolha mais consciente.

⁴ Conforme estabelecido pela Diretiva n.º 6/2015, de 27 de abril, disponível em:

<https://www.erse.pt/biblioteca/atos-e-documentos-da-erse/?tipologia=Atos+normativos&setor=&ano=&descricao=+6%2F2015>.

1.3 GRANDES NÚMEROS DO MERCADO RETALHISTA EM PORTUGAL

Figura 1-3 - Grandes números do mercado liberalizado de eletricidade e gás natural

Síntese do Mercado Liberalizado de Eletricidade 	Número de Clientes <hr/> 5 243 352	Consumo médio <hr/> 43 207 GWh
	Peso Relativo do ML¹ <hr/> 95%	Nº de Mudanças no ML <hr/> 456 072 Clientes 7 117 GWh
	Nº de entradas² <hr/> 293 760 Clientes 1 486 GWh	Nº de saídas³ <hr/> 150 711 Clientes 569 GWh

Síntese do Mercado Liberalizado de Gás Natural 	Número de Clientes <hr/> 1 249 005	Consumo Médio <hr/> 41 434 GWh
	Peso Relativo do ML¹ <hr/> 98%	Nº de Mudanças no ML <hr/> 117 344 Clientes
	Nº de entradas² <hr/> 96 749 Clientes	Nº de saídas³ <hr/> 47 787 Clientes

Nota: 1. Peso relativo do consumo no ML no consumo global de MR e ML; 2. As entradas totais no ML incluem as passagens do MR e as entradas diretas no ML; 3. As saídas totais no ML incluem as passagens para o MR e as saídas sem outro contrato

Fonte: EDP Distribuição e Adene. Elaboração ERSE.

2 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Durante o ano de 2019, apesar de a esmagadora maioria dos consumos (95%) já estar no ML retalhista, continuou a observar-se uma consolidação deste mercado, quer em termos de consumo global de eletricidade, quer em número de clientes. Curiosamente, e apesar do elevado nível de maturidade entretanto atingida, verificou-se em 2019 uma ligeira aceleração do crescimento do número de clientes no ML, de 2,7% para 2,8%. Em consumo, o ritmo de crescimento do ML retalhista em consumo é naturalmente inferior ao verificado em anos anteriores, o que é explicado pelo facto de os clientes de maior dimensão já terem transitado para o ML em anos anteriores.

Fatores estruturais como a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, a existência de 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 no ML.

Ao nível de fatores conjunturais, a descida de quase 10 Eur/MWh do preço grossista, na zona portuguesa do MIBEL, durante o ano de 2019, pode ter contribuído para a tendência de consolidação do ML. Também se mantêm diferenciais reduzidos de preço entre Portugal e Espanha no mercado grossista, que propiciam 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 2019, encontravam-se a operar em mercado 32 comercializadores sendo que, destes, 31 marcavam presença no segmento dos consumidores domésticos⁵.

Em 2019 continua a registar-se uma penetração significativa do ML, não apenas nos segmentos de grandes consumidores⁶ e consumidores industriais⁷, mas também no segmento doméstico. Efetivamente, cerca de 87% do consumo do segmento doméstico já se encontrava no ML no final de 2019.

A intensidade de mudança de comercializador apresenta um valor muito semelhante ao do ano anterior, em número de clientes, e regista uma ligeira quebra face ao ano anterior, em consumo, que se deve, principalmente, à redução do volume de mudanças dentro do ML.

⁵ Conjunto de clientes cujas instalações de consumo estão ligadas às redes em baixa tensão, com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kW (BTN, baixa tensão normal).

⁶ Conjunto de clientes cujas instalações de consumo estão ligadas às redes de muito alta tensão (MAT) e de alta tensão (AT).

⁷ Conjunto de clientes cujas instalações de consumo estão ligadas às redes de média tensão (MT).

2.1 ESTRUTURA DO MERCADO RETALHISTA

2.1.1 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO

O processo de liberalização do setor elétrico em Portugal continental tem sido efetuado de forma progressiva, sendo que o ML tem vindo a consolidar-se, em boa parte, devido ao processo de extinção de tarifas reguladas que, em janeiro de 2013, passou a abranger todos os clientes, incluindo os domésticos.

A Figura 2-1 apresenta a evolução do peso relativo do ML e os principais marcos do calendário de liberalização do mercado elétrico. O processo de liberalização deste setor foi iniciado em 1995 e concluído em setembro de 2006, com a atribuição do direito de escolha de fornecedor a todos os consumidores.

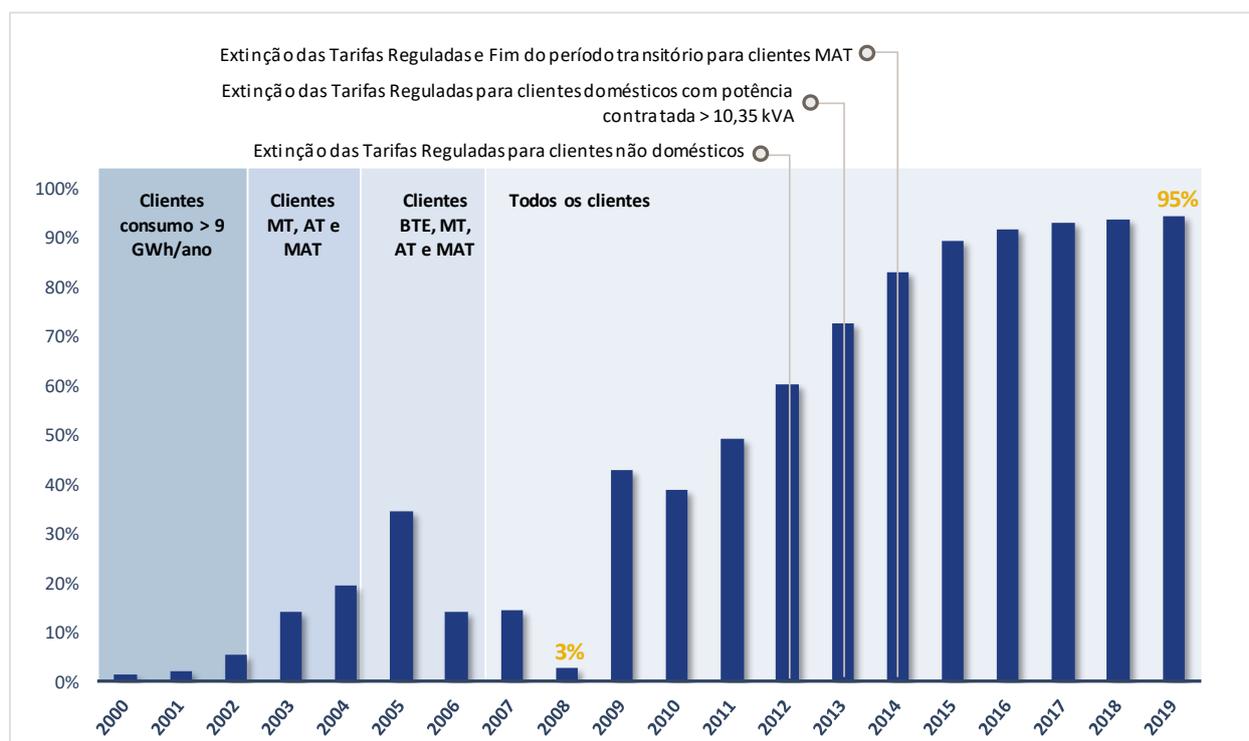
Em janeiro de 2011, iniciou-se o processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos em muito alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE). Para os clientes em baixa tensão normal (BTN) foi definido o seguinte calendário de extinção das tarifas reguladas: i) a partir de 1 de julho de 2012, clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA e ii) a partir de 1 de janeiro de 2013, clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA. O período transitório de fornecimento pelo CUR aos clientes em MT, BTE e BTN que não exerçam o direito de mudança para o ML foi estendido até 31 de dezembro de 2021, 2022⁸ e 2025⁹, respetivamente.

Globalmente, observa-se uma tendência de crescimento do ML que se intensificou a partir de 2008. O processo de extinção de tarifas reguladas e o aumento da concorrência e do número de comercializadores a operar no mercado, contribuíram significativamente para este movimento. No final de 2019, o consumo em ML representava cerca de 95% do consumo total.

⁸ Conforme definido na Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril.

⁹ Conforme definido na Lei do Orçamento de Estado para 2020.

Figura 2-1 - Calendário de liberalização do mercado de eletricidade e a evolução do seu peso relativo



Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

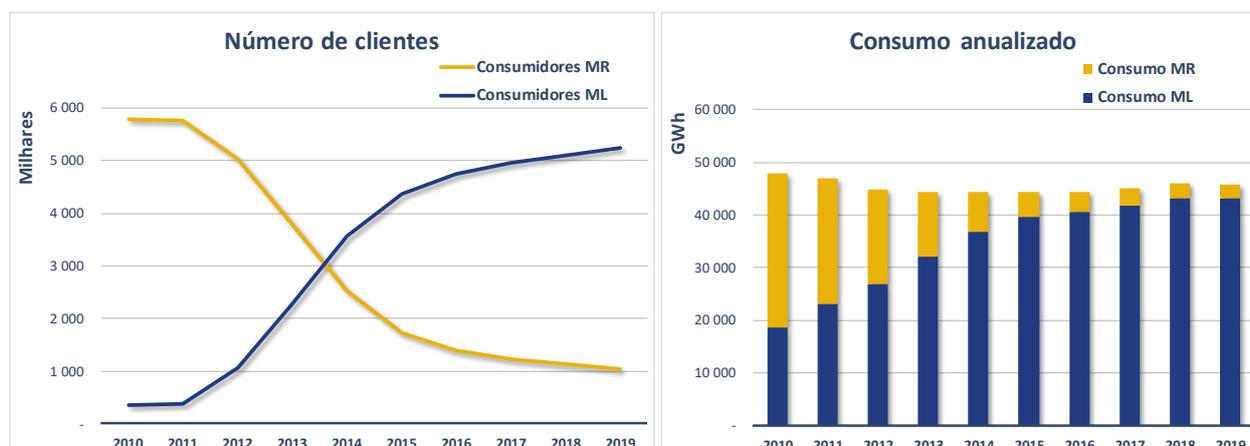
Nota: peso relativo do consumo anualizado no ML sobre o consumo global do MR e ML.

A Figura 2-2 apresenta a evolução do número de clientes e do consumo no ML em Portugal continental, bem como informações acerca do MR abastecido pelo CUR. Entre 2010 e 2019, observou-se a entrada de cerca de 4,9 milhões de novos clientes no ML e um incremento do consumo de 24,5 mil GWh, o que equivale a dizer que o ML cresceu 14,7 vezes em número de clientes entre 2010 e 2019 e 2,3 vezes em termos de consumo.

Curiosamente, 2019 foi o primeiro ano, desde 2011, em que se verificou um aumento do ritmo de crescimento do número de clientes no ML (2,8% face aos 2,7% de 2018).

No MR, observou-se o movimento oposto, tendo-se verificado, no mesmo período, uma redução de aproximadamente 82% do número de clientes e de 91% do consumo.

Figura 2-2 - Repartição do número de clientes e do consumo entre MR e ML, 2010 a 2019



Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

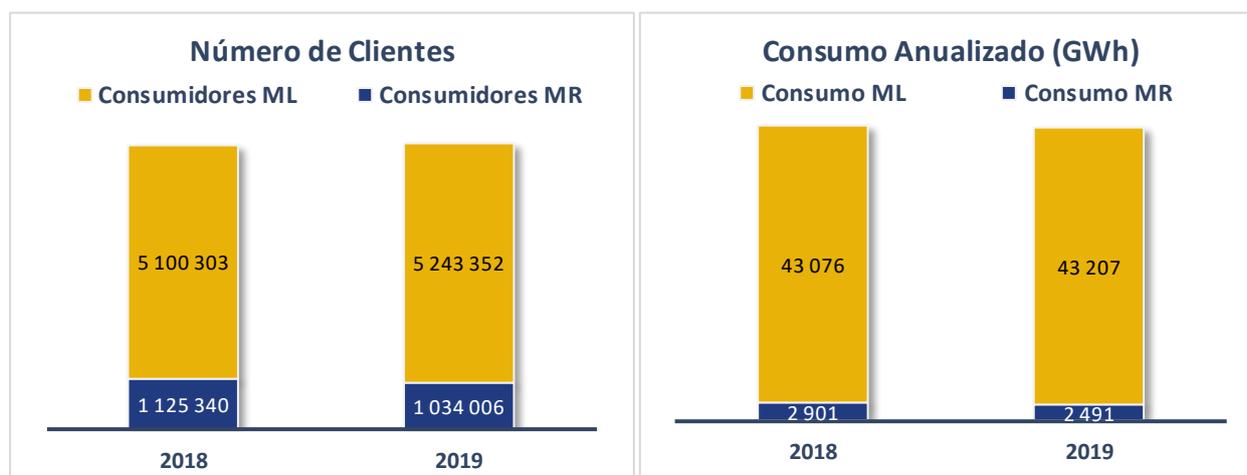
A Figura 2-3 apresenta o número de clientes e o consumo no mercado elétrico português para os anos de 2018 e 2019. Verifica-se que o ML alcançou, no final de 2019, um número acumulado de cerca de 5,24 milhões de clientes, o que corresponde a um crescimento de 2,8% face ao ano anterior. O MR, por sua vez, registou uma queda anual do número de clientes de 8,1% atingindo, no final de 2019, 1,03 milhões de clientes. Estes valores correspondem a uma aceleração do ritmo de crescimento do número de clientes no ML do ritmo de redução do número de clientes no MR.

O consumo anualizado no ML ascendeu a 43 207 GWh em 2019¹⁰, um aumento de 131 GWh (+0,3% face ao ano anterior). Em sentido oposto, o MR registou uma queda de 14,1% em termos de consumo, a maior queda percentual dos últimos 3 anos, apresentando um consumo anualizado de 2 491 GWh em 2019.

Assim, em 2019, o ML representou 95% do consumo registado no território continental e 84% do número total de clientes.

¹⁰ Consumo médio em 12 meses atribuído a clientes no ML no final de 2019.

Figura 2-3- Número de clientes e consumo no mercado elétrico, 2018 e 2019

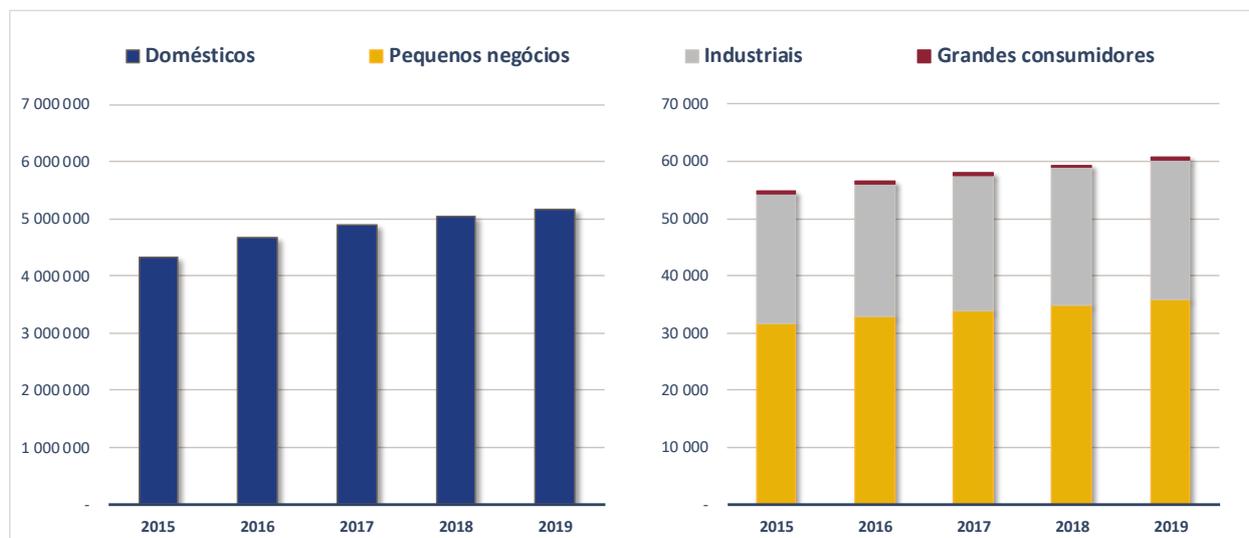


Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

Uma análise mais detalhada reforça a conclusão de que o aumento gradual da dimensão do ML, no período analisado, deve-se essencialmente à continuação da entrada de clientes domésticos, cujo número aumentou, em 2019, cerca de 3% face ao ano anterior. Em todo caso, também houve aumento nos restantes perfis de clientes entre 2018 e 2019: o número de grandes consumidores cresceu 2,1% (o valor mais elevado dos últimos 4 anos), enquanto que o número de clientes industriais no ML cresceu 1,7%. Para os pequenos negócios¹¹, o aumento foi de 2,7%, vide Figura 2-4.

¹¹ Conjunto de clientes cujas instalações de consumo estão ligadas às redes em baixa tensão, com potência contratada superior a 41,4 kW (BTE, baixa tensão especial).

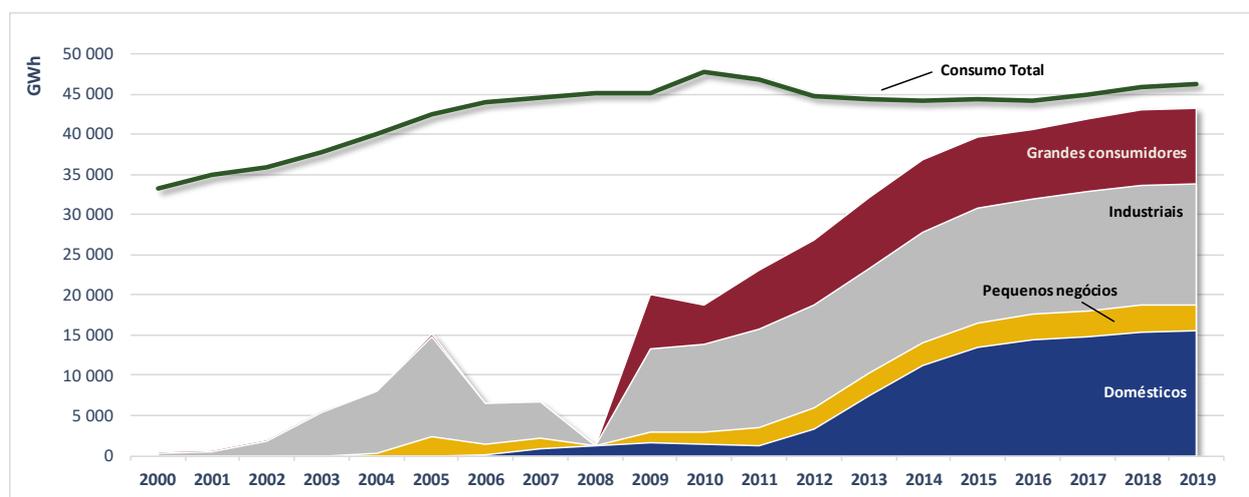
Figura 2-4 - Evolução do mercado liberalizado em Portugal continental por número de clientes, 2015 a 2019



Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

O consumo de cada segmento de clientes que se encontra em ML é apresentado na Figura 2-5, de onde é possível extrair que os segmentos relativos aos consumidores domésticos e industriais são os que mais pesam no consumo total no ML, cada um com cerca de 35% de quota. A atual situação é distinta da verificada em 2013, último ano no qual os dois segmentos com maior peso no ML eram os segmentos dos industriais (41%) e dos grandes consumidores (27%).

Figura 2-5 - Evolução do mercado liberalizado por consumo, 2000 a 2019



Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

Na Figura 2-6 é feita a análise sobre a penetração do ML por segmento entre 2015 e 2019, podendo observar-se que, no final de 2019, à exceção do segmento doméstico, a quase totalidade dos consumos foi assegurado por comercializadores em mercado. No caso dos grandes consumidores e dos industriais vêm sendo registadas percentagens iguais ou superiores a 99% em todo o período analisado.

No segmento dos pequenos negócios, a percentagem de consumo abastecida por comercializadores de mercado continua a crescer, tendo passado de cerca de 94%, em 2015, para 98%, em 2019. O segmento doméstico é o que regista o crescimento mais acentuado na percentagem de consumo no ML, tendo passado de 76% para 87% no espaço de cinco anos. O crescimento face ao ano anterior foi de cerca de 2%, o que corresponde a um aumento de face ao valor de 1% registado em 2018. Este facto é particularmente significativo tendo em conta a maturidade do mercado entretanto alcançada.

Figura 2-6 - Penetração em consumo do mercado liberalizado por segmento de clientes, 2015 a 2019



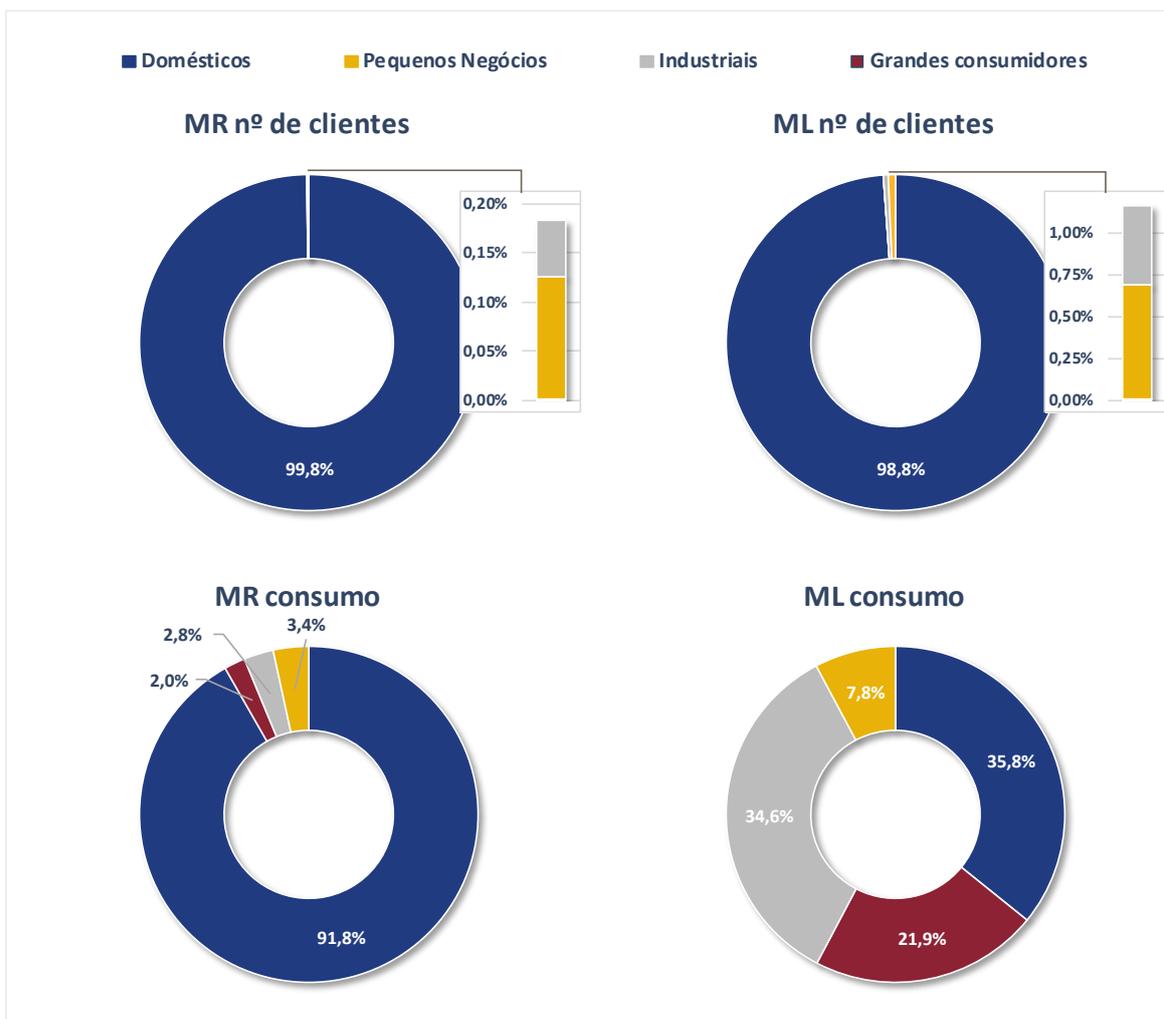
Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

Em termos de caracterização do mercado, apresentada na Figura 2-7, não existem alterações relevantes face à situação do ano anterior, sendo que a quase totalidade do número de clientes do ML são, naturalmente, clientes domésticos, e em termos de consumo, os segmentos mais representativos no ML são o dos clientes domésticos e dos clientes industriais (35,8% e 34,6%, respetivamente).

No que se refere ao MR, a quase totalidade dos clientes abastecidos pelo CUR pertence ao segmento de clientes domésticos (99,8%), e a esmagadora maioria dos consumos também se concentra neste segmento (91,8%).

Para os segmentos não-domésticos, a legislação prevê a possibilidade de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, quando a percentagem de clientes presente no ML num determinado segmento supere os 90%¹², extinção que se tem vindo a concretizar quando o CUR deixa de ter clientes nesse segmento.

Figura 2-7 - Caracterização do mercado de eletricidade, 2019



Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

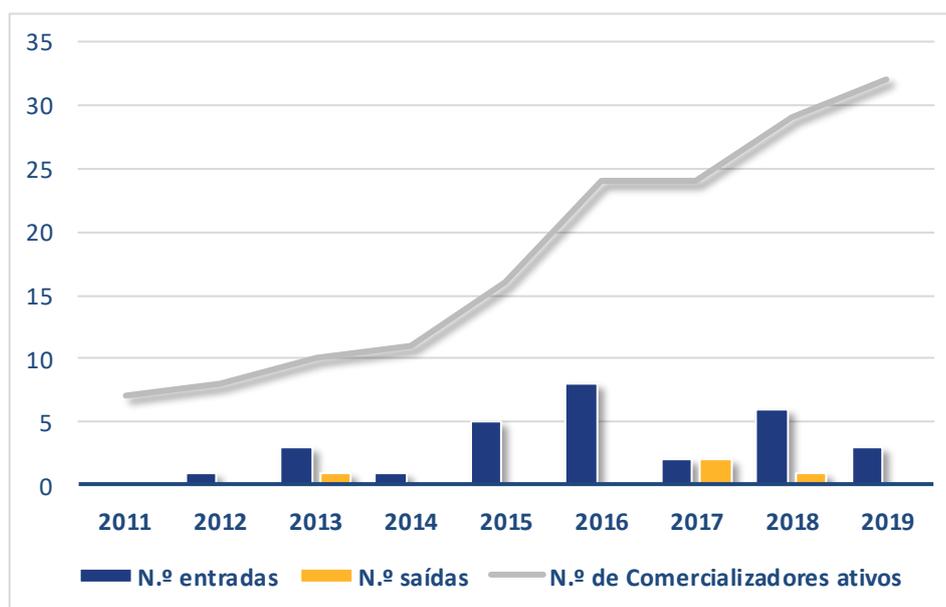
¹² Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 13/2014 de 22 de janeiro.

2.1.2 COMERCIALIZADORES ATIVOS POR SEGMENTO DE CLIENTES

No final de 2019, além do CUR, encontravam-se a operar em mercado 32 comercializadores, dos quais 31 marcavam presença no segmento doméstico (27 em 2018), 28 no segmento industrial (25 em 2018), 26 no segmento de pequenos negócios (23 em 2018) e 12 no segmento dos grandes consumidores (13 em 2018). O Quadro 2-1 apresenta a lista dos 32 comercializadores em regime não regulado e os respetivos segmentos atendidos e a Figura 2-8 apresenta a evolução do número de comercializadores ativos no ML desde 2011.

O aumento do número de comercializadores em atividade no ML da eletricidade deve-se ao ingresso de três novos agentes ao longo de 2019, a Cepsa, a G9Telecom e a Usenergy, não tendo sido registada nenhuma saída. Dos novos agentes, a Cepsa tem origem externa.

Figura 2-8 – Evolução do número de comercializadores ativos e de entradas e saídas de comercializadores do ML, 2011 a 2019



Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

Cabe ainda destacar que, destes 32 comercializadores, 12 também atuam na comercialização de gás natural, nomeadamente Aldro, Audax, EDP Comercial, Endesa, G9Telecom, Galp Power, GN Fenosa, Goldenergy, Iberdrola, Lusíadaenergia, PH Energia e Rolear.

Quadro 2-1 - Lista dos comercializadores de eletricidade ativos em 31 de dezembro de 2019

Comercializadores		Domésticos	Pequenos negócios	Industriais	Grandes consumidores
ACCIONA Energía		•	•	•	•
Aldro Energía y Soluciones		•	•	•	
Alfa Energía		•	•	•	
Audax Energía		•	•	•	
Axpo Portugal		•	•	•	•
Cepsa		•		•	
Clidomer		•			•
ECOCHOICE		•	•	•	
EDP Comercial		•	•	•	•
Elergone Energía		•	•	•	•
ENAT ENERGIAS		•	•	•	
Endesa		•	•	•	•
Enforcesco		•	•	•	•
Ezurimbol		•	•	•	
FORTIA				•	•
G9Telecom		•			
Galp Power		•	•	•	•
Gás Natural Fenosa		•	•	•	•
Goldenergy		•	•		
HEN		•	•	•	
Iberdrola		•	•	•	•
JafPlus		•	•	•	
Logica Energy		•	•	•	
Lusíadaenergia		•	•	•	
LUZBOA		•	•	•	
Muon Electric		•	•	•	•
ODF Energía		•	•	•	
PH Energía		•	•	•	
PropensAlternativa		•			
PT Live		•	•	•	
Rolear Viva		•		•	
Usenergy		•	•	•	

Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

2.2 NÍVEL CONCORRENCIAL

A concorrência é fundamental para garantir que os mercados de energia funcionam no interesse dos consumidores – gerando benefícios aos consumidores, incentivando as empresas a serem mais eficientes e fornecendo serviços a preços competitivos. Um dos objetivos da regulação é o de criar e manter uma estrutura de regras clara e previsível, criando condições para uma concorrência sã e efetiva entre os participantes no mercado.

Assim, para obter benefícios para os consumidores de energia, devem ser criadas condições que permitam um processo de competição dinâmico, minimizando barreiras de entrada e saída e estimulando a inovação através da rivalidade entre as empresas na competição pela captação de uma maior fatia do mercado, vide Quadro 2-2.

Quadro 2-2 - Estrutura e resultados esperados do mercado em bom funcionamento

Estrutura de Mercado	Resultados Esperados
<ul style="list-style-type: none"> • Muitos participantes no mercado liberalizado sem barreiras para entrada e saída 	<ul style="list-style-type: none"> • Redução dos valores das faturas
<ul style="list-style-type: none"> • Baixa concentração de mercado 	<ul style="list-style-type: none"> • Boa qualidade do serviço
<ul style="list-style-type: none"> • Poucas barreiras para a mudança de comercializador 	<ul style="list-style-type: none"> • Inovação e implementação de novos modelos de negócios
<ul style="list-style-type: none"> • Alto nível de compromisso dos consumidores 	<ul style="list-style-type: none"> • Confiança dos consumidores elevada

Fonte: OFGEM, 2018. State of the Energy market report.

Na seguinte secção analisaremos o funcionamento da concorrência no mercado retalhista de eletricidade em Portugal.

2.2.1 ANÁLISE DE QUOTAS DE MERCADO NO MERCADO LIBERALIZADO

Em 2019, apesar de a EDP Comercial manter a tendência de redução da sua quota de mercado (queda de 2,4 p.p. e de 0,1 p.p. face a 2018, em número de clientes e de consumo, respetivamente), continua a

manter a sua posição de principal operador no ML com quotas de 78% e 42%, em número de clientes e em consumo, respetivamente.

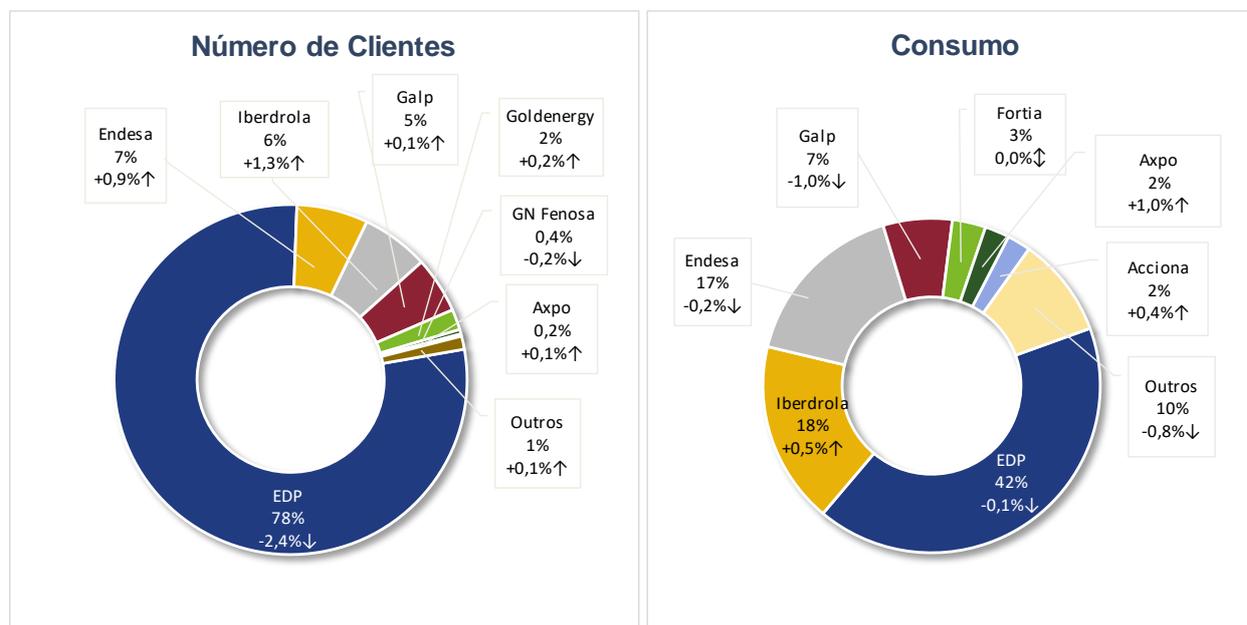
Em relação aos restantes operadores, em número de clientes, a Endesa e a Iberdrola surgem nas segunda e terceira posições com um aumento de quota significativos (0,9 p.p. e 1,3 p.p.), registando quotas de mercado no final de 2019 de 7% e 6%, respetivamente. Regista-se ainda que a Iberdrola ultrapassou a Galp Power, que passou a ocupar a quarta posição com 5% dos clientes no ML.

Em termos de consumo, a Iberdrola e a Endesa registam a segunda e terceira posições, com quotas de cerca de 18% e 17%, respetivamente, tendo a Iberdrola registado um crescimento de 0,5 p.p.. Em termos de consumo, a Galp é o comercializador que regista maior perda de quota (1 p.p.) e a Axpo a que regista o maior crescimento (1 p.p.) alcançando uma quota de 2%.

Cabe ainda referir os comercializadores Goldenergy, Fortia, e Acciona, que registam quotas iguais ou superiores a 2%, em número de clientes ou em consumo. O conjunto de comercializadores agrupados na rubrica "Outros"¹³ registou, em 2019, um decréscimo de 0,8 p.p. na quota de mercado em termos de consumo, alcançando os 10%.

¹³ No presente relatório, a designação "Outros" inclui os comercializadores que, em quota de mercado, ocupam a oitava posição e seguintes.

Figura 2-9 - Quotas de mercado ML elétrico, em número de clientes e consumo, 2019



Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

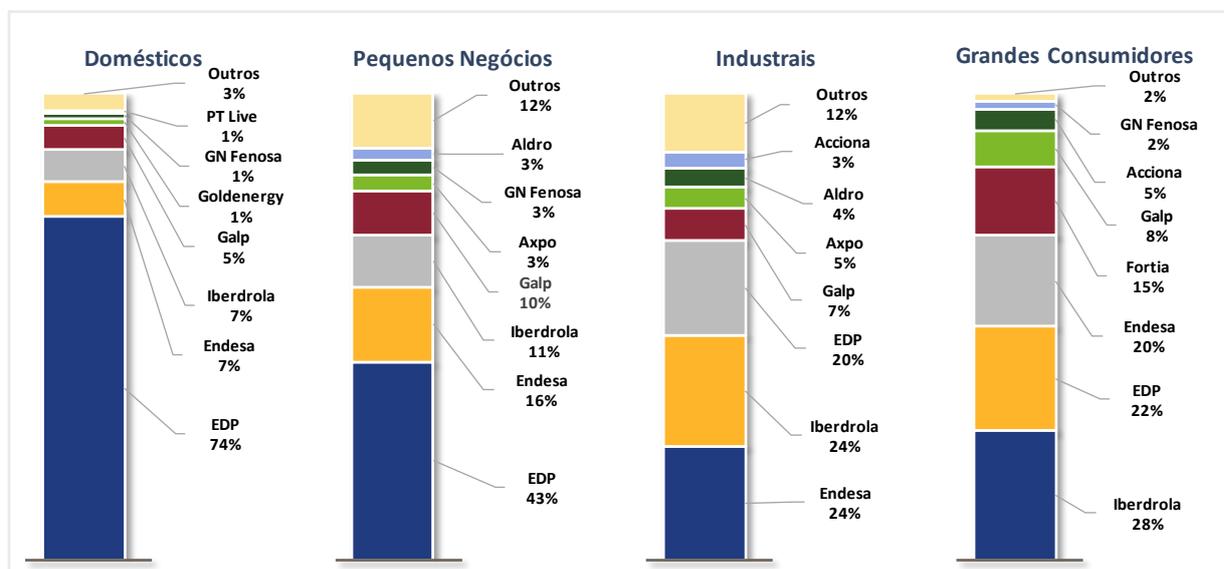
Na Figura 2-10 são apresentadas as quotas de mercado por segmento e por consumo. A EDP Comercial lidera nos segmentos doméstico (74%) e dos pequenos negócios (43%), sendo que nos segmentos dos clientes industriais e dos grandes consumidores essa posição é assumida pela Endesa e pela Iberdrola, com 24% e 28%, respetivamente.

Verifica-se que a presença de comercializadores alternativos ao incumbente é mais forte nos segmentos com consumos médios mais elevados, ou seja, industriais e grandes consumidores, onde a quota dos concorrentes da EDP Comercial regista valores em torno dos 80%.

Destaca-se ainda que, à exceção do segmento doméstico, é possível encontrar pelo menos seis comercializadores com quotas de mercado iguais ou superiores a 2,5%, sendo que no segmento industrial esse número sobe para 9, o que parece apontar para um maior dinamismo e concorrência neste segmento. Também ao nível dos comercializadores de menor dimensão agrupados na categoria «Outros», o segmento industrial apresenta, em conjunto com o dos pequenos negócios, os valores de quota de mercado mais significativos, de 12%.

No segmento doméstico, o número de comercializadores com quotas de mercado iguais ou superiores a 2,5% foi de apenas de quatro e mantém-se sem alterações face aos dois anos anteriores.

Figura 2-10 - Quotas de mercado no ML de eletricidade por segmento e consumo, 2019



Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

O foco comercial de cada comercializador tem tradução na evolução das quotas de mercado em número clientes e em consumo, que será avaliado na Figura 2-11.

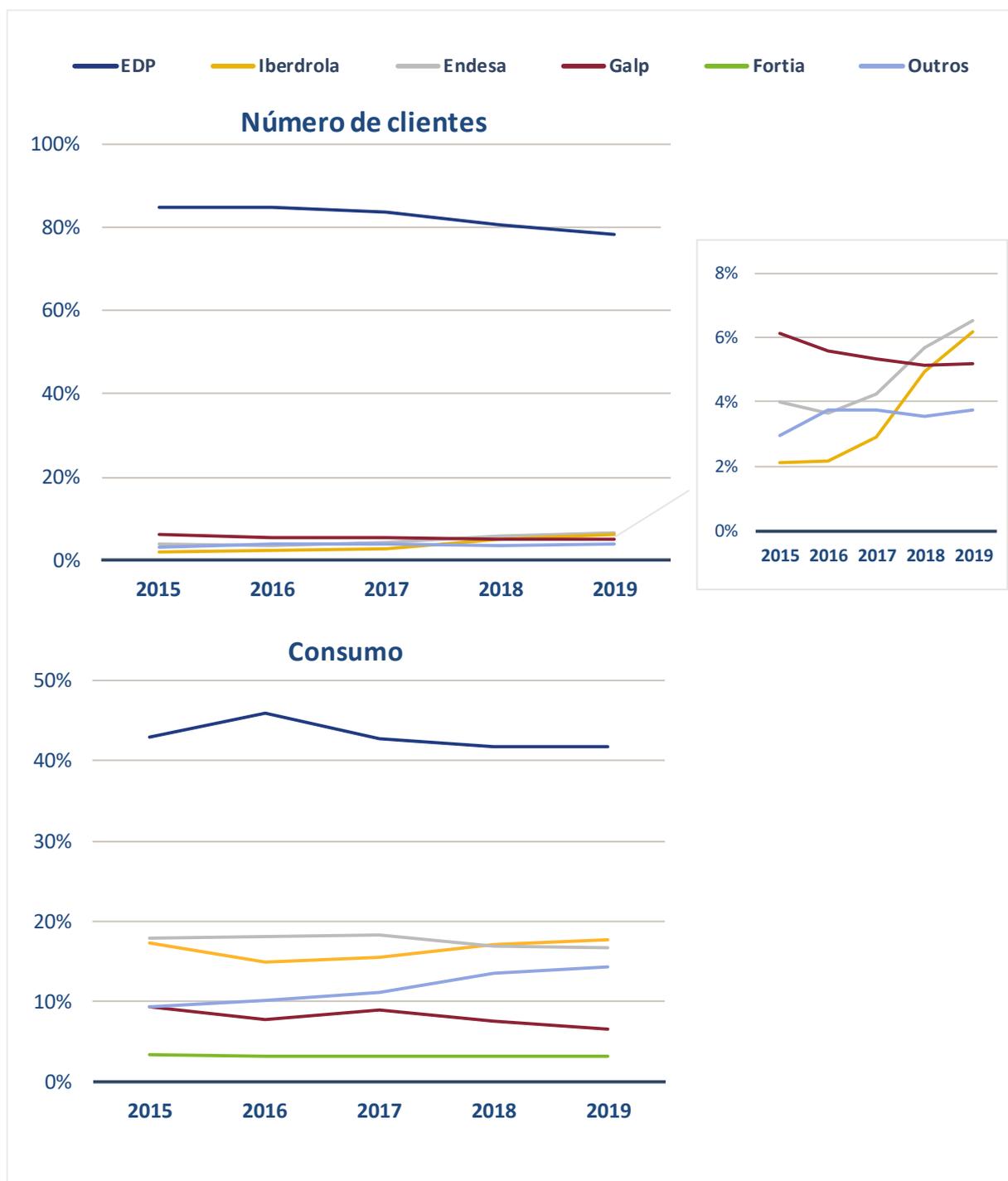
É possível verificar que, entre 2015 e 2019, a EDP Comercial manteve sempre a sua posição de liderança, embora registando uma redução da sua quota de mercado de 6,5 e 1,3 p.p., em número de clientes e em consumo, respetivamente.

Em termos de consumo, há a destacar o rápido crescimento da quota de mercado dos comercializadores representados pela rúbrica “Outros”, 5,0 p.p.¹⁴ no período analisado, à custa da redução das quotas de praticamente todos os outros comercializadores. Destaca-se ainda a manutenção da segunda posição por parte da Iberdrola e o agravamento, em 2019, da tendência de descida da Galp.

Em número de clientes, a Endesa e a Iberdrola mantêm em 2019 a tendência de crescimento verificada nos anos mais recentes, e que é feita à custa, principalmente, de perdas da EDP Comercial. A Iberdrola ultrapassou a Galp Power, assumindo assim a terceira posição.

¹⁴ Os comercializadores Axpo e Acciona, não representadas na Figura 2-11 por terem uma quota inferior a 3%, registaram um crescimento de 1,6 p.p. e 2,2 p.p., respetivamente.

Figura 2-11 - Evolução das quotas de mercado no ML elétrico em número de clientes e consumo, 2014 a 2019



Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

Nota: Apenas são representados os comercializadores que registaram uma quota de mercado igual ou superior a 3%.

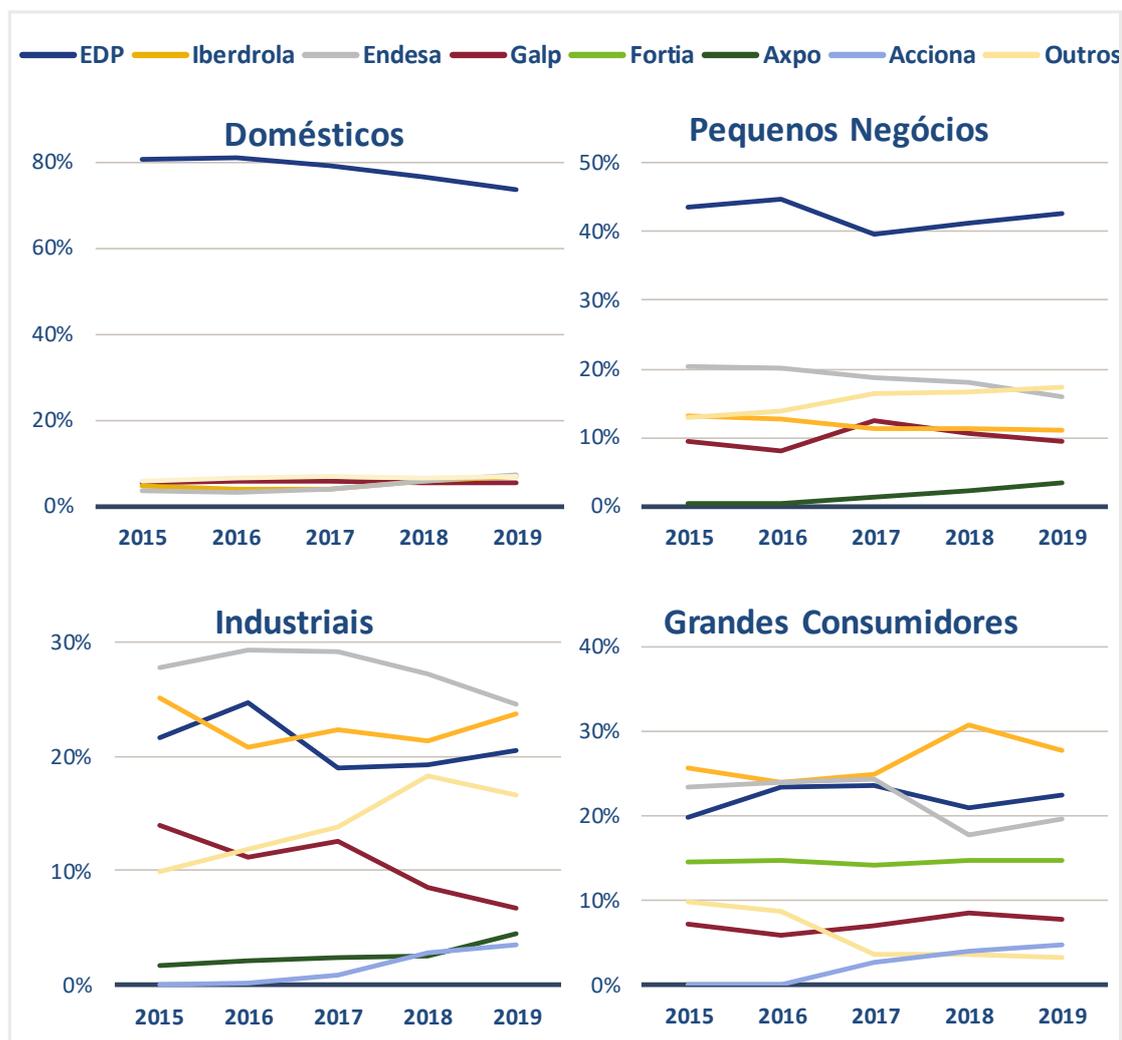
A Figura 2-12 apresenta a evolução da quota de mercado por segmento, em termos de consumo. A EDP Comercial é o comercializador com a maior quota entre 2015 a 2019 nos segmentos doméstico e dos

pequenos negócios. No segmento doméstico, a EDP Comercial manteve, em 2019, a tendência de decréscimo, principalmente à custa de ganhos da Endesa e da Iberdrola, que assumem as posições seguintes. Nos pequenos negócios, a EDP Comercial, apesar de recuperar quota de mercado em 2019, principalmente à custa dos concorrentes mais diretos, regista uma perda de quota de 0,9 p.p. no período em análise. Ainda neste segmento destacam-se o crescimento da Axpo e dos comercializadores agrupados na categoria «Outros».

Em 2019, nos segmentos industrial e dos grandes consumidores, os três principais comercializadores aumentaram, no seu conjunto, a sua quota de mercado, tendo mantido as posições relativas do ano anterior. Em ambos os segmentos, verifica-se que, no período em análise, não há alterações relativas ao comercializador com maior quota, a Endesa no segmento industrial e a Iberdrola no segmento dos grandes consumidores, sendo que ambas viram a sua quota deteriorar-se em 2019. A evolução da Endesa coloca-a no final de 2019 com quotas claramente inferiores às de 2015, enquanto a da Iberdrola, pelo contrário, regista um crescimento no período em análise. A EDP Comercial registou em 2019 uma recuperação em ambos os segmentos, mantendo-se, no entanto, abaixo dos valores registados em 2015.

Cabe ainda assinalar, no segmento industrial, a continuada tendência de redução da quota de mercado da Galp, que baixou de 14% para 6,8 entre 2015 e 2019, e o crescimento vincado da Axpo e da Acciona, destacando-se a Axpo como a empresa que ganhou mais quota de mercado neste segmento em 2019. Ainda neste segmento, os comercializadores agrupados na categoria «Outros» registaram uma quebra de 1,6 p.p. em 2019, mantendo-se, contudo, muito acima dos valores registados em 2015.

Figura 2-12 - Evolução das quotas de mercado no ML elétrico em consumo por segmento, 2014 a 2019



Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

2.2.2 ANÁLISE DE CONCENTRAÇÃO NO MERCADO LIBERALIZADO

Os valores do índice HHI¹⁵ para o mercado português, apresentados na Figura 2-13, apontam para uma redução global da concentração de mercado em 2019, quer em termos de número de clientes, quer em termos de consumo.

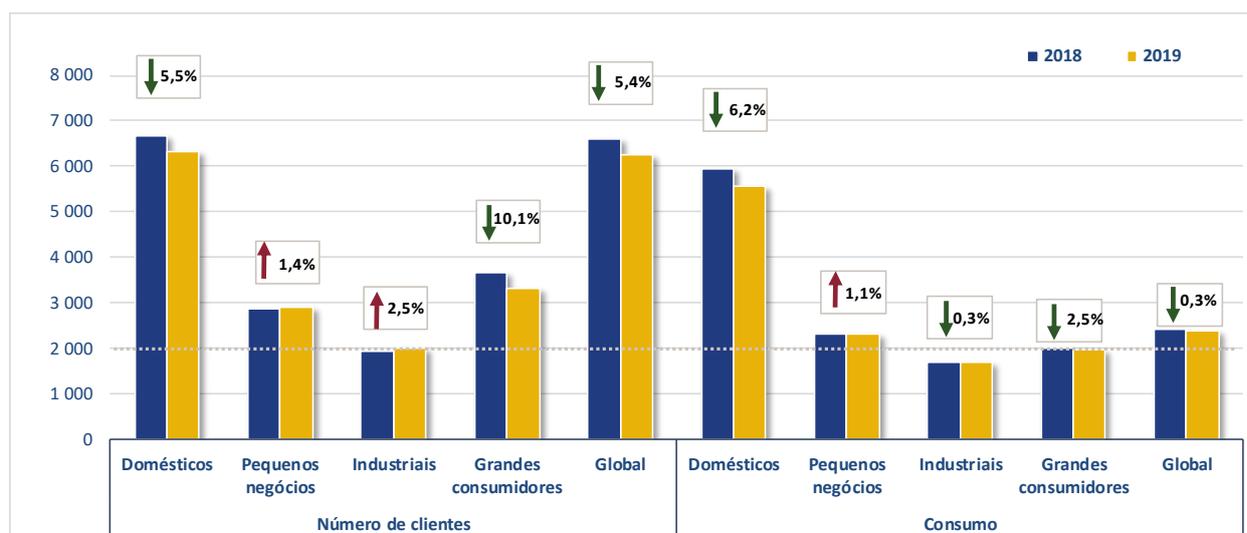
¹⁵ Um dos indicadores mais frequentemente utilizados para medir a concentração do mercado e que corresponde a multiplicar por 10.000 o somatório do quadrado das quotas de mercado de todos os comercializadores. Um HHI com o valor de 10.000 corresponde à concentração máximo, com um comercializador com 100% de quota, e um HHI com o valor 0 corresponde ao menor nível de concentração.

A redução global da concentração de mercado é explicada, principalmente, à custa da queda da quota da EDP Comercial em favor do aumento da participação de outros comercializadores no mercado. Essa redução é mais acentuada quando medida em termos de número de clientes (queda de 5,4%), sendo principalmente influenciada pelo comportamento no segmento doméstico.

A forte presença da EDP Comercial no segmento doméstico conduz, apesar das reduções significativas do HHI no período avaliado (na ordem dos 6%), a um elevado nível de concentração no segmento.

É ainda de assinalar a queda de 2,5% do valor do HHI medido em consumo, no segmento dos grandes consumidores, colocando-o abaixo do valor 2 000, resultado de uma competição mais aguerrida e que se reflete na perda de quota de mercado do principal comercializador neste segmento, a Iberdrola, em favor dos concorrentes.

Figura 2-13 - Concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2018 e 2019 (HHI)



Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

Quanto ao indicador Q3¹⁶, apresentado na Figura 2-14, verifica-se, entre 2018 e 2019, uma redução dos níveis de concentração, em número de clientes, de 0,5 p.p., e um aumento, em termos de consumo, de 0,3 p.p..

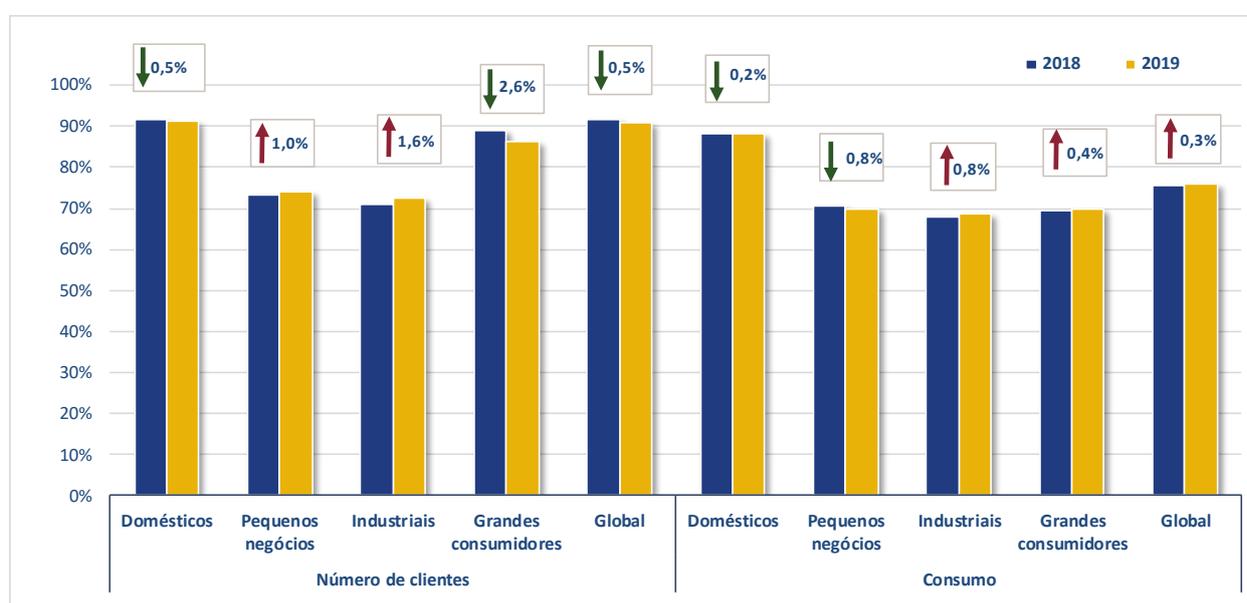
A redução de quota da EDP Comercial no setor doméstico, não totalmente compensada pelo crescimento Endesa e da Iberdrola, explica a redução global do Q3 global medido em número de clientes, enquanto o

¹⁶ Quota dos três comercializadores com maior dimensão.

crescimento da quota dos três principais comercializadores nos segmentos industrial e de grandes consumidores explica o aumento global do Q3 medido em consumo.

Naturalmente, o segmento doméstico apresenta um Q3 tipicamente mais elevado, especialmente em número de clientes, embora tenha apresentado uma redução de 0,5 p.p. em número de clientes e 0,2 p.p. consumo.

Figura 2-14 – Quota dos três comercializadores com maior dimensão em número de clientes e consumo, 2018 e 2019 (Q3)



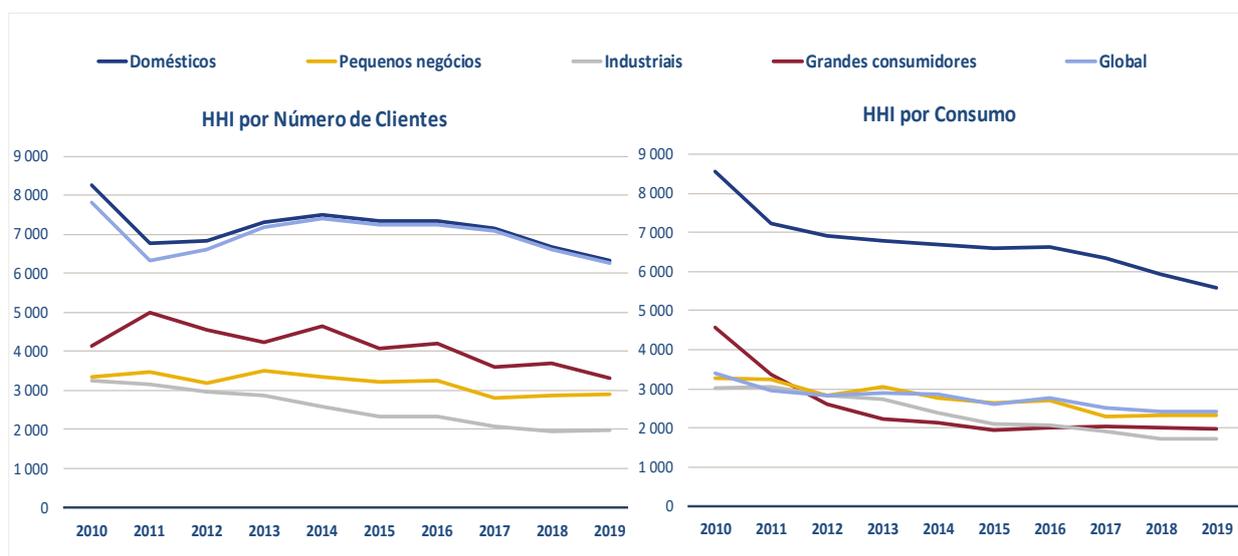
Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

Na Figura 2-15 é possível verificar que a evolução da concentração do mercado entre 2010 e 2019 apresenta uma tendência decrescente na generalidade dos segmentos sendo que, em termos de consumo, os valores de concentração já estão, à exceção do segmento doméstico, claramente abaixo de 2 500¹⁷. Desde 2017, verifica-se uma redução da concentração de mercado mais vincada no segmento doméstico.

¹⁷ O valor de 2 500 é tomado como limiar superior de situação de mercado concorrencial: equivale a um mercado em que existem quatro comercializadores com quotas de mercado idênticas.

A Figura 2-16 regista também uma tendência generalizada de redução da concentração de mercado entre 2010 e 2019, quando medida em termos dos indicadores Q1¹⁸ e Q3. Em relação ao Q1, notou-se um aumento do seu valor entre 2011 e 2014, tendência que se inverteu nos últimos anos do período analisado.

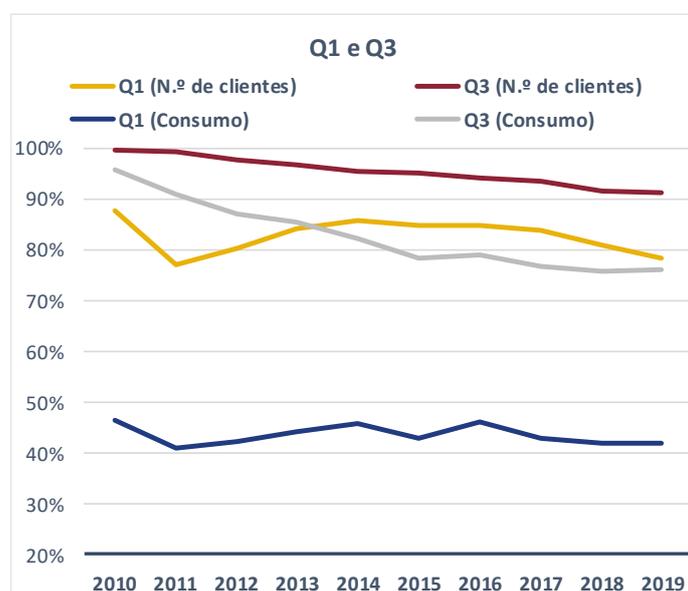
Figura 2-15 - Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2010 a 2019 (HHI)



Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

¹⁸ Quota de mercado do comercializador de maior dimensão.

Figura 2-16 - Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2010 a 2019 (Q1 e Q3)



Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

2.3 MOVIMENTOS DE MERCADO

2.3.1 SALDOS DAS CARTEIRAS

Na Figura 2-17 podem analisar-se os saldos¹⁹ dos comercializadores do ML em 2018 e 2019, valor que é influenciado pelo saldo das mudanças no ML, pelas entradas no ML, diretas e provenientes do MR, cuja análise é apresentada nas secções seguintes, bem como pelas saídas do ML, diretas e para o CUR. O valor final do saldo em GWh é também influenciado por alterações no consumo dos clientes da carteira dos comercializadores entre cada um dos anos em análise.

Em 2019 manteve-se a tendência verificada no ano anterior em termos dos comercializadores que registaram os melhores e piores saldos, em número de clientes e em consumo.

¹⁹ Saldo obtido através da diferença da carteira de clientes e do consumo anualizado calculado no último mês de dois anos consecutivos, para os comercializadores analisadas na Figura 2-9.

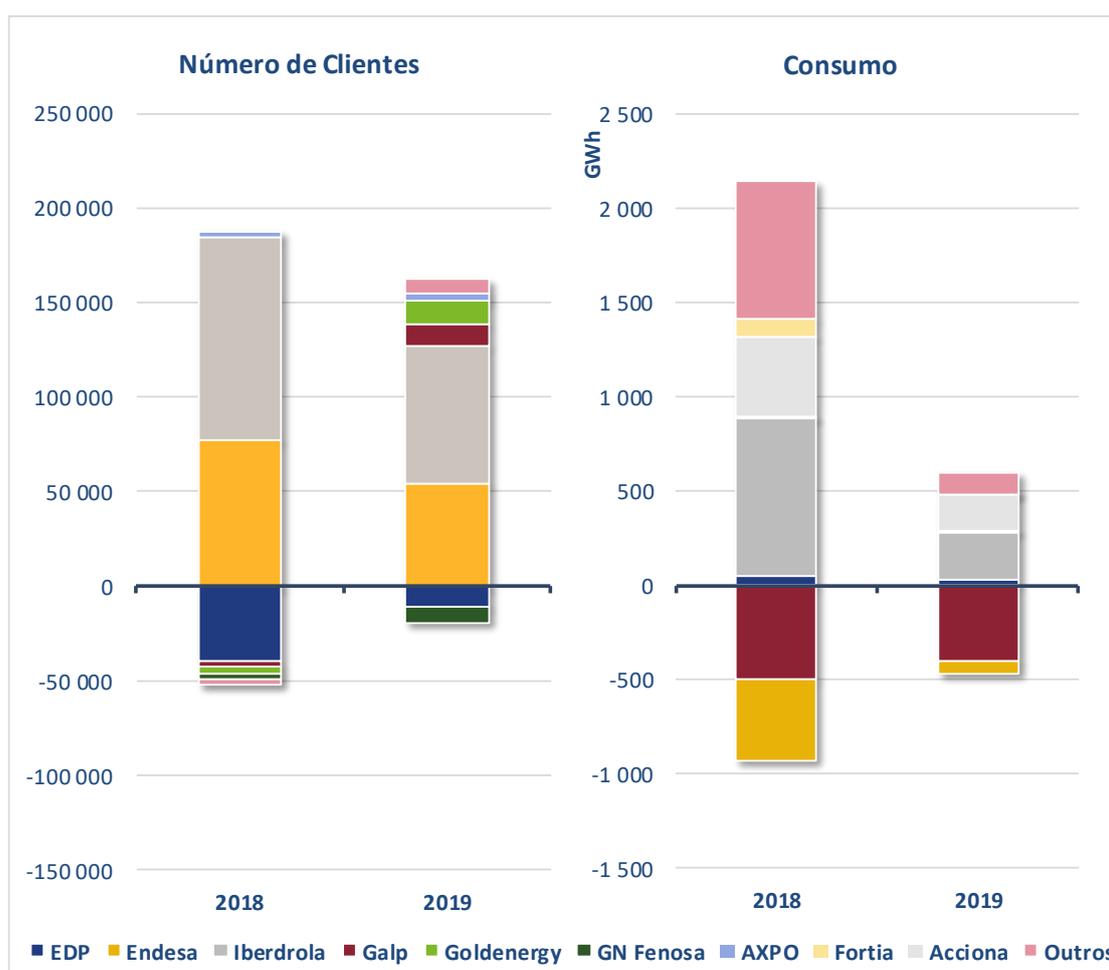
A Iberdrola é o comercializador que regista os maiores ganhos líquidos em número de clientes, 73 mil, e em consumo, 255 GWh, embora com valores inferiores aos registados no ano anterior.

A Endesa é o segundo comercializador que mais cresce em número de clientes, 55 mil, mas que, apesar disso, regista o segundo pior saldo em termos de consumo, com uma redução de 67 GWh.

Tal como no ano anterior, a EDP Comercial, continua a registar a maior queda do número de clientes, 10 mil, apresentando um aumento ligeiro (28 GWh) da sua carteira de consumo, o que aponta para a manutenção da orientação comercial para clientes com maior consumo médio.

É ainda de assinalar o facto de a GALP continuar a ser o comercializador que perde mais de consumo (405 GWh) e, em sentido inverso, o forte crescimento da Acciona (186 GWh) e dos comercializadores agrupados na rubrica “Outros” (119 GWh).

Figura 2-17 - Saldos dos comercializadores no ML, 2018 a 2019



Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

2.3.2 MUDANÇAS DENTRO DO MERCADO LIBERALIZADO

Os dados relativos as mudanças de comercializador, em número de clientes²⁰ e em termos de consumo²¹, dentro do ML são apresentadas na Figura 2-18, que também apresenta informações a respeito do saldo dentro do ML relativo à atuação de cada comercializador nos anos de 2018 e 2019.

As colunas relativas à categoria “ML-ML” referem-se aos movimentos dos clientes que optaram por mudar de comercializador dentro do ML em 2018 e 2019. A parte superior (positiva) indica os clientes e o consumo relativo que passaram a ter contrato com um novo comercializador, enquanto a parte inferior (negativa), identificada pela área com padrão, indica os clientes e o consumo respetivo que saíram do comercializador cessante. As colunas da categoria “Saldo ML-ML” apresentam os saldos de ganho ou perda de clientes e consumo de cada comercializador, referentes as mudanças no ML e são obtidos pela soma dos valores positivos e negativos da categoria “ML-ML” para cada comercializador.

O comportamento dos Saldos ML-ML em 2019 foi muito semelhante ao verificado no ano anterior.

A Iberdrola foi o comercializador que angariou o maior número de clientes nas mudanças do ML, cerca de 63 mil clientes, e o segundo maior volume (264 GWh), apresentando, no entanto, uma desaceleração da tendência verificada no ano anterior. A Xpo foi o comercializador a apresentar o maior saldo em consumo nas mudanças do ML-ML, de cerca de 481 GWh.

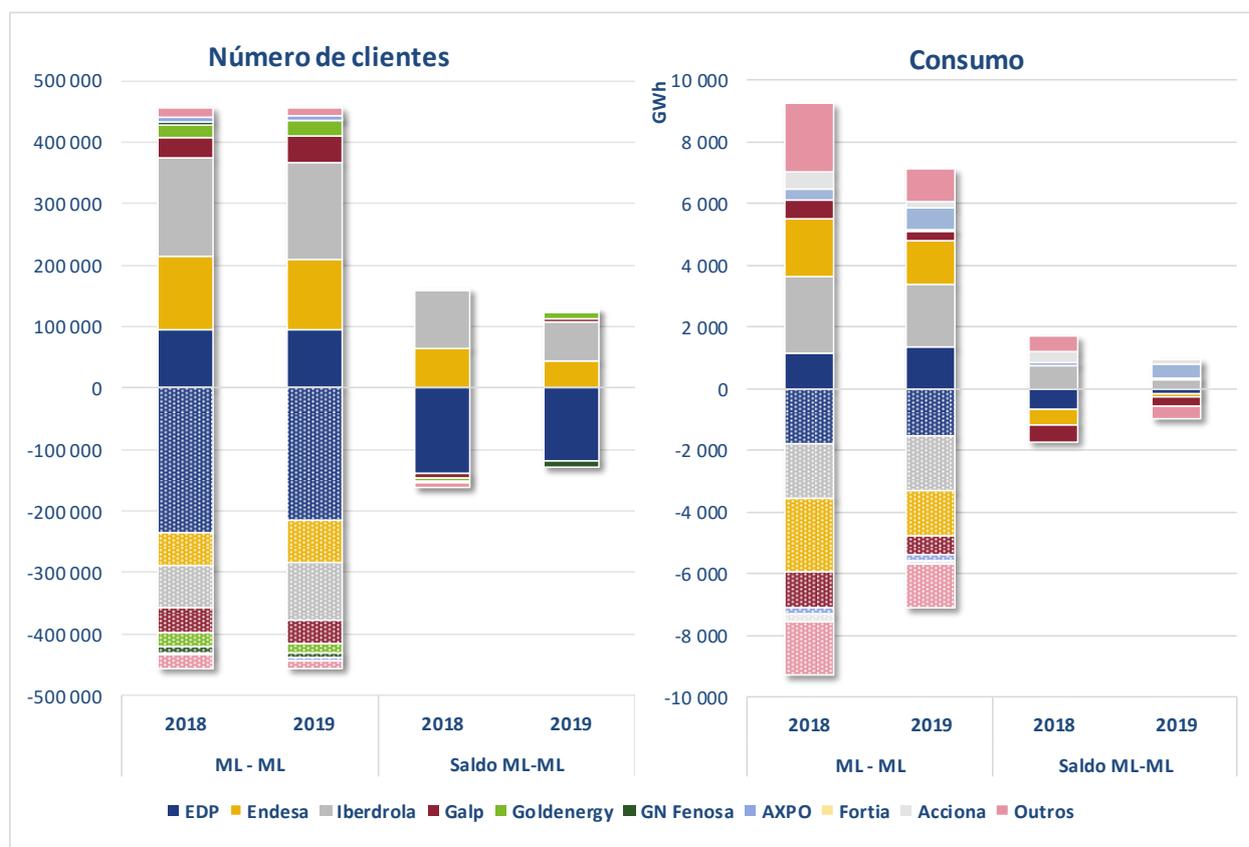
Em sentido contrário, a EDP Comercial apresentou o saldo ML-ML mais negativo em número de clientes, cerca de 119 mil clientes, e o segundo pior saldo em consumo (170 GWh), o que corresponde a uma diminuição do valor de perdas registado no ano anterior. A Galp foi o comercializador que registou o saldo ML-ML mais negativo em termos de consumo (321 GWh), apesar disso, com um valor absoluto inferior ao de 2018.

Destaque ainda para o ganho de 45 mil consumidores da Endesa e para o saldo negativo da categoria «Outros» de 393 GWh.

²⁰ Soma das mudanças dentro do ML que ocorreram em cada mês medidos em termos de número de clientes, para os comercializadores analisadas na Figura 2-9.

²¹ Soma das mudanças dentro do ML que ocorreram em cada mês medidos em termos de consumo anualizado, para os comercializadores analisadas na Figura 2-9.

Figura 2-18 - Mudanças e saldo no ML por número de clientes e por consumo, 2018 a 2019



Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

2.3.3 MUDANÇAS DO MERCADO REGULADO PARA O MERCADO LIBERALIZADO

A Figura 2-19 mostra, em detalhe, a evolução do número de clientes e do consumo respetivo que deram entrada em carteiras de comercializadores no ML originários do MR. Em 2019, houve uma redução de 14% do número de clientes que transitou do MR para o ML (de 86 mil em 2018 para 75 mil em 2019) e uma redução de 20% em termos de consumo (de 404 GWh em 2018 para 322 GWh em 2019).

Verifica-se que a EDP Comercial é o comercializador que continua a captar o maior volume de clientes e de consumos provenientes do MR (43 mil clientes e 129 GWh), apesar de o fazer de forma menos expressiva que em 2018 (51 mil clientes e 179 GWh). Em termos percentuais, manteve-se, em 2019, a tendência de queda da EDP Comercial na captação de consumos oriundos do MR, tendo passado de uma quota de 59% e 44% em 2018, em número de clientes e em consumo, para 58% e 40% em 2019, respetivamente.

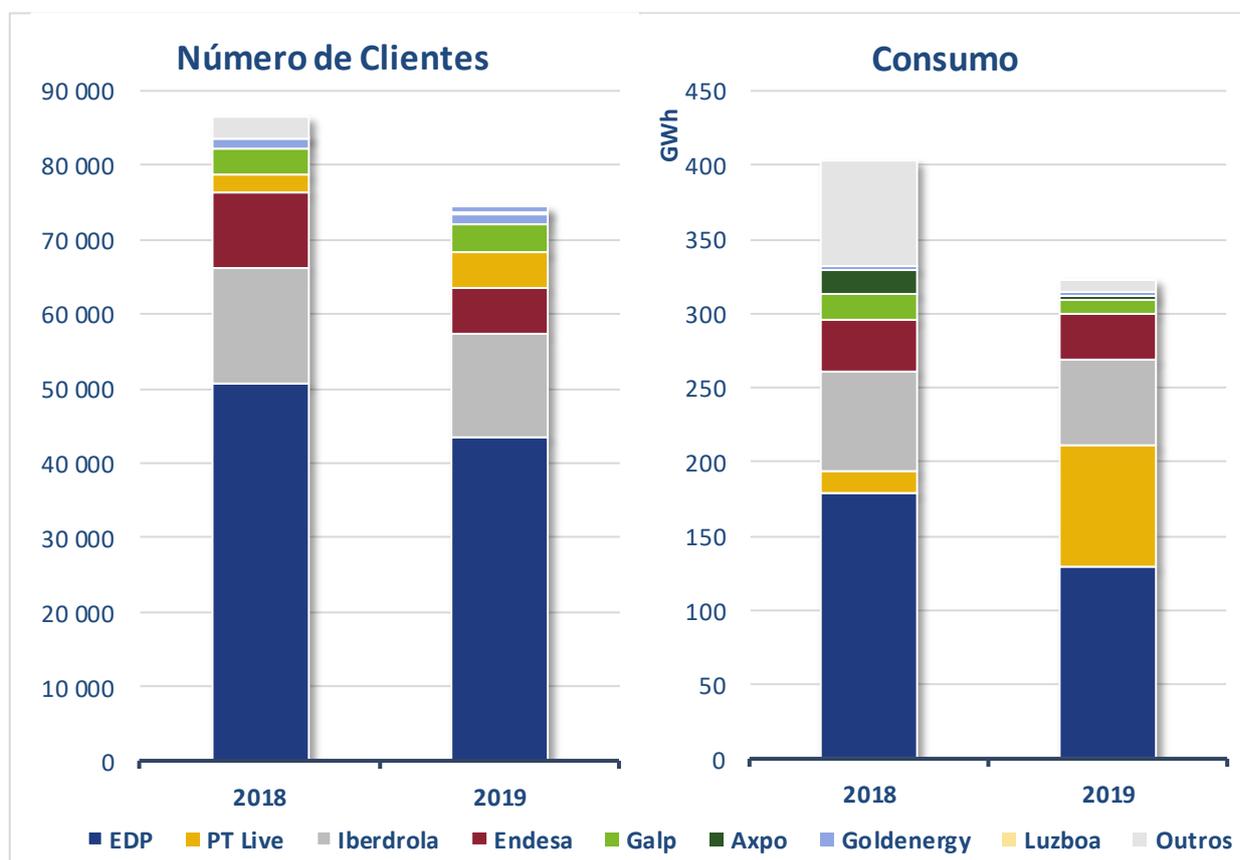
A tendência na redução do peso do incumbente na captação de clientes do MR para o ML deve ser encarado como um aspeto positivo, pois indicia que os clientes estão mais atentos às alternativas

disponíveis em mercado. É particularmente relevante que a quota de mercado da EDP Comercial, na captação de clientes do MR, seja já muito inferior à sua quota global de mercado de 78% registada no final de 2019.

É também interessante registar que a PT Live, que iniciou a sua atuação no ML do setor elétrico apenas em 2018, seja o segundo comercializador na captação de consumos do MR para o ML, com 82 GWh, e o quarto em número de clientes, com cerca de 5 mil.

A Iberdrola e a Endesa são, respetivamente, o segundo e terceiro comercializadores na captação de clientes no MR, registando a Iberdrola a terceira posição em consumo.

Figura 2-19 - Entradas do MR para o ML por número de clientes e por consumo, 2018 a 2019



Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

2.3.4 ENTRADAS DIRETAS NO MERCADO LIBERALIZADO

Em 2019, ingressaram diretamente no ML elétrico 219 140 novos clientes, valor praticamente igual ao registado no ano anterior, com consumo atribuído de 1 164 GWh²², valor 13% superior ao valor apresentado em 2018, conforme apresentado na Figura 2-20.

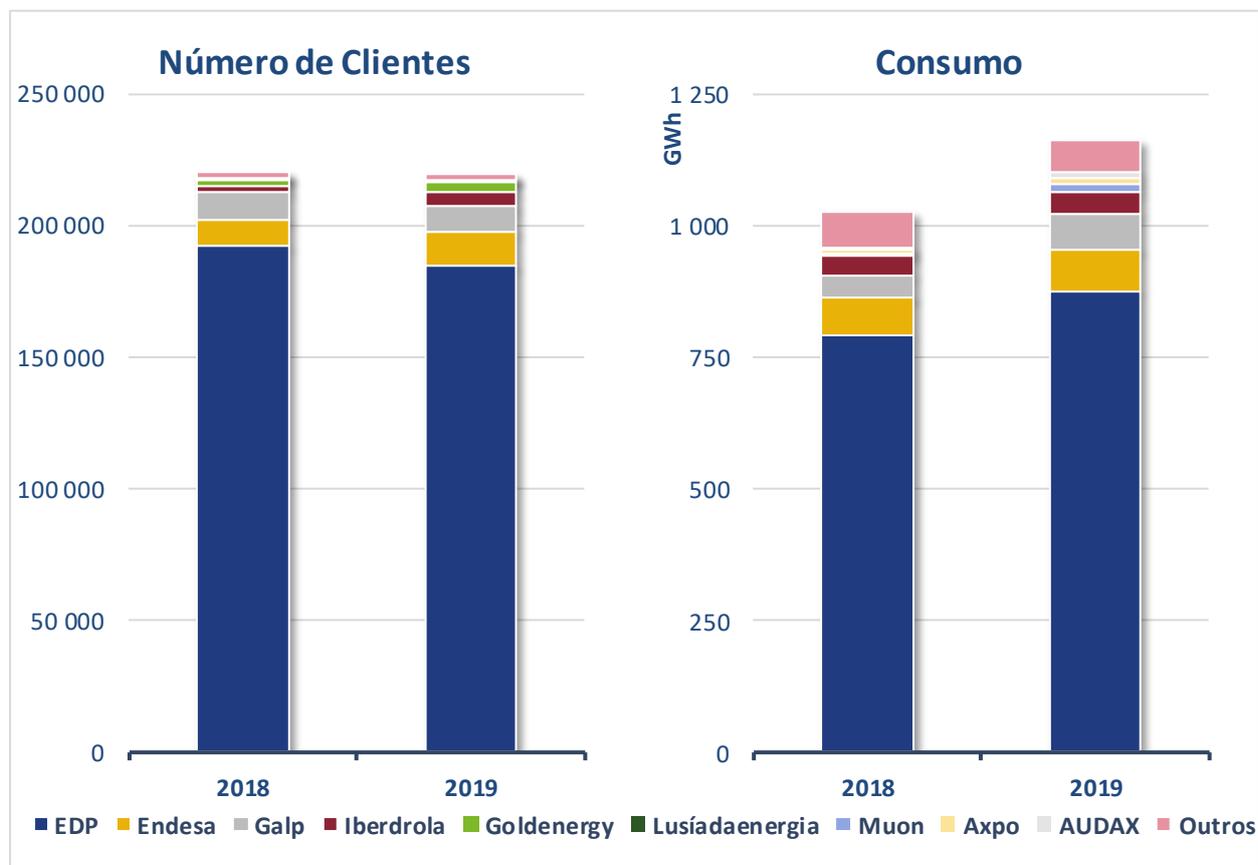
A EDP Comercial continua a liderar, de forma esmagadora, nas captações de consumo associadas a novos clientes, apesar de ter registado uma ligeira degradação dessa posição em 2019. Efetivamente, a EDP Comercial captou, em 2019, 875 GWh de consumo associado a novos clientes, o que representa 75% do valor total de entradas diretas, menos 2 p.p. que em 2018.

É de referir que a tendência de redução acentuada do peso da EDP Comercial na captação de consumo oriundo do MR não se confirma no que diz respeito à captação de consumos em entradas diretas. Efetivamente, não apenas a redução da quota da EDP Comercial é aqui muito menos significativa como esta supera claramente a sua quota de mercado no final do ano (42%), bem como a quota na captação de consumos oriundos do MR (40%). Em termos de número de clientes este valor é ainda mais significativo já que a EDP Comercial captou 84% das entradas diretas em 2019, com cerca de 185 mil novos clientes, menos 3 p.p. que em 2018.

A Endesa aparece em seguida, com cerca de 79 GWh de consumo captado associado a entradas diretas (7% do total), mantendo uma proporção idêntica à do ano anterior. Em número de clientes a Endesa captou cerca de 12 mil clientes (6% do total), mais de 23% do valor registado em 2018 (dez mil clientes). A Galp ocupa a terceira posição em consumo, tendo visto a sua captação aumentar no período avaliado para cerca de 67 GWh (6% do total). Em número de clientes, captou dez mil novos clientes que representam 5% do total das entradas diretas, a mesma percentagem que em 2018.

²² Soma do consumo anualizado relativo aos clientes com entradas diretas no ML

Figura 2-20 - Entradas diretas (primeiro contrato) por número de clientes e consumo, 2018 a 2019



Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

2.4 DINÂMICA DE MERCADO NO SEGMENTO DOMÉSTICO

2.4.1 ROTAÇÃO DA CARTEIRA DE CLIENTES DOMÉSTICOS

Na Figura 2-21 são apresentadas as taxas médias de entradas²³ e as taxas média de saídas²⁴, nos últimos 12 meses, dos sete comercializadores com maior quota de mercado²⁵ em número de clientes no segmento doméstico e dos restantes comercializadores agrupados na rubrica «Outros», bem como as respetivas quotas de mercado. De uma forma geral, a taxa média de entradas é superior ao valor da taxa média de saídas, o que se justifica pelo facto de se continuar a verificar uma migração significativa de clientes do MR para o ML.

Em 2019, salvo algumas exceções²⁶, verificou-se uma redução generalizada das taxas médias de entrada e de saída.

O comercializador do incumbente apresenta um valor médio de taxa de entradas e de saídas de 0,7% o que corresponde ao valor mais baixo de todas os comercializadores em análise, com exceção da GN Fenosa, que regista uma taxa de entradas inferior, de 0,2%. Estes valores, muito semelhantes aos verificados no ano anterior, justificam-se, muito provavelmente, pela elevada base de clientes da EDP Comercial, o que reduz os valores médios das taxas de entrada e saída.

Os segundos e terceiros maiores comercializadores, a Endesa e a Iberdrola, apresentam taxas de entradas claramente superiores às taxas de saídas, 3,5% vs. 2,0% e 4,9% vs. 2,9%, o que se reflete no crescimento de quota de mercado registado por estas entidades ao longo de 2019. A Iberdrola é o comercializador que regista o melhor saldo entre entradas e saídas.

²³ Média mensal do total das entradas na carteira do comercializador (entradas diretas e entradas provenientes do MR ou do ML), nos últimos 12 meses, dividida pelo valor médio do número de clientes domésticos na carteira do comercializador correspondente nos últimos 12 meses.

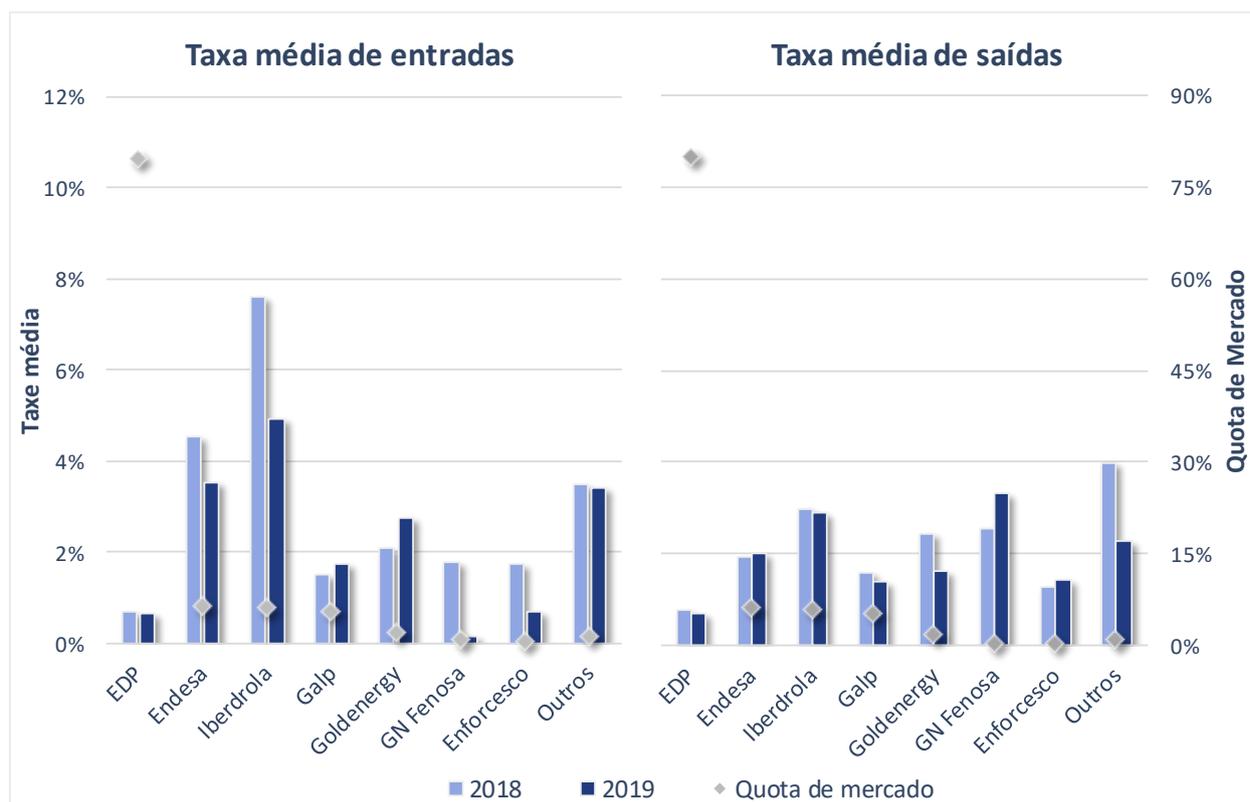
²⁴ Média mensal do total das saídas da carteira do comercializador (Saídas diretas, saídas no ML e saídas para o MR), nos últimos 12 meses, dividida pelo valor médio do número de clientes domésticos na carteira do comercializador correspondente nos últimos 12 meses.

²⁵ Uma vez que se pretendia avaliar a rotação média da carteira ao longo do ano, tomou-se em consideração a quota de mercado média ao longo do ano e não a quota de mercado a 31 de dezembro.

²⁶ A Galp e a Goldenergy registaram um aumento da taxa média de entradas, enquanto a Endesa, a GN Fenosa e a Enforcesco registaram um aumento da taxa média de saídas.

Destaca-se ainda o facto de a GN Fenosa ser o comercializador que regista o pior saldo entre taxa de entradas e de saídas (-3.1%), a menor taxa de entradas (0,2%) e a maior taxa de saídas (3,3%).

Figura 2-21 - Taxa média de entradas e de saídas (eixo principal) e quota de mercado (eixo secundário), em 2019



Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

A Figura 2-22 representa a relação entre taxas de entradas e de saídas para os principais comercializadores, bem como indicação da respetiva quota de mercado. Na zona verde do gráfico posicionam-se os comercializadores com crescimento de carteira e na zona vermelha as que registam reduções. Quanto maior for a distância da intersecção entre a zona verde e a zona vermelha, maior será o crescimento ou o decréscimo da carteira.

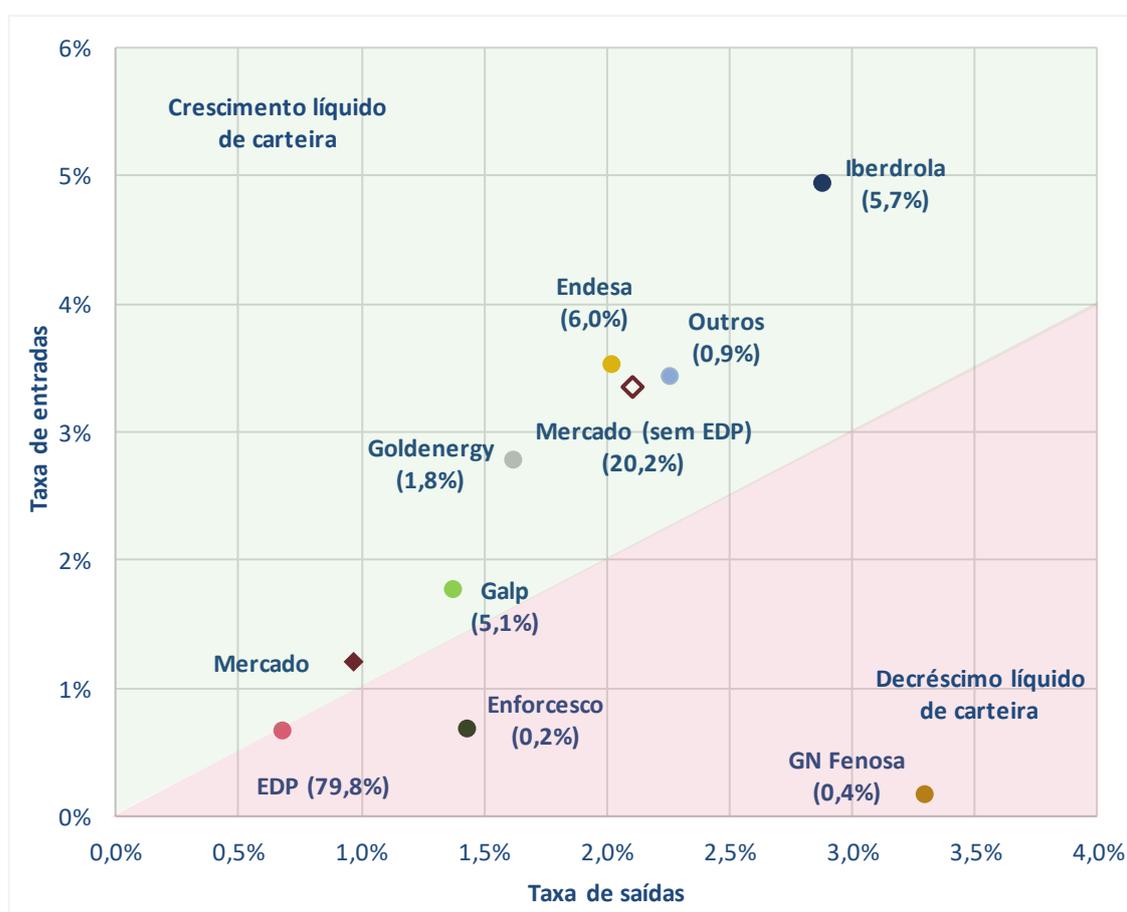
Um comercializador situado na zona vermelha do gráfico e posicionado mais para baixo e para a esquerda, como é o caso da Enforcesco, é um comercializador que regista uma reduzida rotação da sua carteira e um crescimento negativo. Em sentido oposto, um comercializador situado na zona verde do gráfico,

posicionado mais para cima e para a direita, como é o caso da Iberdrola, regista um crescimento positivo, mas que é assegurado à custa de uma elevada rotação da carteira.

A Enforcesco e a GN Fenosa são os únicos comercializadores analisados que apresentam taxas de entradas inferiores às taxas de saídas. No caso da GN Fenosa, a redução de quota de mercado segue a tendência verificada nos últimos cinco anos.

O ML apresenta em 2019 uma taxa de entradas de 1,2% e uma taxa de saídas de 1,0% sendo que, quando excluído o comercializador com maior quota de mercado, estes valores passam para 3,3% e 2,1%, respetivamente.

Figura 2-22 - Relação entre taxa média de entradas e a taxa de saídas, e correspondentes quotas de mercado, em 2019



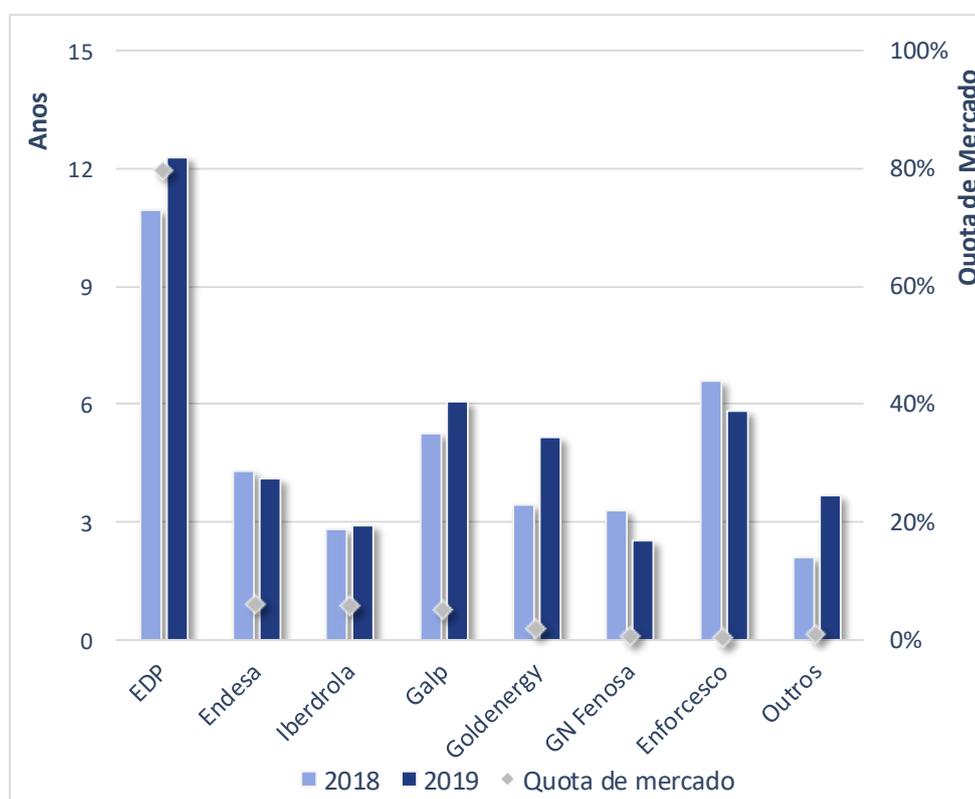
Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

Na Figura 2-23 é apresentado o número de anos que cada comercializador levaria a perder todos os clientes da sua carteira, com a taxa de saídas registada em 2019, e admitindo uma taxa de entradas de zero. Este

indicador fornece informação sobre a capacidade de retenção dos clientes de cada comercializador, podendo ser interpretado como um valor aproximado do tempo médio de permanência dos clientes na carteira do comercializador.

Para a EDP Comercial, a manter-se uma taxa de saídas mensal de 2019 (0,7%) sem qualquer reposição de clientes, significaria que a empresa levaria cerca de doze anos a perder toda a sua base de clientes, valor superior ao registado em 2018. Este valor é o dobro do valor registado pela GALP, o comercializador que apresenta o segundo melhor registo. A Iberdrola, a GALP, a Goldenergy e os comercializadores na categoria «Outros» registaram uma melhoria generalizada deste indicador, reflexo da menor rotação das carteiras, enquanto a GN Fenosa registou um comportamento de sentido inverso.

Figura 2-23 - Indicador de capacidade de retenção da carteira em 2018 e 2019



Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

2.4.2 EVOLUÇÃO DE QUOTAS DE MERCADO E PREÇOS MÉDIOS PRATICADOS

No sentido de aprofundar a análise e a compreensão das dinâmicas de mercado retalhista, nomeadamente quanto ao posicionamento competitivo dos comercializadores em termos de preços médios praticados, bem como o impacto causado pela resposta dos consumidores a esse posicionamento, a presente secção tem por objetivo estudar a evolução das quotas de mercado no segmento residencial, por comparação com o nível médio de preços praticado por cada empresa.

Os consumidores de eletricidade têm características diversas, nomeadamente quanto ao nível de consumo ou à potência contratada, o que torna difícil a comparação de preços médios de mercado praticados pelos diferentes comercializadores. Efetivamente, uma empresa que tenha uma concentração de clientes com potências contratadas mais elevadas terá, em princípio, um nível de preço médio praticado inferior ao de outra com concentração de clientes com potências contratadas mais reduzidas.

Assim, de forma a tornar mais comparáveis os preços médios praticados pelos diversos comercializadores, adotou-se um índice de referência com valor igual a 1, que corresponde ao preço médio de mercado²⁷, praticado pelo conjunto de 6 dos 7 maiores comercializadores que apresentavam maior quota de mercado em consumo na BTN²⁸, a 31 de dezembro de 2019. Da mesma forma, calculou-se o índice para cada comercializador, aplicando aos preços médios praticados por cada empresa, em cada nível de consumo, a estrutura de consumos correspondente ao índice de referência. Esta metodologia permite, ao utilizar os consumos globais de referência, tornar mais comparável o nível médio de preços praticado entre comercializadores que apresentam diferentes concentrações de clientes por escalões de consumo.

No entanto, importa salientar que a existência, por parte de um comercializador, de um preço médio praticado mais reduzido num determinado escalão não significa que esse comercializador detenha a melhor oferta comercial para a totalidade dos consumidores do escalão. Essa avaliação dependerá da situação específica de cada consumidor.

Adicionalmente, para um mesmo escalão de potência, o registo de preços médios praticados mais reduzidos por parte de um comercializador, pode resultar, não do facto de esse comercializador ter as ofertas mais baratas do escalão, mas sim de ter as suas ofertas comerciais mais direcionadas para os

²⁷ Considerou-se o preço excluído de impostos e taxas

²⁸ Os comercializadores incluídas na análise são a EDP Comercial, a Endesa, a Iberdrola, a Galp Power, a Goldenergy e a PT Live. No caso da Goldenergy, dado que atua apenas nos segmentos domésticos, foram adicionados os dados da Axpo, que atua na BTN nos segmentos não domésticos e que faz parte do mesmo grupo. Optou-se por não se incluir os dados da GN Fenosa pelo facto de os mesmos levantarem algumas dúvidas.

clientes com maior consumo médio do escalão, contribuindo assim para a redução do preço médio praticado por comparação com os restantes comercializadores.

Da aplicação da metodologia descrita resultam os gráficos apresentados nas Figura 2-24 e Figura 2-25, onde se contrasta, para o ano de 2019, o valor do índice de preços médios praticados por cada comercializador com a variação da suas quotas de mercado medidas em consumo e em número de clientes na BTN, respetivamente. No gráfico da Figura 2-24, foram incluídos na construção do índice de preço os escalões mais relevantes de consumo doméstico e não doméstico na BTN, já no gráfico da Figura 2-25 é analisada a variação de quota em número de clientes, e o índice de preço inclui apenas os escalões de consumo doméstico.

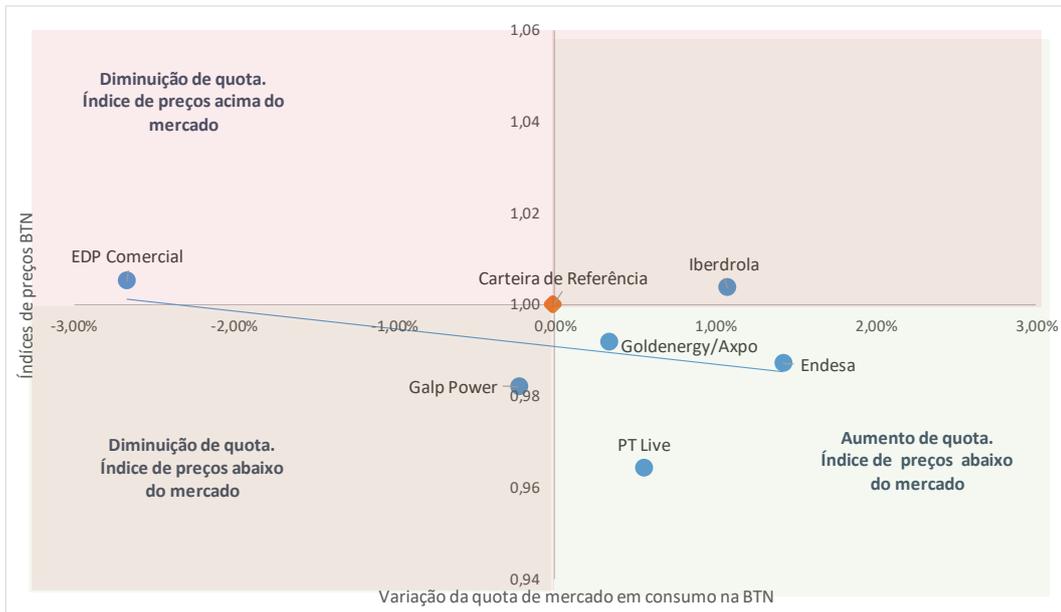
Da análise a estas figuras, constata-se a existência de uma correlação negativa, entre o índice de preços médio praticado por cada empresa e a variação de quota de mercado, sendo também claro que a EDP Comercial é, de entre os comercializadores analisados, aquele que apresenta, simultaneamente, o mais elevado índice de preços médios praticado e a maior redução de quota de mercado, sendo esta redução mais vincada quando medida em consumo. Em contraponto, todos os outros comercializadores, salvo raras exceções, apresentam índices de preços praticados inferiores ao índice da carteira de referência, bem como ganhos de quota de mercado.

A Iberdrola é o comercializador que regista o menor índice de preços para clientes domésticos e o maior ganho de quota de mercado, em número de consumidores em BTN. Quando a análise se alarga à totalidade da BTN, verifica-se que o índice de preços da Iberdrola já não é tão competitivo.

A Endesa apresenta o maior ganho de quota de mercado em consumo, apesar de ser a PT Live a registar o índice de preços mais competitivo para a globalidade da BTN. Já a Galp Power, regista índices de preços abaixo da média, quer para a totalidade da BTN, quer apenas para os clientes domésticos, ganhando, desta forma, quota em número de clientes, mas perdendo, contudo, em consumo. Em relação à Goldenergy, que é analisada isoladamente, em termos de clientes domésticos e, em conjunto com a Axpo, para a totalidade dos consumos da BTN, esta regista, nos dois casos, índices de preços abaixo da média de mercado e ganhos de quota, em clientes e em consumo em 2019.

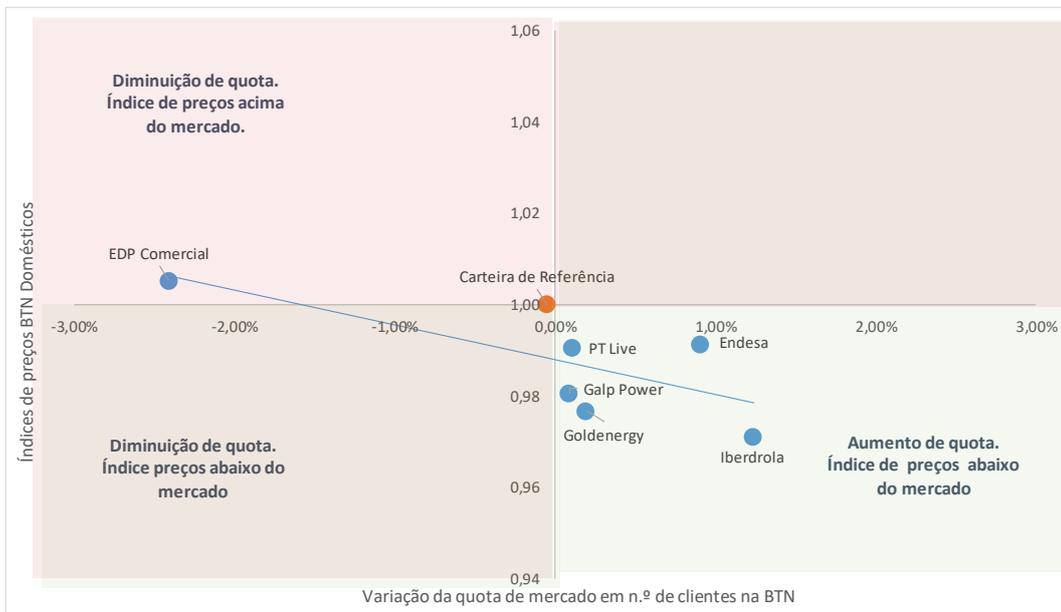
As retas de regressão apresentadas nestas figuras apontam para uma maior resposta ao preço das quotas de mercado em consumo do que nas quotas de mercado em número de clientes.

Figura 2-24 – Índices de preços médios praticados para clientes BTN e variação de quotas de mercado em consumo na BTN, em 2019



Fonte: Comercializadores. Elaboração: ERSE

Figura 2-25 – Índices de preços médios praticados para clientes domésticos e variação de quotas de mercado em número de clientes na BTN, em 2019



Fonte: Comercializadores, Elaboração: ERSE

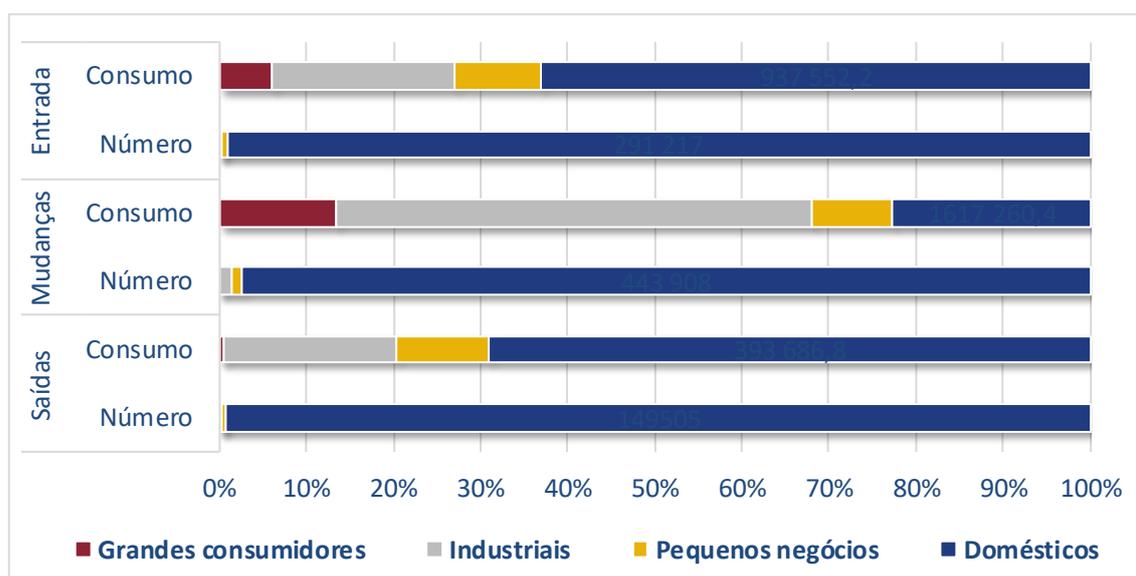
2.5 CARACTERIZAÇÃO DOS MOVIMENTOS DE SWITCHING

2.5.1 COMPOSIÇÃO DO SWITCHING

Na Figura 2-26 é possível verificar a importância do segmento de clientes domésticos nos movimentos de *switching*²⁹, principalmente em número de clientes, onde o segmento representa mais de 97% das mudanças. Este facto é explicado, quer pelo investimento feito na captação destes clientes no MR efetuada pelos comercializadores em regime de mercado, quer pelo facto de ser o segmento com o maior número de clientes.

Em consumo, os clientes industriais são o segmento mais relevante em termos de mudança, sendo responsáveis por 55% das mudanças ocorridas dentro do ML, 21% das entradas e 20% das saídas. O segmento de grandes consumidores tem destaque nas mudanças de comercializador em consumo (13%), e o de pequenos negócios nas saídas e nas entradas em consumo (11% e 10%, respetivamente).

Figura 2-26 - Composição do *switching*, 2019



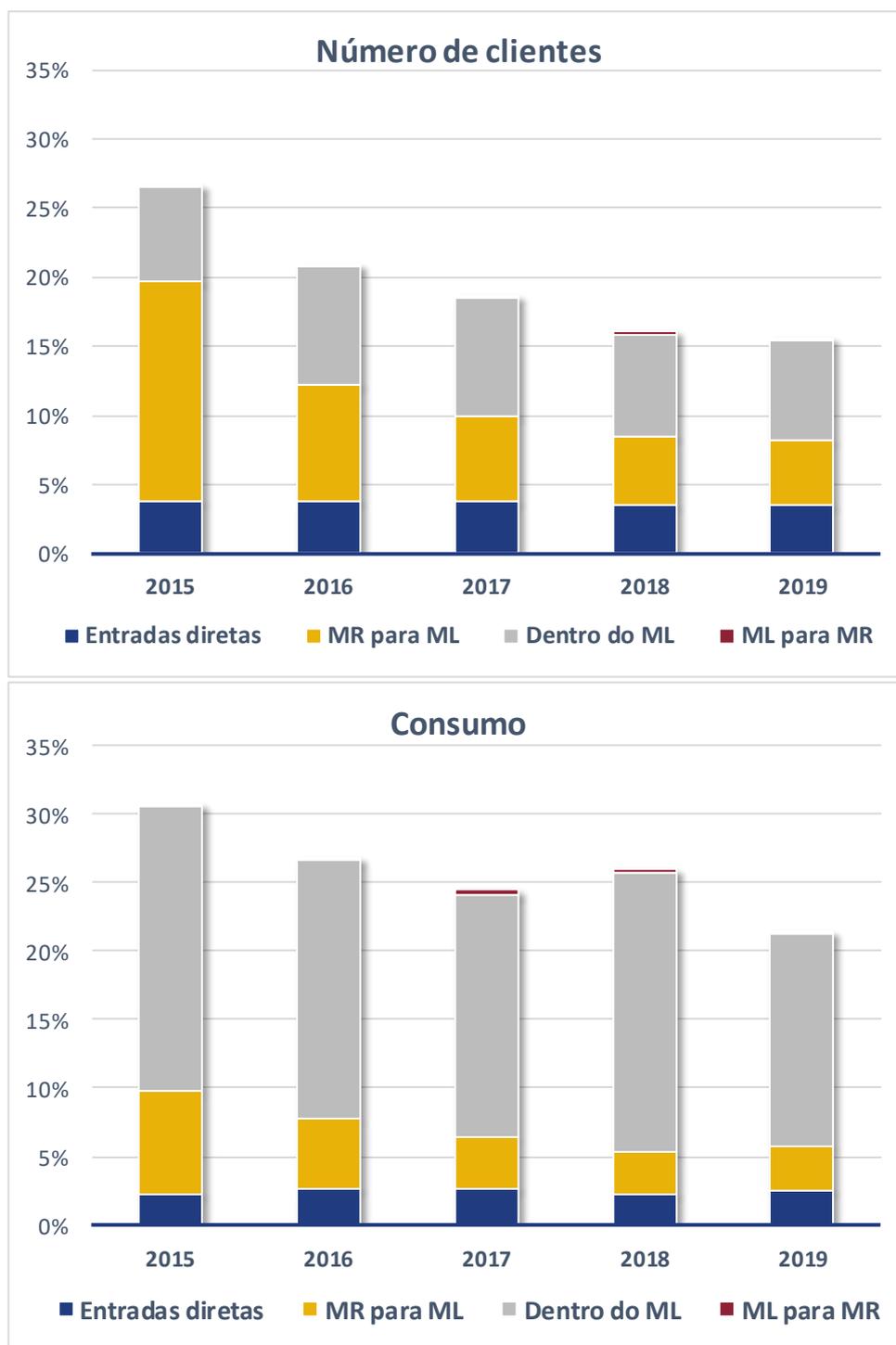
Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

²⁹ Entende-se por movimentos de *switching* as mudanças de comercializador dentro do ML, do MR para o ML, do ML para o MR e as entradas diretas de clientes que não tinha contrato.

Na Figura 2-27 verifica-se que existe uma tendência de redução do número de movimentos de *switching* nos últimos cinco anos, que se atenuou em 2019, e que se deve essencialmente à natural diminuição do número de clientes a transitar do MR para o ML. Por outro lado, verifica-se que, neste período, o número de clientes a mudar dentro do ML cresceu, tendo a componente de *switching* associada a esse valor passado de 6,9%, em 2015, para 7,3%, em 2019.

Em termos de consumo, registou-se, no mesmo período, uma redução do *switching*, que se explica pela redução das mudanças dentro do ML e, principalmente, pela redução das mudanças entre o MR e o ML. De facto, apesar da diminuição do valor absoluta das mudanças dentro o ML, o seu peso relativo no total de movimentos de *switching*, tem vindo a aumentar, representando já 73% do total das mudanças.

Figura 2-27 - Evolução dos movimentos de *switching* em número de clientes e consumo, 2015 a 2019



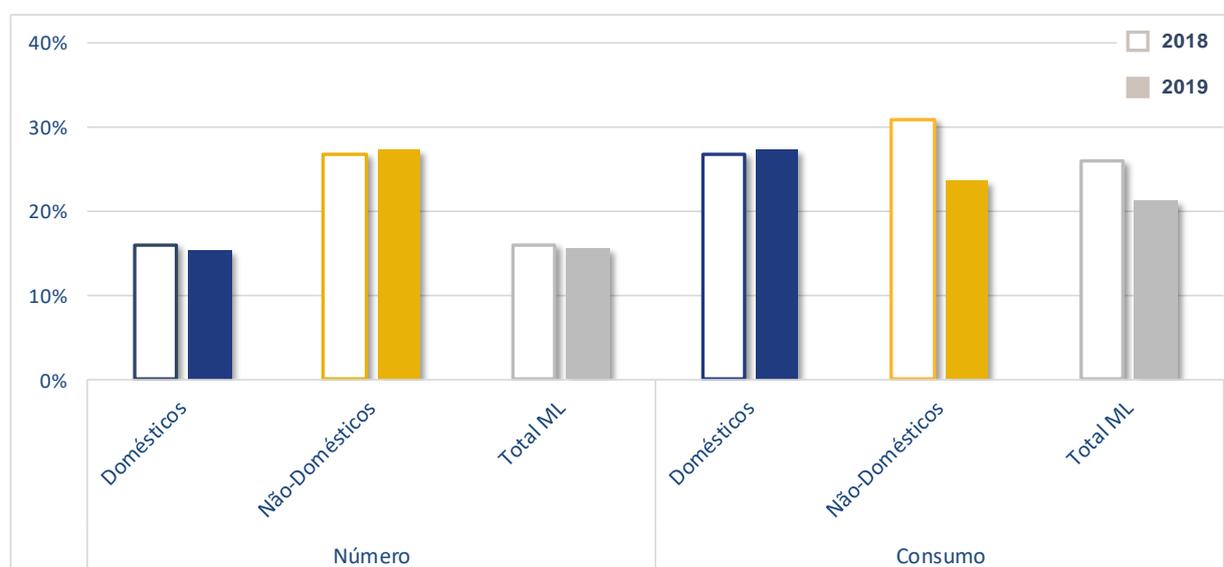
Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

2.5.2 INTENSIDADE DE MUDANÇA

Em 2019, reduziu-se a intensidade de mudança de comercializador, em número de clientes (15,5% em 2019 vs. 16,1% em 2018) e em consumo (21,3% em 2019 vs. 26% em 2018).

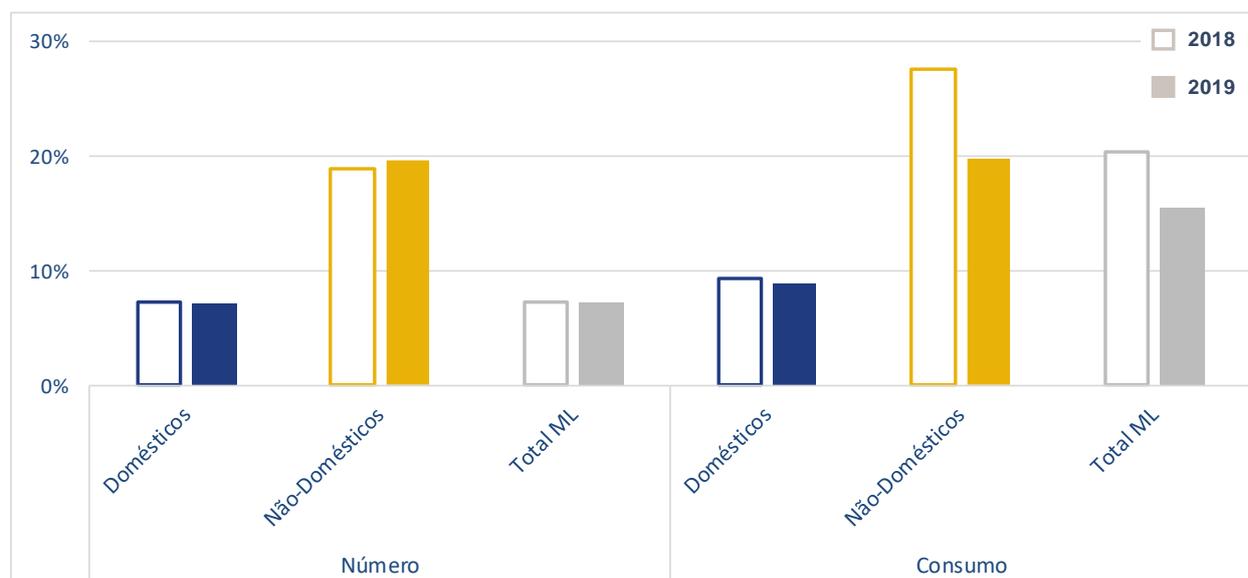
Na Figura 2-28, verifica-se que a taxa *switching* no setor doméstico reduziu-se ligeiramente em número de clientes e cresceu em consumo, enquanto que no setor não-doméstico, o comportamento foi exatamente o oposto. Em 2019, segmento doméstico passou a apresentar uma taxa de *switching*, em consumo, superior à do setor não-doméstico, o que se deve provavelmente ao crescimento relativo do segmento doméstico nas mudanças MR-ML.

Figura 2-28 - Taxas de *switching*, 2018 a 2019



Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

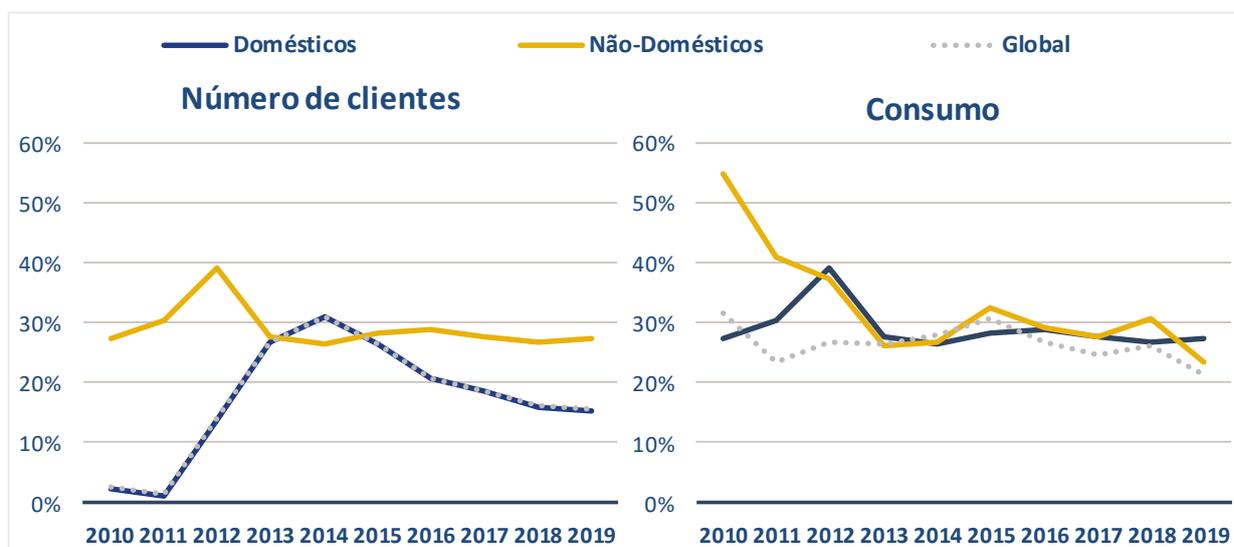
No que diz respeito à intensidade de mudança de clientes que já se encontravam no ML, o comportamento das taxas de *switching* é muito idêntico às taxas de *switching* global, sendo que neste caso há, para ambos os setores, uma quebra das taxas medidas em consumo, mais acentuada no setor não-doméstico. Contrariamente ao que se regista no *switching* global, o segmento não-doméstico apresenta taxas de *switching* superiores à do setor doméstico, quando consideradas apenas as mudanças dentro do ML.

Figura 2-29 - Taxas de *switching* dentro do ML, 2018 a 2019

Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

Na Figura 2-30 é possível verificar a evolução das taxas de *switching* entre 2010 e 2019. A taxa de *switching* global do número de clientes, que quase replica a taxa de *switching* do segmento doméstico, apresenta um crescimento muito acentuado até 2014, tendo vindo a diminuir desde então. Esta evolução é explicada pela maior dinâmica de transferência de clientes nos períodos de maior crescimento do ML. Nos não-domésticos verificou-se um pico da taxa de *switching* do número de clientes em 2012, tendo-se mantido estável nos anos seguintes num valor ligeiramente abaixo dos 30%.

Em termos de consumo, a evolução da taxa de *switching* do doméstico regista um crescimento até 2012, mantendo-se depois estável abaixo dos 30%. No segmento não-doméstico, verificou-se uma queda significativa da taxa de *switching* nos primeiros anos do período analisado, o que se pode explicar por um maior enfoque dos comercializadores nesses anos iniciais nos clientes de maior consumo, e por uma relativa estabilidade até 2018 em torno dos 30%, registando-se uma queda mais acentuada em 2019.

Figura 2-30 - Evolução das taxas de *switching* por tipologia, em número de clientes e consumo, 2010 a 2019

Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

2.5.3 REGRESSO AO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Os CUR estão sujeitos à prestação universal do serviço de fornecimento de energia elétrica aos clientes finais com contratos ativos, enquanto forem aplicáveis as tarifas transitórias legalmente previstas e fixadas pela ERSE, aos clientes economicamente vulneráveis, aos clientes cujo comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a atividade e aos clientes em locais onde não exista oferta dos comercializadores de eletricidade em regime de mercado.

A Figura 2-31 traz uma análise às saídas do ML para regresso ao MR entre 2011 e 2019, tendo-se verificado uma redução significativa deste valor após 2012, que coincide com o processo de extinção das tarifas reguladas. A partir dessa data, as mudanças foram residuais até 2016, restringindo-se a clientes cuja manutenção do abastecimento através do CUR está previsto na legislação.

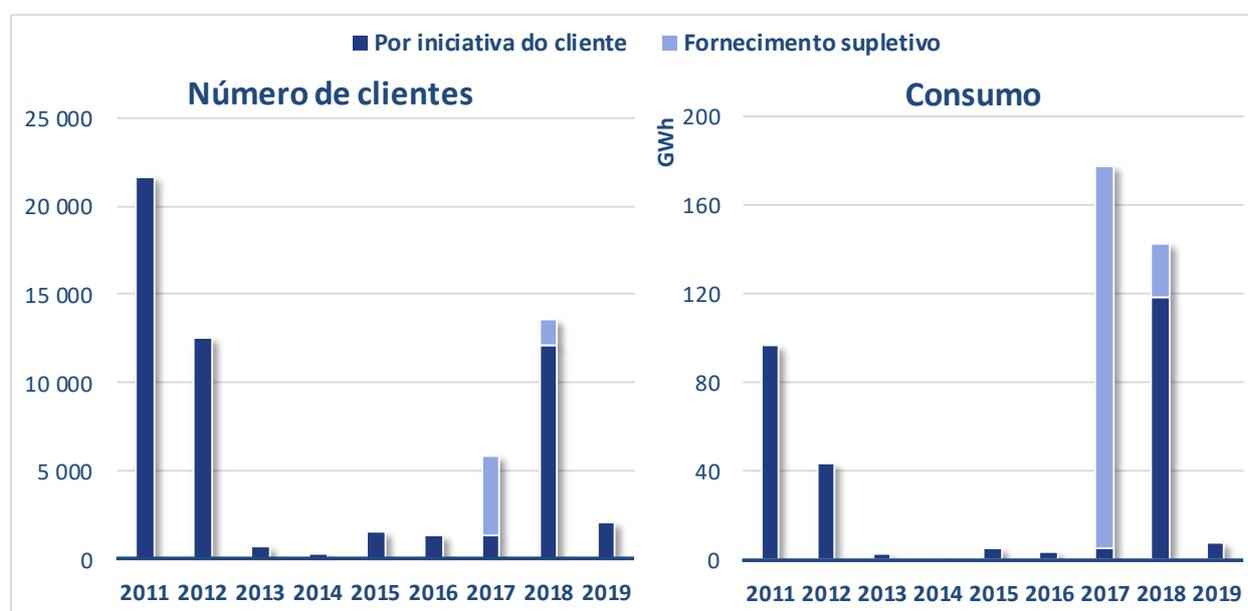
Em 2017, registou-se um crescimento assinalável dos regressos ao CUR que se deveu ao acionamento do fornecimento supletivo, uma vez que nesse ano dois comercializadores ficaram impedidos de fornecer os seus clientes, passando estes a ser fornecidos pelo CUR.

Em 2018 voltou a registar-se um aumento do número de clientes que regressaram ao CUR devido, não apenas ao acionamento do fornecimento supletivo associado a novo impedimento de um comercializador a operar em mercado, mas também, e principalmente, pela entrada em vigor da Lei n.º 105/2017, de 30

de agosto, que consagrou a livre opção dos consumidores domésticos de eletricidade pelo regime de tarifas reguladas, permitindo o regresso ao CUR de clientes em BTN, cujos comercializadores não oferecem um regime de tarifas equiparado às tarifas de venda a clientes finais praticadas pelo CUR. Na sequência desta alteração registou-se um aumento do número de clientes a regressar ao CUR.

No entanto, em 2019, o regresso ao CUR voltou a apresentar valores residuais, de cerca de dois mil clientes e de cerca de 7 GWh, o que corresponde, respetivamente, a 15% e a 5% dos valores registados em 2018. Esta redução dos regressos ao MR justifica-se, provavelmente, pela dinâmica de redução de preços do mercado grossista, registada ao longo de 2019, que tornou mais atrativas as condições de aprovisionamento do ML, bem como pela inexistência de situações de fornecimento supletivo.

Figura 2-31 - Saídas do ML com regresso ao MR, 2011 a 2019



Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

2.5.4 REGIME EQUIPARADO

Tal como referido na secção anterior, a Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, veio consagrar a livre opção, dos consumidores domésticos de eletricidade em regime de preço livre, por um regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas. A Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro estabelece que o exercício do direito de opção por parte dos clientes finais com contrato de fornecimento, pode ser feito até 31 de dezembro de 2020, relativamente às instalações ligadas em BTN. De acordo com a referida Portaria, os

comercializadores devem divulgar se disponibilizam ou não o regime equiparado de preços e dispõem de dez dias úteis para responder às solicitações dos clientes finais.

Durante o ano de 2019, cinco comercializadores, cerca de um sexto dos comercializadores que atuam em BTN, praticaram um regime equiparado de preços das “Condições de Preço Regulado”. No entanto, durante o primeiro trimestre de 2020, apenas três comercializadores³⁰ praticavam esta oferta. De acordo com a informação reportada pelos comercializadores, o pedido de aplicação do regime equiparado de preços por parte dos consumidores foi perfeitamente residual ao longo de 2019.

2.5.5 TEMPO MÉDIO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

Todos os consumidores de energia elétrica em Portugal continental podem livremente escolher seu fornecedor.

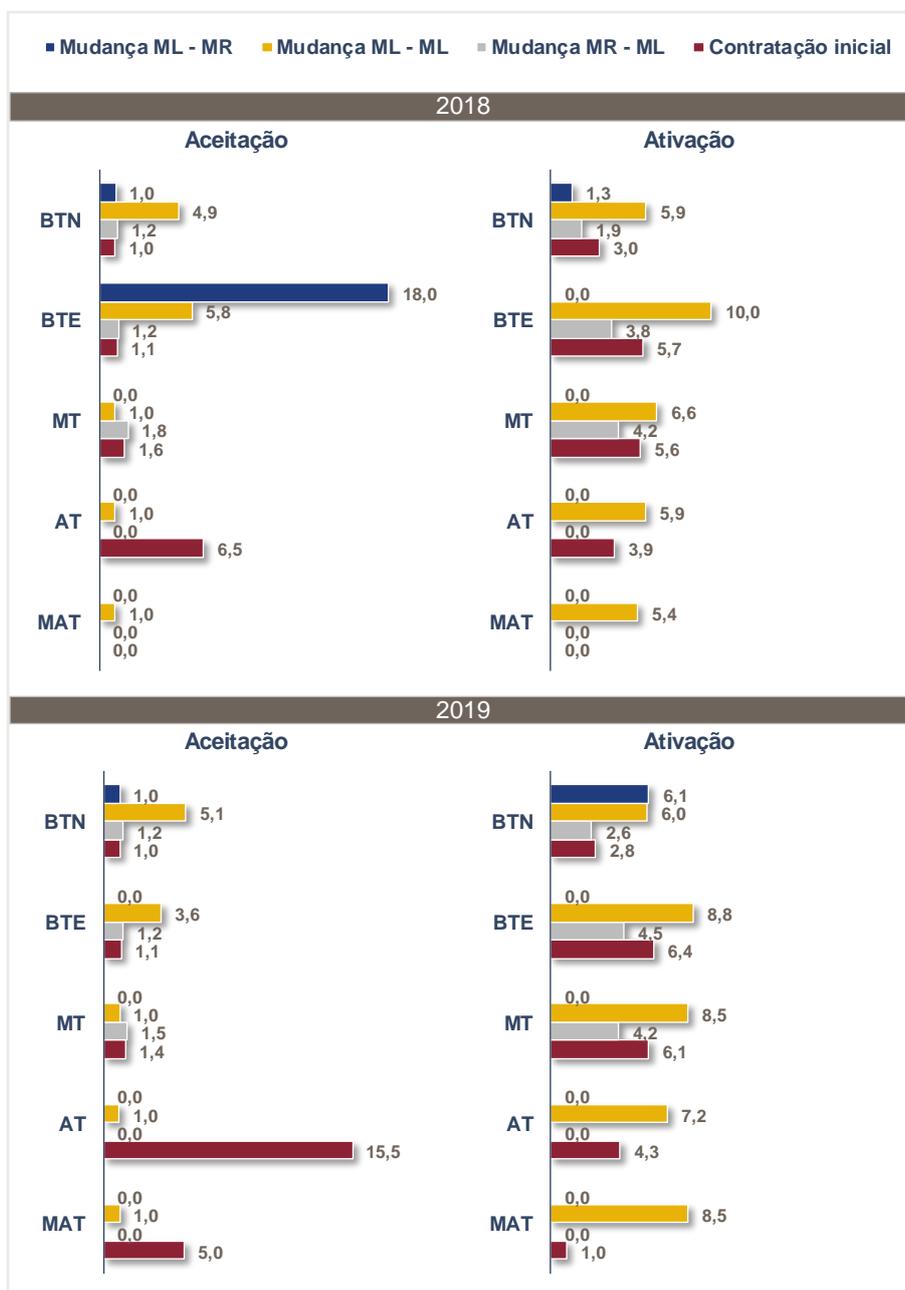
A Figura 2-32 apresenta o tempo médio decorrido para a realização das ações de aceitação e ativação para concretização da mudança de comercializador por segmento de cliente nos anos de 2018 e 2019, considerando os seguintes cenários:

- i) contratação inicial - contrato para instalações sem fornecimento ativo ou transferência de titularidade de contrato simultânea com a mudança de comercializador;
- ii) mudança MR – ML - mudança do contrato de fornecimento de energia do CUR para regime de mercado;
- iii) mudança ML – ML - mudança entre comercializadores em regime de mercado;
- iv) mudança ML – MR - mudança do contrato de fornecimento de energia em regime de mercado para o MR (CUR).

Entre 2018 e 2019, na etapa da ativação, com exceção de um ou outro indicador, observou-se, no geral, uma manutenção dos prazos nos processos de mudança. Já para a etapa de aceitação, verificou-se um aumento dos prazos, em especial nos segmentos de MT a MAT.

³⁰ Jafplus, PH Energia e PT Live.

Figura 2-32 - Tempo médio decorrido entre a data de pedido e a data de aceitação/ativação por tipo de cliente (em dias)



Fonte: EDP Distribuição. Elaboração ERSE.

Nota: Os dados referentes a média anual para 2018 não incluem os valores relativos ao quarto trimestre do ano.

3 MERCADO DE GÁS NATURAL

Do ponto de vista do desenvolvimento do mercado retalhista, continuou a observar-se uma consolidação do ML, 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 2019, cerca de 98% dos consumos de gás natural do segmento convencional³¹ eram abastecidos por comercializadores em regime de mercado.

No mercado retalhista de gás natural, no final de 2019, operavam, além dos CUR, 13 comercializadores no total, com 12 a operar no segmento residencial³².

A penetração dos comercializadores em regime de mercado atingiu valores muito expressivos, não apenas nos segmentos de grandes consumidores³³ e consumidores industriais³⁴, mas também nos restantes segmentos. Efetivamente, cerca de 81% dos consumos dos segmentos PME³⁵ e residencial já se encontravam no ML durante o ano de 2019 (mais 3 p.p. que em 2018).

3.1 ESTRUTURA DO MERCADO RETALHISTA

3.1.1 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO

O processo de liberalização do setor do gás natural em Portugal continental tem sido efetuado de forma progressiva, sendo que o ML tem vindo a consolidar-se, em boa parte, devido ao processo de extinção de tarifas reguladas que, em janeiro de 2013³⁶, passou a abranger todos os escalões de consumo.

Em junho de 2003 foi aprovada a Diretiva n.º 2003/55/CE do Parlamento e do Conselho, que estabelece as regras comuns para o mercado interno do gás natural, onde se determina o direito de escolha de fornecedor a todos os clientes, o mais tardar a partir de julho de 2007.

³¹ Exclui os consumos associados a centros eletroprodutores em regime ordinário.

³² Conjunto de clientes com consumo anual inferior a 500 m³ (n).

³³ Conjunto de clientes com consumo anual superior a um milhão de m³ (n) de gás natural.

³⁴ Conjunto de clientes com consumo anual superior 10 000 m³ (n) e inferior a um milhão de m³ (n) de gás natural.

³⁵ Conjunto de clientes com consumo anual de gás natural superior 500 m³ (n) e inferior a 10 000 m³ (n).

³⁶ Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março.

Em 2006, os princípios desta Diretiva foram transpostos para o direito nacional³⁷ e o Conselho de Ministros aprovou, em junho de 2006, o seguinte calendário para a liberalização do setor:

- janeiro de 2007: produtores de eletricidade em regime ordinário,
- janeiro de 2008: clientes com consumo anual superior a um milhão de m³ (n),
- janeiro de 2009: clientes com consumo anual superior a 10 000 m³ (n),
- janeiro de 2010: para todos os clientes.

Em junho de 2010³⁸ estabeleceu-se a extinção das tarifas reguladas para os clientes com consumos anuais superiores 10 000 m³, a partir de julho do mesmo ano. No Decreto-Lei n.º 74/2012, de 26 de março, determinou-se a calendarização da extinção das tarifas reguladas para os restantes escalões de consumo: i) a partir de 1 de julho de 2012 para os clientes do terceiro escalão (consumo anual superior a 500 m³ e inferior ou igual a 1 000 m³) e quarto escalão (consumo anual superior a 1 000 m³ e inferior ou igual a 10 000 m³); ii) a 1 de janeiro de 2013 para a totalidade dos consumidores domésticos.

Os consumidores ainda fornecidos por um CUR, dispõem de um período com tarifas transitórias, até 31 de dezembro de 2022, para os clientes com consumos superiores a 10 000 m³ que sejam fornecidos em baixa pressão (BP), e até 31 de dezembro de 2025, para os clientes com consumos inferiores ou iguais a 10 000 m³³⁹.

A partir do terceiro trimestre de 2012 deixaram de existir tarifas transitórias para clientes ligados em alta pressão⁴⁰, uma vez que todos os clientes nessa situação já se encontravam a ser fornecidos no ML.

A Figura 3-1 apresenta a evolução do peso relativo do ML, desde 2012, indicando os principais marcos da extinção das tarifas reguladas e do correspondente início das tarifas transitórias. Globalmente, observa-se uma tendência crescente do peso do ML, tendo este aumentado, desde 2012, 71 p.p. em número de clientes e 13 p.p. em termos de consumo.

³⁷ Decreto-lei n.º 30/2006, de 11 de julho.

³⁸ Decreto-Lei n.º 66/2010, de 11 de junho.

³⁹ Conforme definido pela Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril.

⁴⁰ Tarifas e Preços de gás natural para o ano gás 2012-2013.

Apesar de se ter vindo assistir a um abrandamento do crescimento do ML desde 2014, o peso relativo do ML no final de 2019 era de 98% do consumo total, superior ao valor apresentado no setor elétrico (95%). O ano de 2013 foi o que apresentou a maior taxa de crescimento, o que pode ser justificado pela extinção das tarifas reguladas para todos os clientes.

Figura 3-1 - Calendário da extinção das tarifas reguladas (início das tarifas transitórias) do gás natural e a evolução do peso relativo do ML

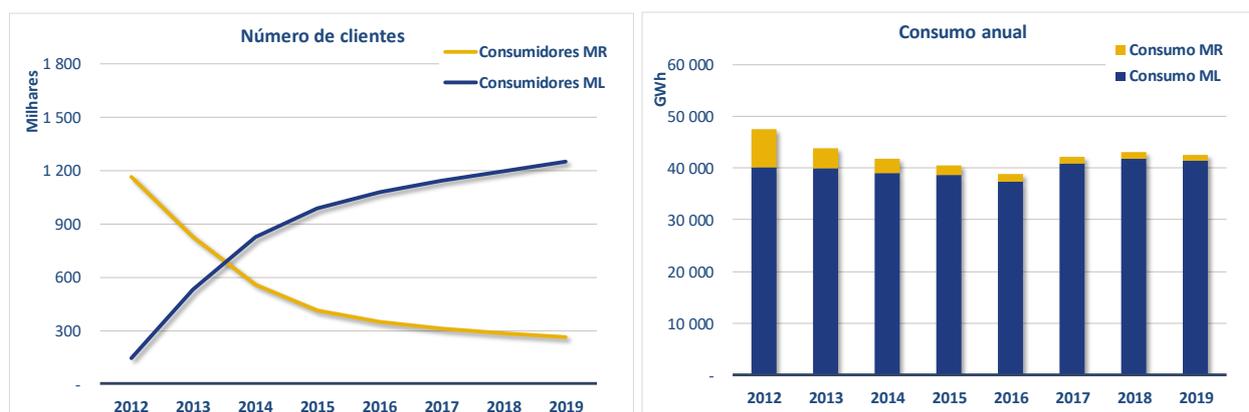


Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

A evolução do número de clientes e do consumo no ML e no MR em Portugal continental pode ser verificada na Figura 3-2. Entre 2012 e 2019, o ML cresceu cerca de oito vezes e meia em número de clientes, com mais de 1102 milhões de novos clientes, e registou um incremento de aproximadamente 1 392 GWh do consumo.

Em termos de consumo, apesar das reduções verificadas entre 2012 e 2016, devidas a uma redução geral do consumo global de gás natural e não a uma diminuição do peso relativo do ML, registou-se um crescimento de consumo no ML de 4,5% entre 2012 e 2018, muito à custa da forte recuperação do consumo nos anos de 2017 e 2018 (+4 458 GWh). Em 2019 verifica-se uma redução do consumo do ML, mas que não está relacionada com a diminuição do seu peso relativo. No MR, observou-se o movimento oposto, tendo-se verificado, no mesmo período, uma redução de aproximadamente 77% do número de clientes e de 86% do consumo.

Figura 3-2 - Repartição do número de clientes e do consumo entre MR e ML, 2012 a 2019



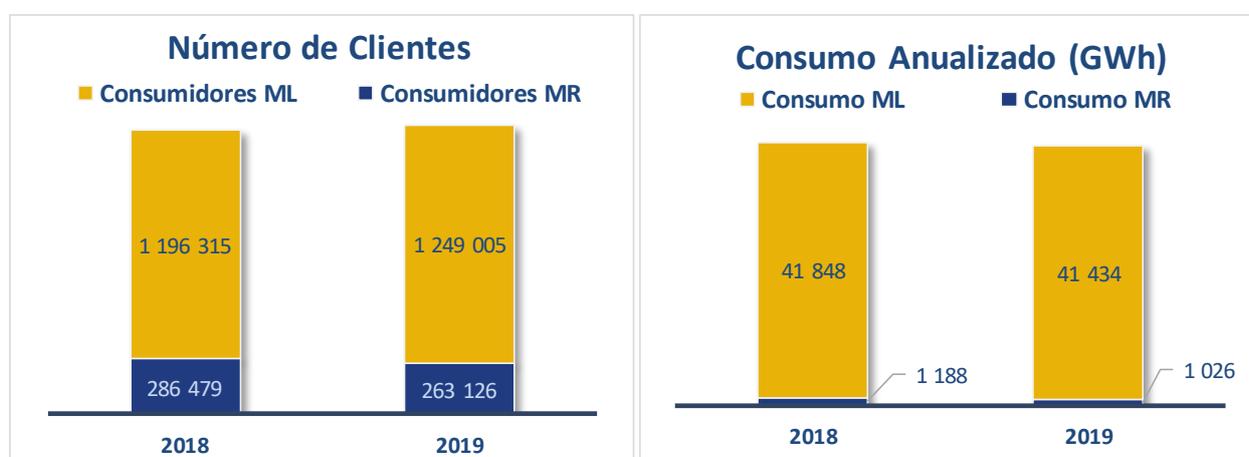
Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

A Figura 3-3 mostra a evolução recente tanto do número de clientes como do consumo no mercado de gás natural português em 2018 e 2019, de onde se destacam os 1,25 milhões de clientes no ML no final de 2019, mais 4,4% que no final do ano anterior. O MR, por sua vez, registou uma queda de mais de 8% do seu número de clientes, atingindo 0,26 milhões de clientes no final de 2019.

O consumo anualizado no ML foi de 41 434 GWh em 2019, uma diminuição de 414 GWh, cerca de 1% face ao ano anterior. O MR registou uma queda acentuada de 13,6% em termos de consumo, apresentando um consumo anualizado de 1 026 GWh em 2019.

Assim, em 2019, o ML representou 98% do consumo registado no território continental e 83% do número total de clientes.

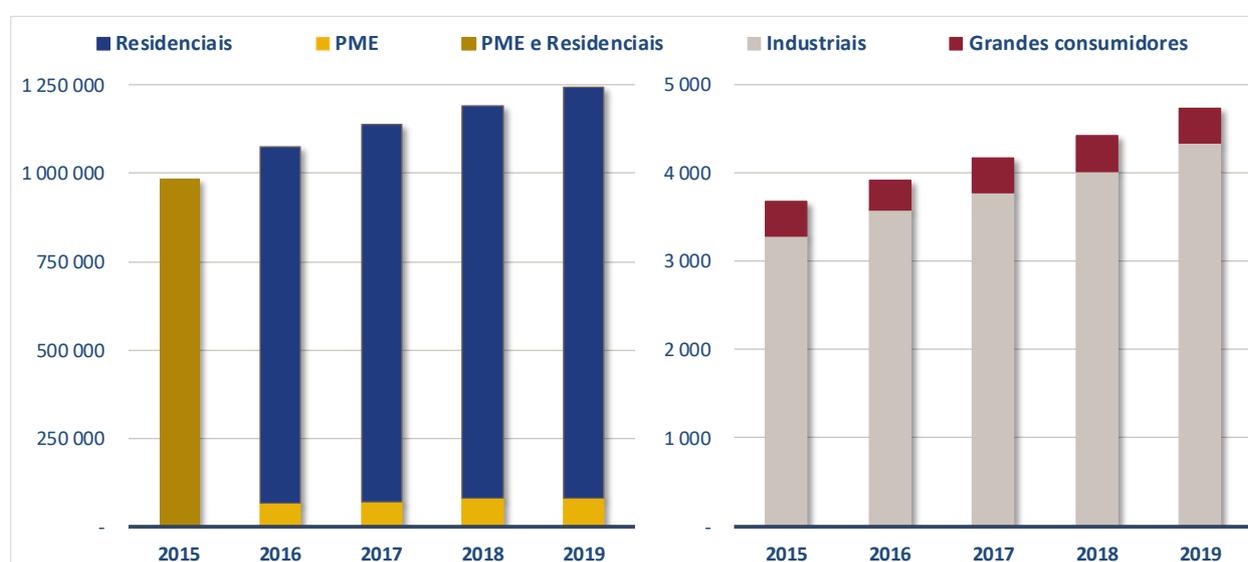
Figura 3-3 - Número de clientes e consumo no setor do gás natural, 2018 e 2019



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

Uma análise mais detalhada reforça a conclusão de que o aumento gradual do número de clientes do ML no período analisado se deve à continuação da entrada de clientes residenciais, cujo número no ML aumentou, em 2019, cerca de 4,5% face ao ano anterior. O segmento dos industriais⁴¹ foi o que registou a maior taxa de crescimento (7,8% face ao ano anterior), mas que se traduziu num contributo para o aumento do número total de clientes no ML inferior ao do segmento doméstico. Nos restantes segmentos, entre 2012 e 2019, registou-se um crescimento do segmento PME na ordem dos 2% e uma redução residual do número de grandes consumidores⁴², vide Figura 3-4.

Figura 3-4 - Evolução do ML em Portugal continental por número de clientes, 2014 a 2019



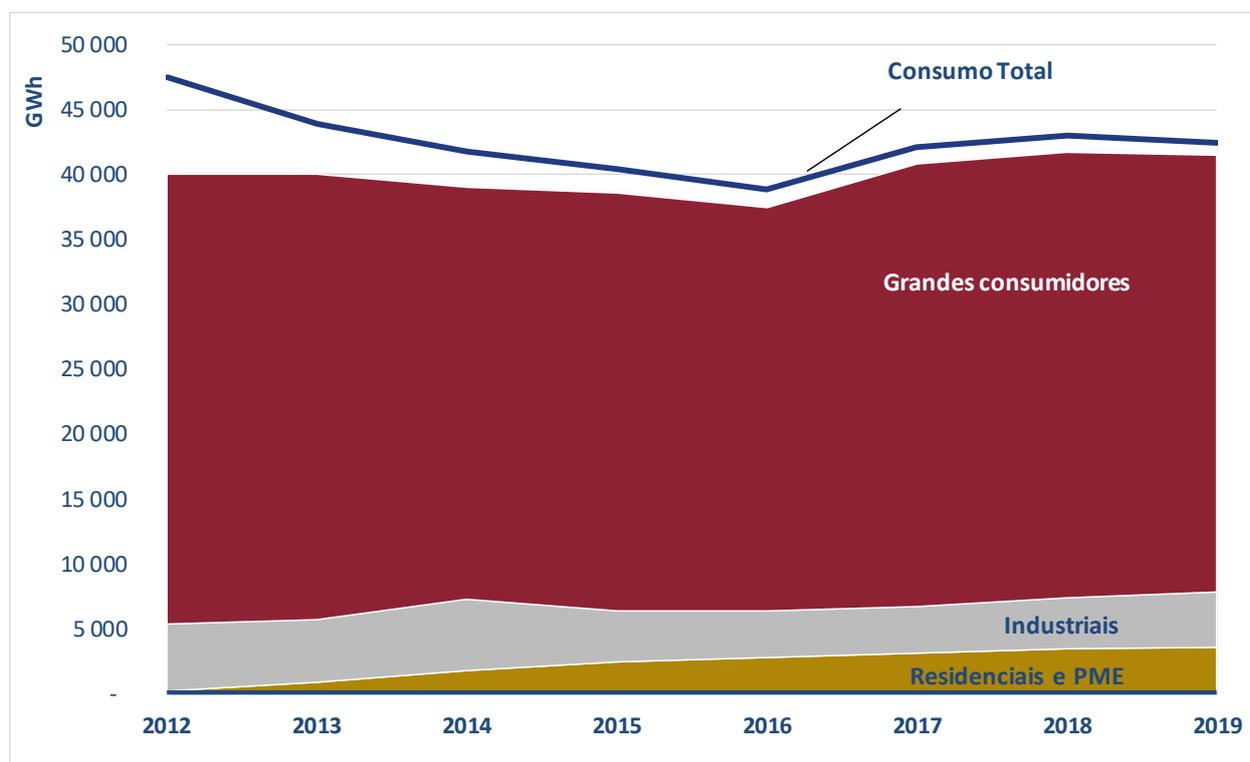
Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

O consumo de cada segmento de clientes que se encontra em ML é apresentado na Figura 3-5, de onde se conclui que os grandes consumidores são os que mais pesam no consumo total no ML (cerca de 81%).

⁴¹ Conjunto de clientes com consumo anual superior 10.000 m³ (n) e inferior a um milhão de m³ (n) de gás natural.

⁴² Conjunto de clientes com consumo anual superior a um milhão de m³ (n) de gás natural.

Figura 3-5 - Evolução do ML por segmento em consumo, 2012 a 2019

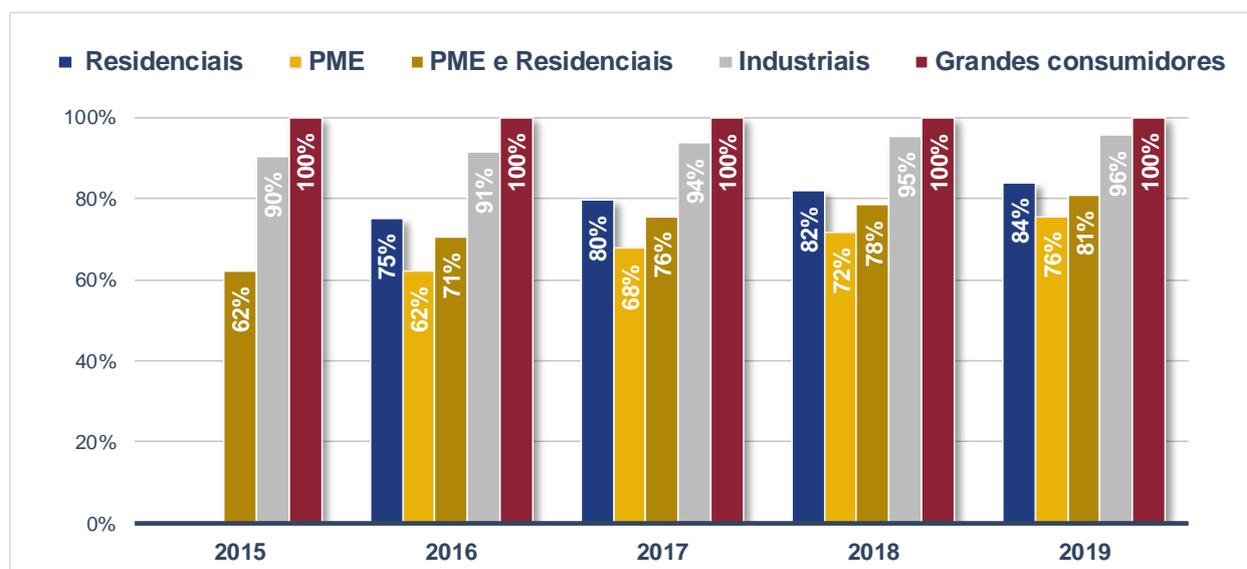


Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

Ainda sobre o consumo, mas fazendo uma análise sobre a penetração do ML por segmento de cliente, pode observar-se na Figura 3-6 que, no final de 2019, a totalidade do consumo de grandes consumidores foi assegurado por comercializadores em mercado. No caso dos industriais a penetração do ML continua, paulatinamente, a aproximar-se dos 100%.

Já no segmento PME e residenciais, a percentagem de consumo abastecida por comercializadores em regime de mercado continua a crescer, sendo que passou de cerca de 62% em 2015, para 81% em 2019. A partir de 2016 é possível obter os dados de penetração no ML de forma separada para os segmentos PME e residencial, verificando-se que o segmento residencial tem maiores taxas de penetração do ML que o segmento PME, apesar da contínua redução desse diferencial.

Figura 3-6 - Penetração do ML por segmento de clientes, em consumo, 2015 a 2019

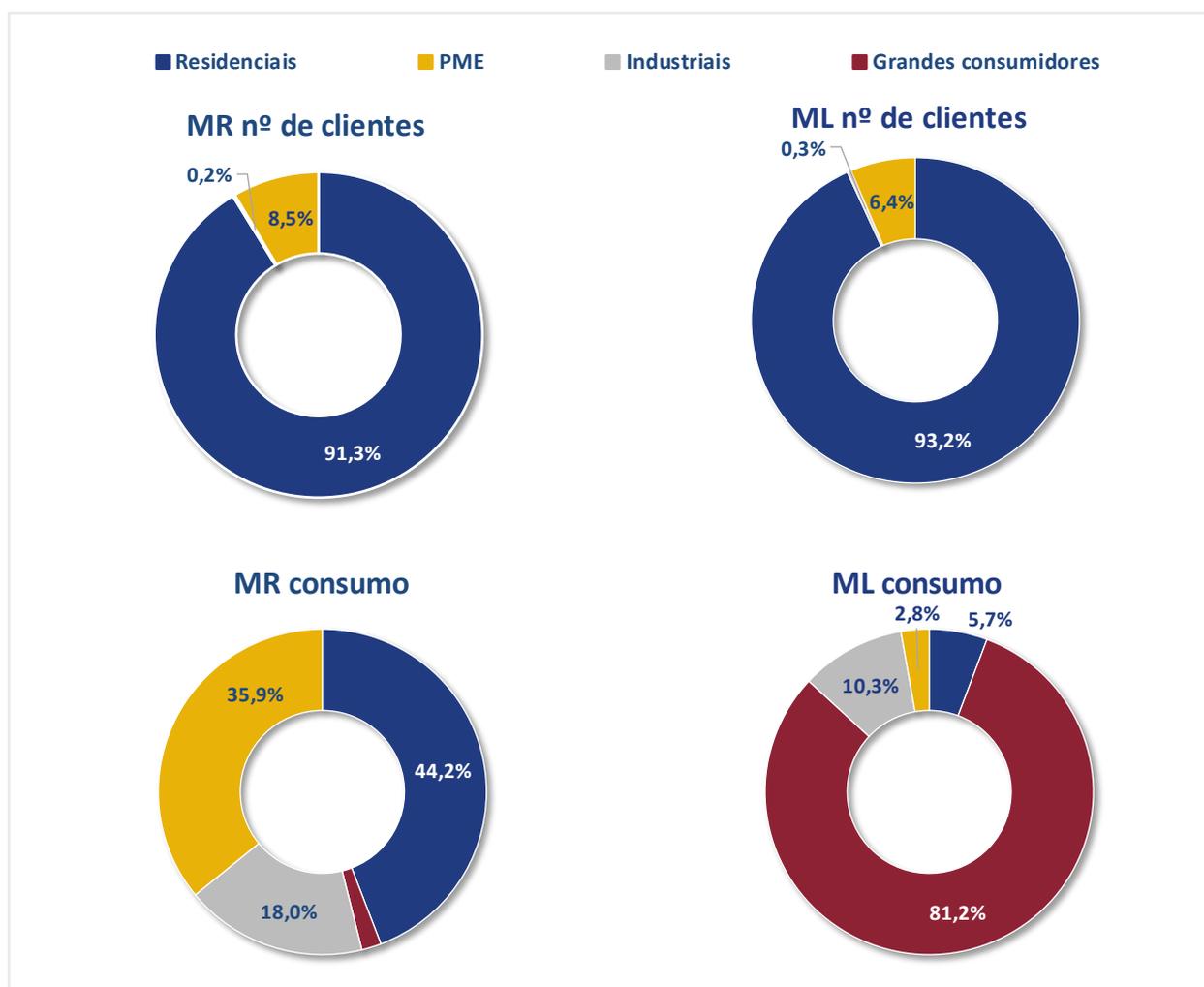


Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

Como se pode ver na Figura 3-7, a esmagadora maioria do número de clientes do ML concentra-se, naturalmente, nos clientes residenciais, os quais representavam, em dezembro de 2019, 93,2% do total de clientes no ML sendo que os grandes consumidores representam a maior parte do consumo do ML (81,2%).

No que diz respeito ao MR, dos cerca de 260 mil clientes que permanecem a ser abastecidos pelo CUR, a grande maioria pertence ao segmento de clientes residenciais (91,3%) e representam cerca de 44% dos consumos no MR.

Figura 3-7 - Caracterização do mercado de gás natural, 2019

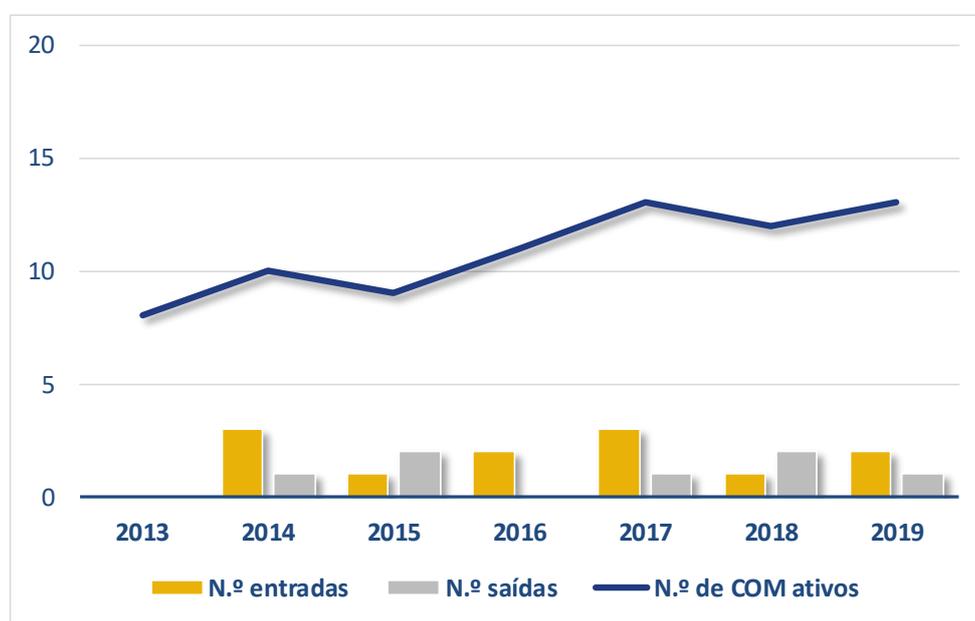


Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

3.1.2 COMERCIALIZADORES ATIVOS POR SEGMENTO DE CLIENTES

No final de 2019, encontravam-se a operar em mercado 13 comercializadores, mais um que em 2018, destacando-se as entradas da Dourogás e da G9Telecom e o fim da atividade da Gás do Mário. Na Figura 3-8 é apresentada a evolução do número de comercializadores ativos desde 2013 no ML do gás natural. Neste período, o número de comercializadores ativos no ML passou de 8 para 13.

Figura 3-8 – Evolução do número de comercializadores ativos e número de entradas e saídas de comercializadores do ML



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

De entre os comercializadores em atividade, verifica-se que 11 deles asseguram, simultaneamente, presença nos segmentos Residencial, PME e Industrial. Adicionalmente, ainda nesses segmentos, verifica-se a presença da G9 Telecom no segmento Residencial e da Dourogás no segmento Industrial. No segmento dos grandes consumidores regista-se a atividade de oito comercializadores. O Quadro 3-1, a seguir, apresenta os 13 comercializadores em ML e os respetivos segmentos atendidos.

Quadro 3-1 - Lista dos comercializadores de gás natural ativos em 31 de dezembro de 2019

Comercializadores		Residenciais	PME	Industriais	Grandes Consumidores
Aldro Energía y Soluciones		•	•	•	
Audax Renovables		•	•	•	•
Dourogás Natural				•	•
EDP Comercial		•	•	•	•
Endesa		•	•	•	•
Galp Power		•	•	•	•
Gás Natural Fenosa		•	•	•	•
Goldenergy		•	•	•	•
G9Telecom		•			
Iberdrola		•	•	•	
Lusíadaenergia		•	•	•	
PH Energia		•	•	•	•
Rolear Viva		•	•	•	

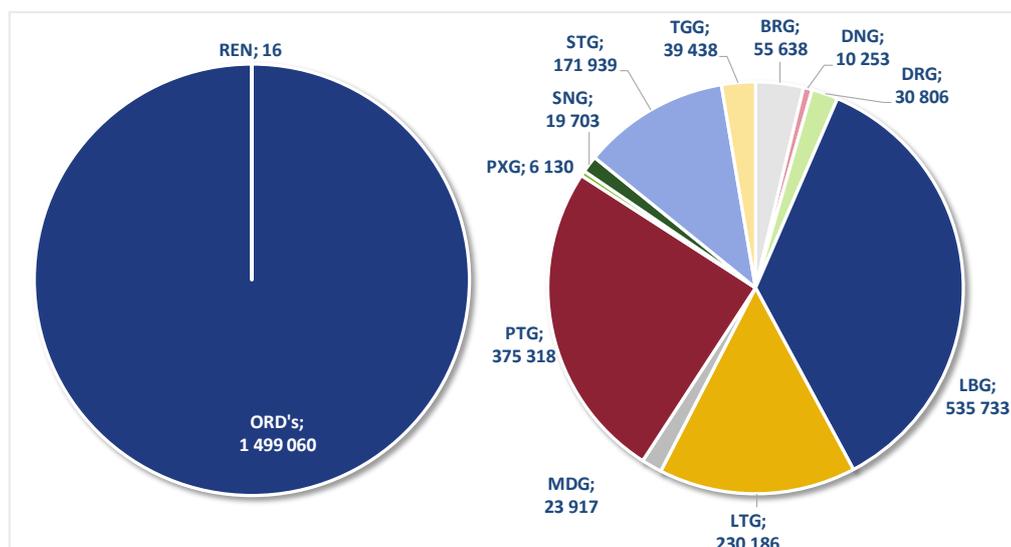
Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

Cabe destacar que, à exceção da Dourogás, todos os comercializadores que estão presentes no ML do gás natural também atuam na comercialização de eletricidade.

3.1.3 ANÁLISE POR OPERADOR DE REDE

Em termos de número de clientes por ORD (Figura 3-9), a Lisboagás e a Portgás são as responsáveis pela distribuição de gás natural a um maior número de clientes, representando cerca de 36% e 25%, respetivamente, do número total de clientes ligados às redes de distribuição no final de dezembro. Seguem-se a Lusitaniagás e a Setgás, com 15% e 12%, respetivamente.

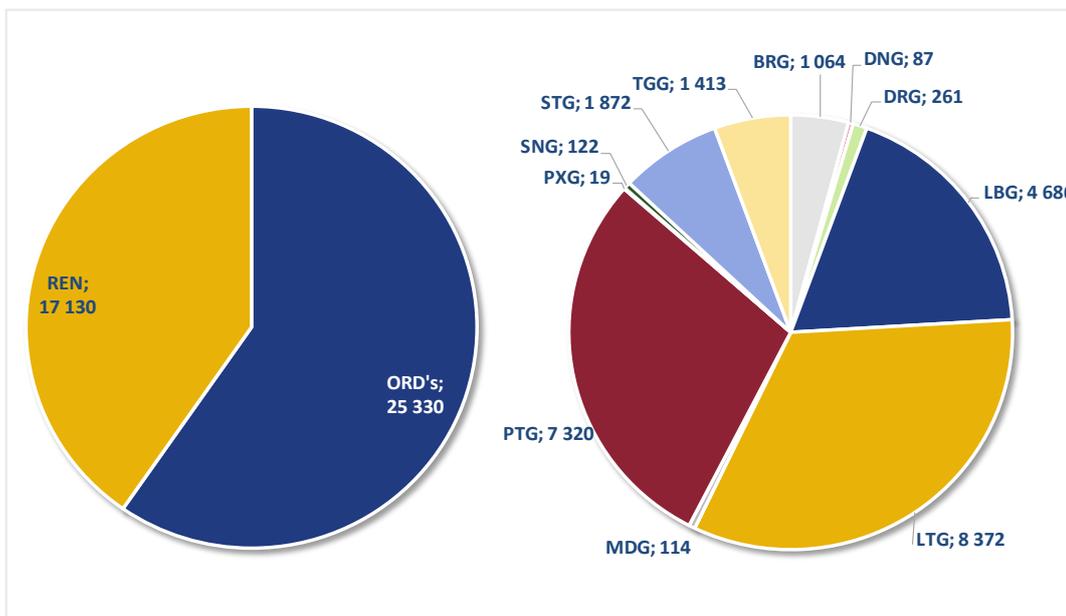
Figura 3-9 - Número de clientes por operador de rede em 2019



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

Em termos de consumos, a rede de transporte representa cerca de 40% do consumo de gás natural a clientes finais, conforme Figura 3-10. No que diz respeito às entregas realizadas por ORD, a Lusitaniagás e a Portgás são as empresas responsáveis pela distribuição do maior volume de gás natural, representando cerca de 33% e 29%, respetivamente. A Lisboagás surge em terceiro lugar, com cerca de 18% da distribuição do consumo global de mercado nas redes de distribuição.

Figura 3-10 - Consumo por operador de rede, em 2019

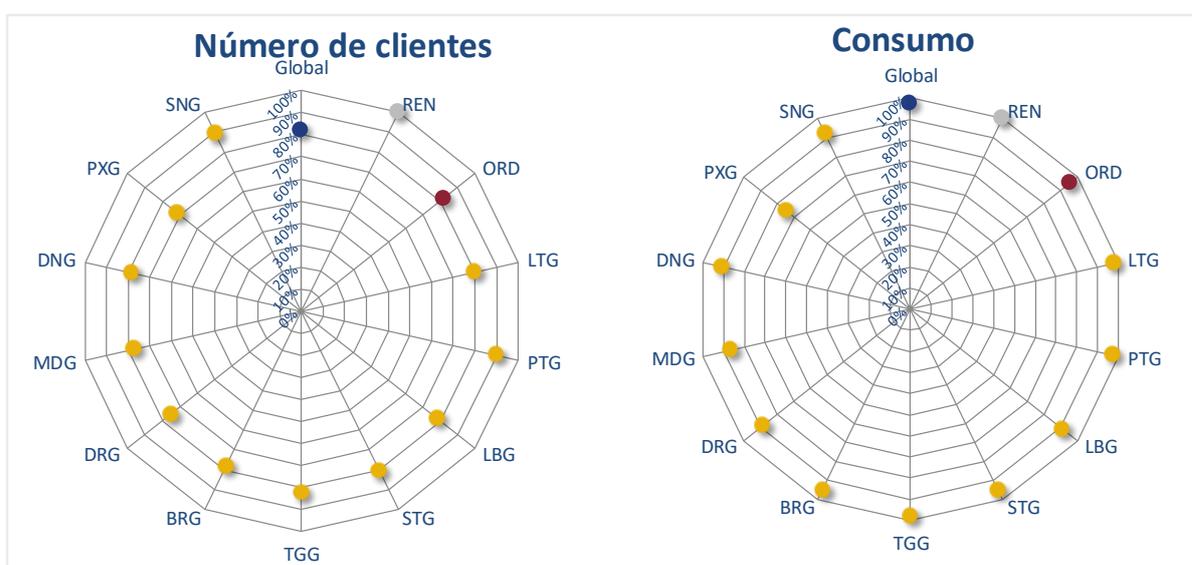


Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

No que se refere à percentagem de clientes no ML por operador de rede de distribuição (Figura 3-11), esta varia entre cerca de 72%, na Paxgás, e 90% na Portgás. Na rede de transporte a penetração do ML é de 100%.

Em termos de consumo, a Lusitaniagás é a empresa que apresenta maiores valores médios de consumo reportado ao ML (98,0%), seguida pela Tagusgás (97,7%). A Paxgás é o operador de rede em que o consumo no ML tem menor penetração (cerca de 75%).

Figura 3-11 - Penetração do ML por ORD, em número de clientes e por consumo.



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

3.2 NÍVEL CONCORRENCIAL

À semelhança do anteriormente apresentado para o setor de eletricidade, esta secção analisa o funcionamento da concorrência no mercado retalhista de gás natural.

3.2.1 ANÁLISE DE QUOTAS DE MERCADO NO MERCADO LIBERALIZADO

3.2.1.1 QUOTAS DE MERCADO GLOBAIS

Em 2019, destaca-se o crescimento das quotas de mercado da Galp Power, em número de clientes (+0,4 p.p.), onde mantém a segunda posição com uma quota de mercado de 24%, mas principalmente em consumo⁴³ (+5,0 p.p.), onde reforçou a sua posição de liderança, com uma quota de mercado de 60%.

A EDP Comercial manteve a sua posição como o principal operador no ML do gás natural em número de clientes alcançando 53% do total de clientes, apesar da diminuição de 2,3 p.p. face a 2018, vide Figura 3-12.

⁴³ Em 2019 encontra-se em implementação a alteração do reporte dos dados de consumo no sentido de ser reportado em cada mês o consumo anualizado dos últimos 12 meses. Dado que essa implementação não está concluída, para alguns operadores de rede as quotas de mercado correspondem a quotas médias ao longo do ano e não a quotas a 31 de dezembro.

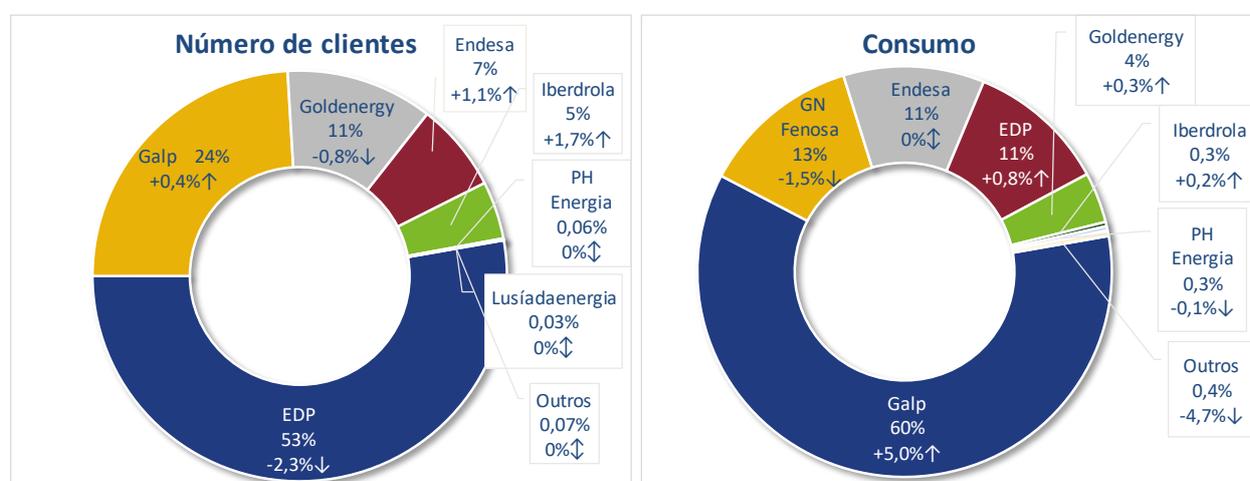
Em termos de consumo, a EDP registou um aumento de quota de 0,8 p.p. mas que não foi suficiente para alterar o quarto lugar ocupado no ano anterior, mantendo-se imediatamente atrás da Endesa.

Em número de clientes destaca-se a queda de 0,8 p.p. da Goldenergy, o terceiro comercializador, em contraponto com o crescimento de 1,1 p.p. da Endesa e de 1,7 p.p. da Iberdrola, que ocupam o quarto e quinto lugar respetivamente.

Em consumo, a GN Fenosa regista uma queda acentuada, de 1,5 p.p., em linha com a tendência de redução de quota verificada no mercado do setor elétrico, mantendo, no entanto, a segunda posição, em consumo, com uma quota de 13%. A Endesa manteve a sua quota de mercado em consumo relativamente ao ano anterior, enquanto a Goldenergy e a Iberdrola registaram crescimentos ligeiros de quota.

Cabe ainda destacar a queda de 4,7% dos comercializadores agrupados na categoria «Outros», que se deve, fundamentalmente, à saída da CEPSA do mercado durante o ano de 2018⁴⁴. Sem esse efeito, ter-se-ia registado um crescimento residual da quota de mercado deste tipo de comercializadores.

Figura 3-12 - Quotas de mercado no ML do gás natural em número de clientes e consumo, 2019



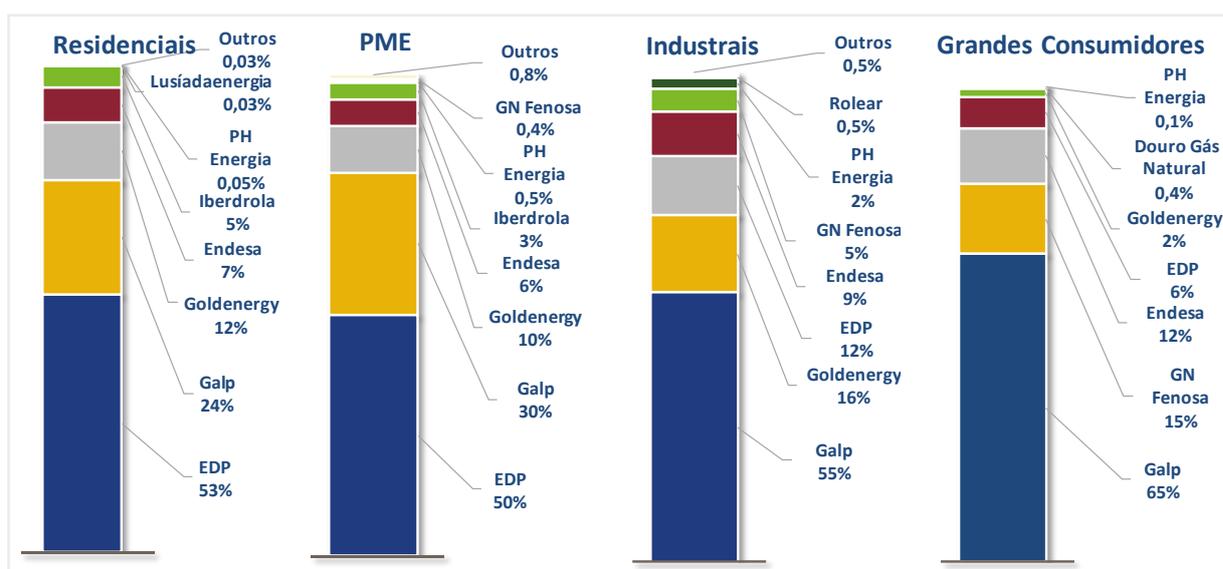
Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

Na Figura 3-13 são apresentadas as quotas de mercado em consumo por segmento. A EDP Comercial regista a liderança nos segmentos dos residenciais (53%) e PME (50%), seguida pela GALP Power, com quotas de 24% e 30%, respetivamente. No que diz respeito aos segmentos dos clientes industriais e aos

⁴⁴ Contrariamente ao setor elétrico, onde em cada mês são reportados os consumos médios mensais dos últimos 12 meses, no setor do gás natural apenas são reportados os consumos do mês, o que dificulta a análise em termos anualizados.

grandes consumidores, é a Galp Power que assume a liderança com quotas de mercado de 55% e 65%, respetivamente, sendo seguida pela Goldenergy, no segmento industrial, com 16%, e pela GN Fenosa, no segmento de grandes consumidores, com 15%.

Figura 3-13 - Quotas de mercado no ML do gás natural por segmento, em consumo, 2019

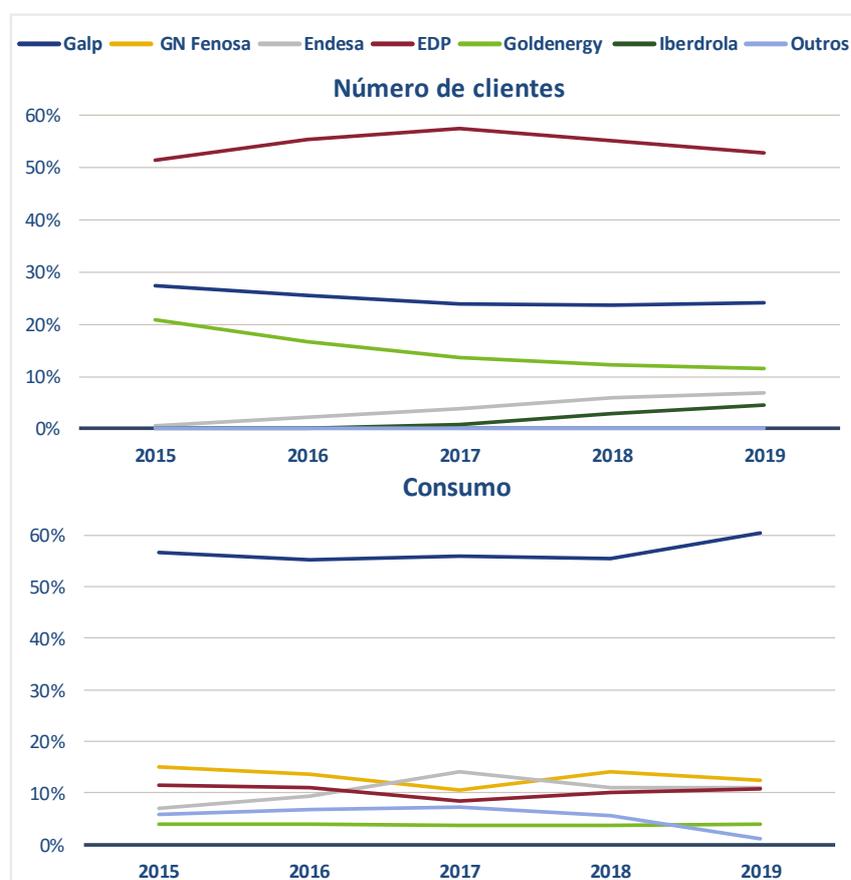


Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

No que diz respeito à evolução das quotas de mercado entre 2014 e 2019 (Figura 3-14), verificou-se, em termos do número de clientes, uma tendência de crescimento da EDP Comercial, que manteve a liderança ao longo de todo o período, apesar da redução de quota de mercado registada nos últimos 2 anos. Em sentido contrário, a Galp Power e a Goldenergy registaram uma tendência de redução no mesmo período, mais acentuada no caso da Goldenergy. Há ainda a assinalar o crescimento da Endesa e da Iberdrola, que passaram de valores residuais em 2015 para quotas de 7% e 5%, em 2019, respetivamente.

Em termos de consumo, observa-se a liderança da Galp Power ao longo de todo o período, com um reforço significativo em 2019. Em relação aos restantes comercializadores, apenas a Endesa apresenta uma tendência claramente definida no sentido do crescimento.

Figura 3-14 - Evolução das quotas de mercado no ML do gás natural por número de clientes e consumo, 2013 a 2019



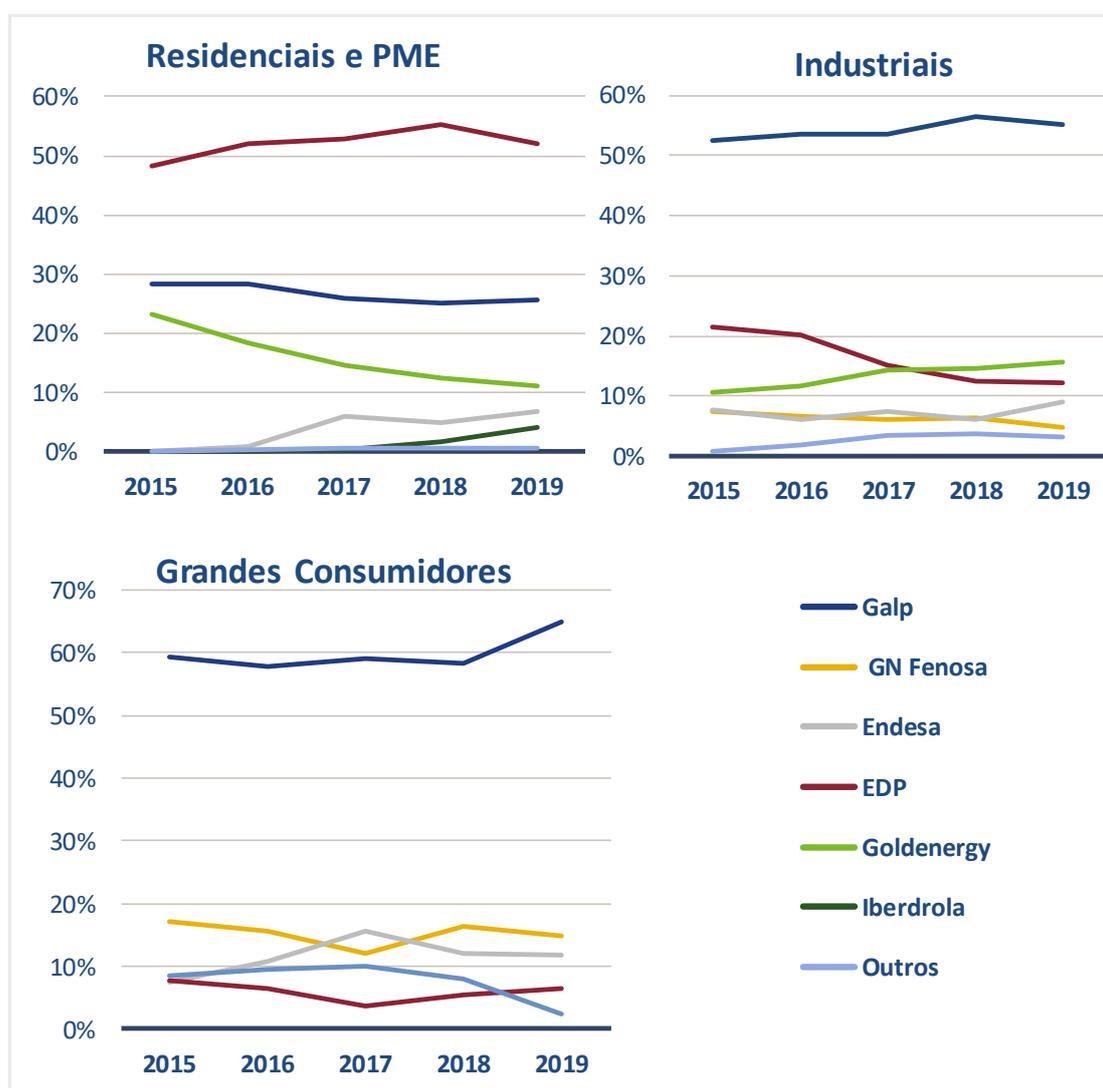
Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

Nota: Apenas são representados os comercializadores que registaram uma quota de mercado igual ou superior a 3%.

A Figura 3-15 apresenta a evolução da quota de mercado por segmento, em termos de consumo, ao longo dos últimos cinco anos. A EDP Comercial tem vindo a reforçar, entre 2014 a 2019, a sua posição de líder no segmento residencial e PME, apesar da redução de quota registada no último ano. Pelo contrário, nos últimos cinco anos, a Galp Power e a Goldenergy, que ocupam as segunda e terceira posições, respetivamente, viram as suas quotas reduzir-se. Destaca-se ainda para o crescimento da Endesa e da Iberdrola.

No segmento dos clientes industriais e dos grandes consumidores, a Galp Power tem uma posição de clara liderança ao longo de todo o período, que foi reforçada em 2019. Em relação aos restantes comercializadores, há a assinalar as trajetórias de crescimento registadas pela Endesa em ambos os segmentos, e pela Goldenergy, no segmento industrial.

Figura 3-15 - Evolução das quotas de mercado no ML do gás natural, em consumo e por segmento, 2019

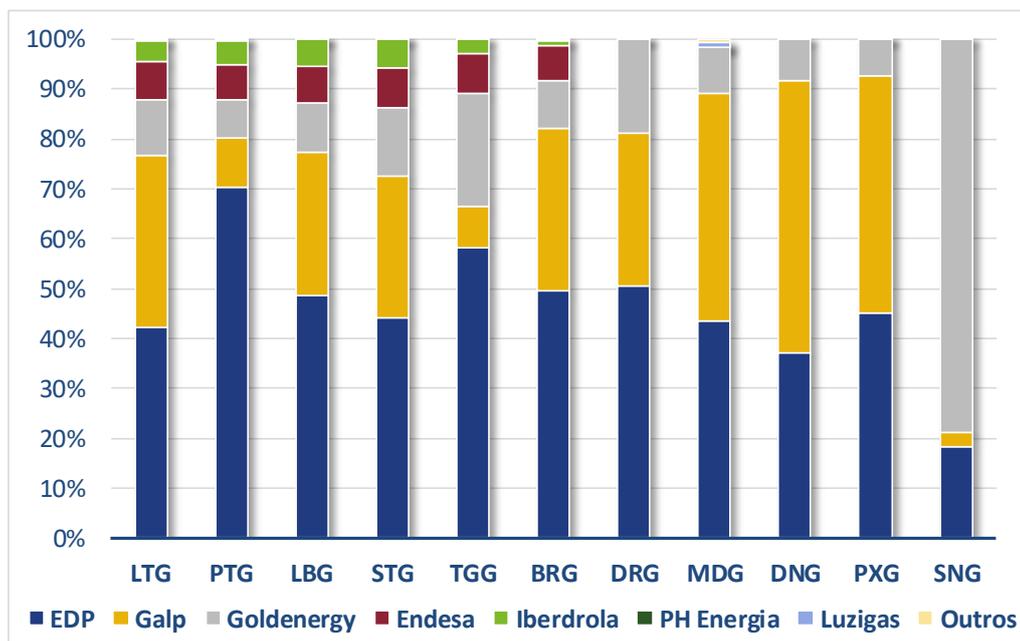


Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

3.2.1.2 QUOTA DE MERCADO POR REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Quando se procede à avaliação das quotas de mercado por ORD (Figura 3-16), verifica-se que a EDP Comercial e a Galp Power são detentoras de uma parte significativa da quota de mercado em número de clientes na maior parte das distribuidoras. A EDP Comercial regista o seu melhor resultado nas redes da Portgás e da Tagusgás, com 70% e 58%, respetivamente, enquanto a Galp Power atinge 54% na rede da Dianagás e 48% na da Paxgás. Destaque, ainda, para o resultado da Goldenergy na rede da Sonorgás, onde detém cerca de 79% do total de clientes do ML ligados a essa rede.

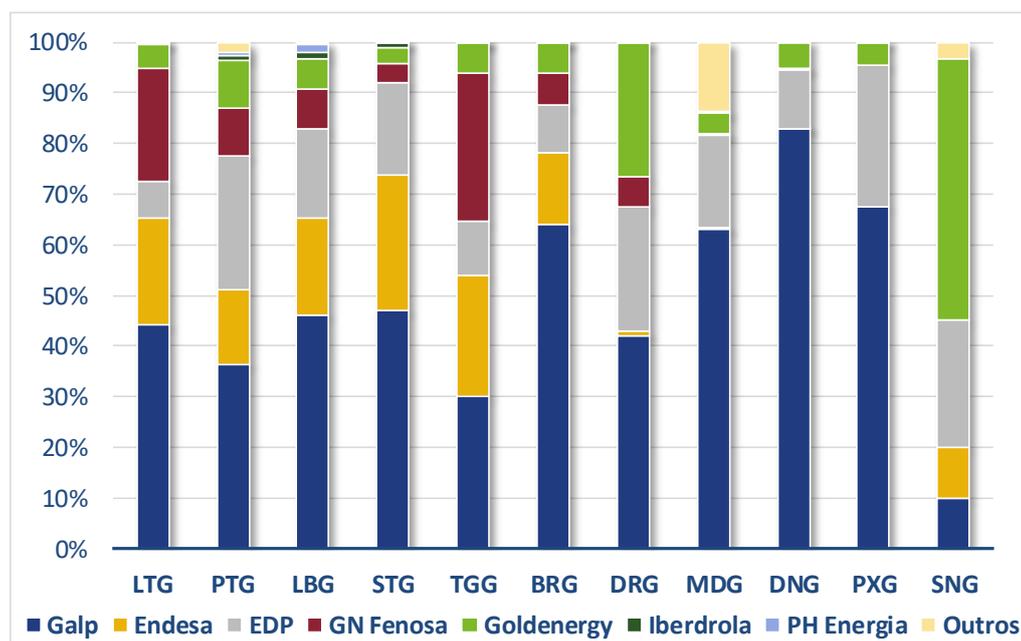
Figura 3-16 - Quota de mercado por ORD, em número de clientes, em 2019



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

Em termos de consumos por ORD (Figura 3-17), a Galp Power lidera, em quota de consumo no ML, em todas as distribuidoras, com exceção da rede da Sonorgás, onde a Goldenergy é líder com 52% dos consumos do ML. A Galp regista os valores mais elevados nas redes da Dianagás e da Paxgás, com 83% e 68%, respetivamente. A Endesa, a EDP Comercial e a GN Fenosa surgem frequentemente em segundo ou terceiro, entre os comercializadores responsáveis pelo gás natural distribuído pelos ORD. Cabe ainda referir a elevada percentagem da categoria “Outros” na rede da Medigas, para a qual muito contribuem os consumos da Rolear, que tem uma atividade muito concentrada nesta rede.

Figura 3-17 - Quotas de mercado no ML por ORD em consumo, em 2019



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

3.2.2 ANÁLISE DE CONCENTRAÇÃO DE MERCADO NO MERCADO LIBERALIZADO

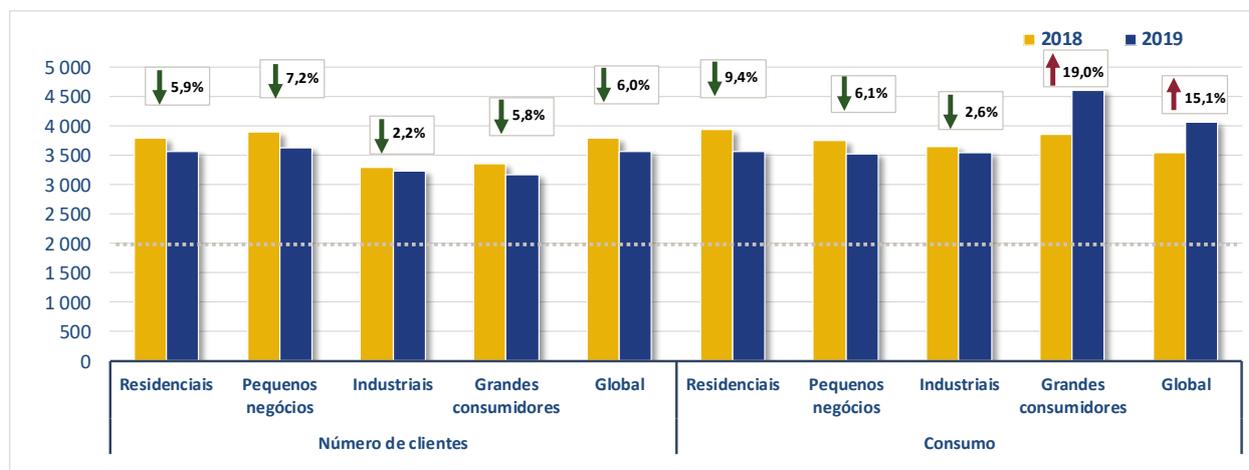
3.2.2.1 CONCENTRAÇÃO DE MERCADO GLOBAL

Os valores do índice HHI para o ML do gás natural são apresentados na Figura 3-18. O setor do gás natural registou, em 2019, uma queda global do HHI de 7 p.p., quando medido em número de clientes e um aumento de 15 p.p., quando medido em consumo.

Por segmento, com exceção dos grandes consumidores em consumo, existe uma queda generalizada do HHI em todos os segmentos. O aumento do HHI em consumo no segmento de grandes consumidores, influenciou de forma significativa o crescimento do HHI global em consumo. A saída do ML, durante o ano de 2018, de um comercializador que registava quotas em consumo elevadas ajuda a explicar o crescimento do HHI em 2019.

É interessante verificar que o valor de concentração do mercado no setor do gás natural, em número de clientes é muito inferior ao registado no setor elétrico (3 566 vs. 6 251), sendo que, em termos de consumo, o HHI é superior no setor do gás natural (4 072 vs. 2 400).

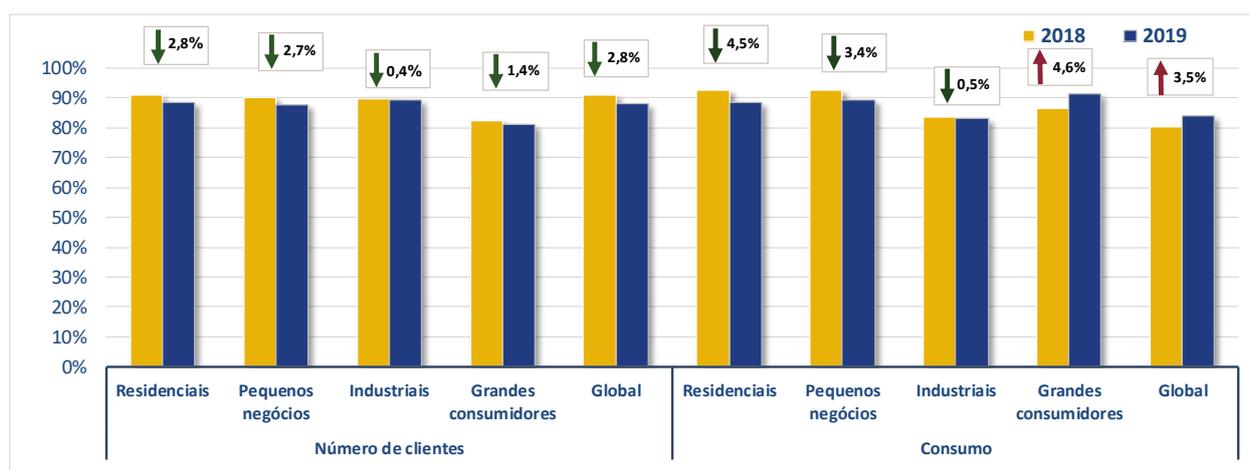
Figura 3-18 - Concentração do mercado em número de clientes e consumo, 2019 (HHI)



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

A Figura 3-19 apresenta a evolução entre 2018 e 2019 do indicador Q3, medido em número de clientes e em consumo, para os vários segmentos. À semelhança do que se verifica no HHI, também este indicador aponta para uma redução generalizada da concentração de mercado medida em número de clientes e para um aumento dos níveis de concentração de mercado medida em termos de consumo, muito à custa do segmento de grandes consumidores.

Figura 3-19 – Quota dos três comercializadores com maior dimensão em número de clientes e consumo, 2019 (Q3)

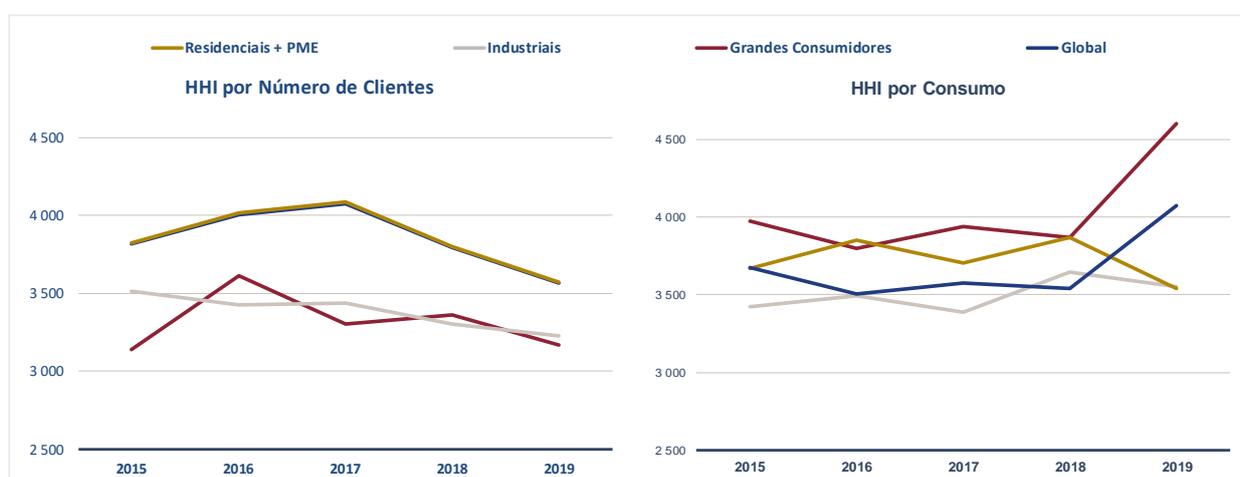


Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

A Figura 3-20 apresenta a evolução da concentração do mercado, medida pelo HHI, entre 2015 e 2019 sendo possível verificar que, em número de clientes, existe uma tendência mais ou menos generalizada de redução da concentração de mercado.

Em termos de consumo, regista-se uma melhoria dos valores globais de concentração de mercado no período para o segmento residencial e PME. Nos segmentos industrial e de grandes consumidores, até 2018, a tendência vinha sendo de manutenção dos níveis de concentração, no entanto, em 2019, essa tendência foi quebrada com o crescimento acentuado do HHI no segmento de grandes consumidores.

Figura 3-20 - Evolução da concentração do mercado em número de clientes e consumo, por segmento, 2014 a 2019 (HHI)

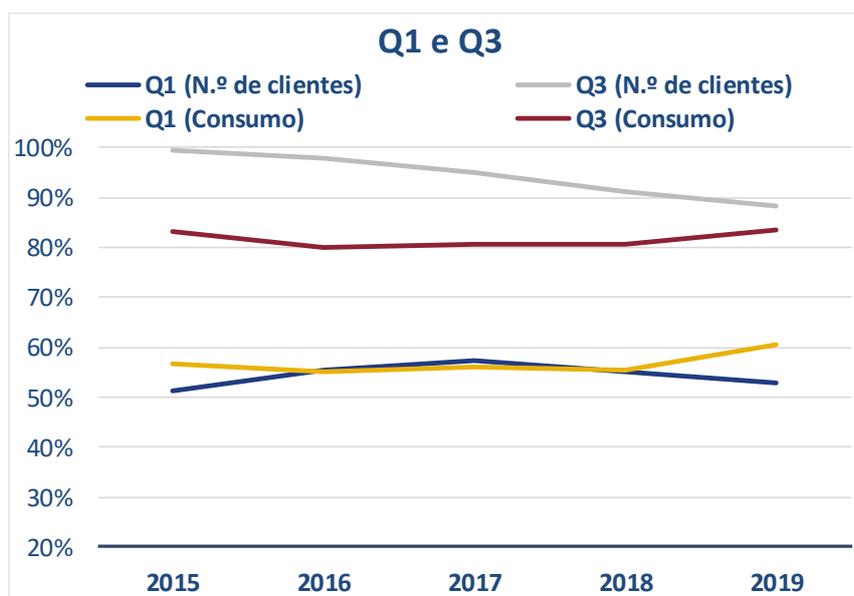


Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

A Figura 3-21 apresenta, para o mesmo período, a evolução da concentração de mercado medida pelos indicadores Q1 e Q3, em número de clientes e em consumo. Em número de clientes, mantém-se a tendência de redução da concentração no período em análise, no indicador Q3, mas uma estabilidade quanto ao indicador Q1. Em consumo, é o indicador Q3 que aponta para uma manutenção os níveis de

concentração, enquanto o Q1 regista um aumento da concentração, muito à custa da situação verificada em 2019.

Figura 3-21 - Evolução da concentração do mercado, em número de clientes e consumo, 2013 a 2019 (Q1 e Q3)



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

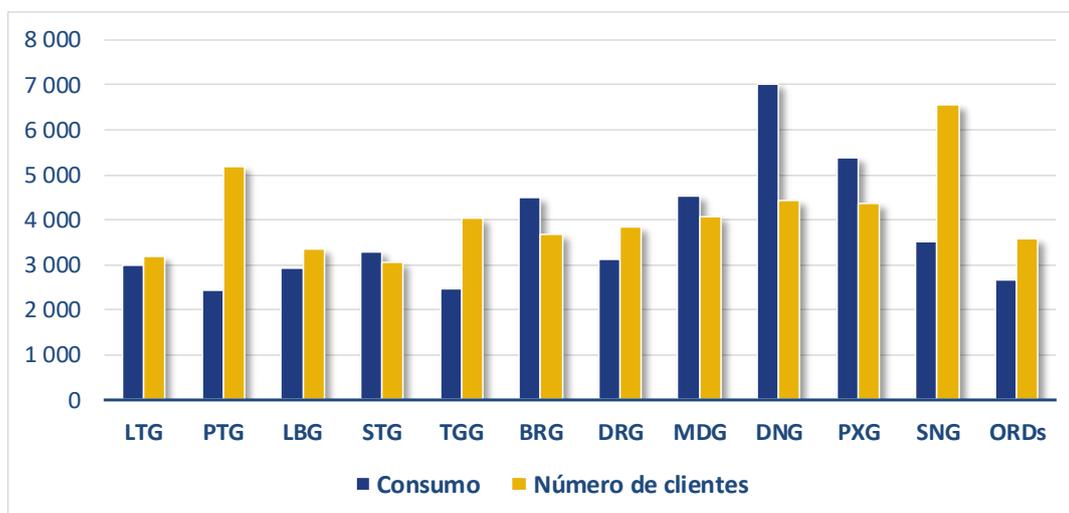
3.2.2.2 CONCENTRAÇÃO DE MERCADO POR REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Em termos de concentração de mercado em cada rede de distribuição, medida através do HHI, é possível identificar na Figura 3-22 que as redes dos ORD do grupo GALP servidas por UAG (Dianagás, Paxgás e Medigás) apresentam a concentração de mercado mais elevada em consumo. Em número de clientes é a Sonorgás a rede que apresenta o HHI mais elevado, logo seguida pela Portgás.

Estes valores explicam-se pelos elevados pesos da Galp Power nas redes da Dianagás, da Paxgás e da Medigás, da Goldenergy na rede da Sonorgás e da EDP Comercial na rede da Portgás.

Realça-se que a rede da Portgás regista simultaneamente um dos HHI mais elevados, quando medido em número de cliente e um dos HHI mais reduzido, quando medido em consumo. Tal situação deve-se ao elevado peso da EDP Comercial em termos de clientes residenciais, o que não se verifica nos segmentos com consumos médios mais elevados.

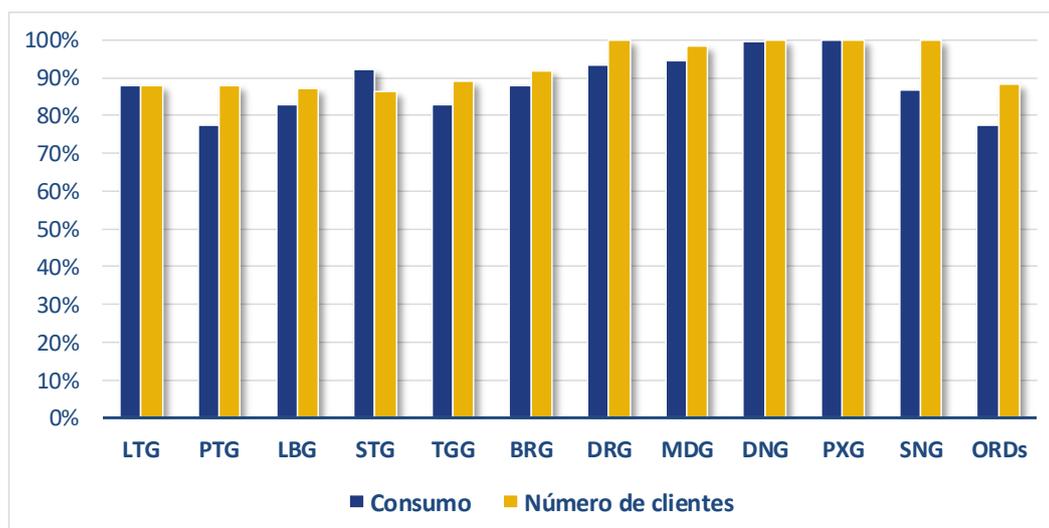
Figura 3-22 - Concentração do mercado por ORD, em número de clientes e consumo, 2019 (HHI)



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

Na Figura 3-23 é feita uma análise semelhante à anterior, mas utilizando o indicador Q3 para medir a concentração de mercado. No caso deste indicador, as diferenças entre ORD são mais esbatidas registando-se tipicamente maiores níveis de concentração de mercado nas redes abastecidas por UAG onde alguns comercializadores não têm presença comercial.

Figura 3-23 - Concentração do mercado por ORD, em número de clientes e consumo, 2019 (Q3)



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

3.3 MOVIMENTOS DE MERCADO

3.3.1 SALDOS DAS CARTEIRAS

Na Figura 3-24 são apresentados os saldos⁴⁵ do número de clientes nas carteiras dos comercializadores no ML, em 2018 e 2019, valor que inclui o saldo das mudanças dentro do ML, do MR para o ML, do ML para o MR, bem como as entradas e saídas diretas. Para o setor do gás natural, a análise incide apenas sobre os saldos em números de clientes, pelo facto de os dados de reporte neste setor ainda dificultarem uma análise em termos de consumo⁴⁶.

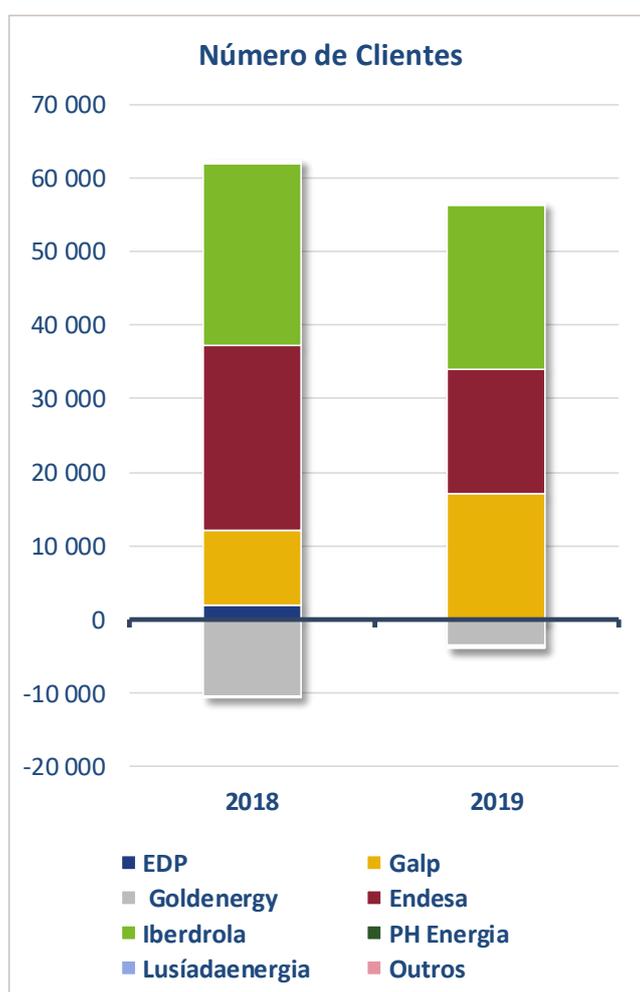
Em 2019, registou-se um saldo global positivo de cerca de 53 mil clientes presentes nas carteiras dos comercializadores no ML. A Iberdrola, a Endesa e a Galp Power mantiveram a tendência de crescimento do número de clientes registada no ano anterior, tendo a Iberdrola registado um saldo positivo de cerca de 22 mil clientes, e a Endesa e a Galp Power de 17 mil clientes cada.

Em sentido contrário, a Goldenergy é o comercializador que regista o pior saldo, com uma perda de cerca de 3 mil clientes.

⁴⁵ Saldo obtido através da diferença entre o número de clientes no último mês de dois anos consecutivos.

⁴⁶ Contrariamente ao setor elétrico, onde em cada mês são reportados os consumos médios mensais dos últimos 12 meses, no setor do gás natural a implementação desse modelo de reporte encontra-se em curso, tendo sido já adotado por alguns operadores. Esta circunstância dificulta a análise em saldos de consumo em termos anualizados, entre os anos de 2020 e 2019. Com completa implementação da uniformização dos modelos de reporte espera-se poder implementar uma análise idêntica para os dois setores.

Figura 3-24 - Saldos dos comercializadores no ML, 2018 a 2019



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

3.3.2 MUDANÇAS DE COMERCIALIZADOR

Os dados relativos às mudanças de comercializador nas carteiras dos comercializadores em ML⁴⁷ em 2019, bem como relativo ao saldo líquido dessas mudanças, são apresentados na Figura 3-25.

⁴⁷ Para o setor do gás natural não foi possível calcular de forma separada a evolução das mudanças ML-ML por carteira e por consumo, à semelhança do que foi feito para o setor elétrico, pelo que a análise feita nesta secção inclui as mudanças em número de clientes agregadas por ML-ML, MR-ML e ML-MR.

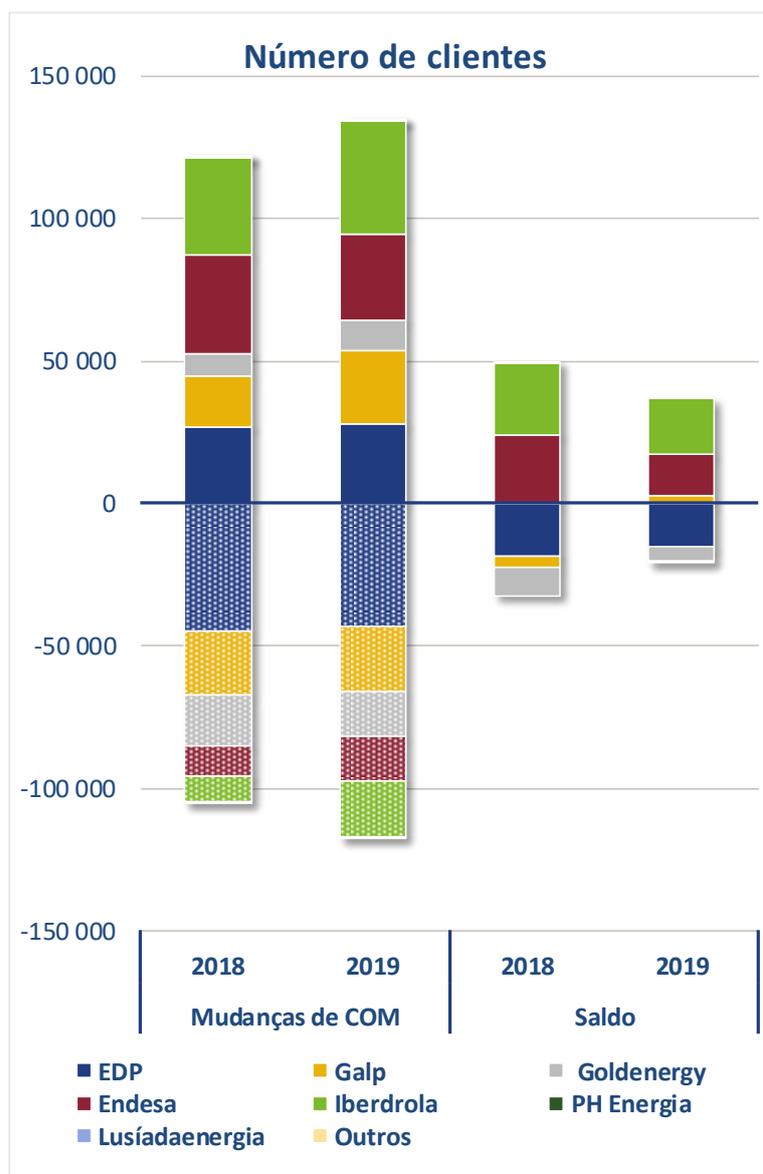
As colunas relativas à categoria “Mudanças de COM” referem-se aos movimentos dos clientes que optaram por mudar de comercializador, incluindo entradas nas carteiras do ML de clientes provenientes do MR e saídas de clientes de carteiras do ML para o MR. A parte superior (positiva) indica quantos clientes passaram a ser fornecidos por aquele comercializador, enquanto a parte inferior (negativa), identificada pela área com padrão, indica quantos clientes deixaram de ser fornecidos pelo comercializador em questão. As colunas de saldo apontam a diferença entre os dois valores para os comercializadores em regime de mercado.

A Iberdrola e a Endesa são as empresas com o melhor saldo na captação de clientes no ML e no MR, com um saldo positivo de 20 e 15 mil clientes. Estes valores são muito parecidos com a variação do saldo global das carteiras destes dois comercializadores, o que aponta para que os seus ganhos de clientes são feitos quase exclusivamente através de processos de mudança, tendo pouco peso as entradas diretas.

O mesmo já não acontece com a Galp Power, que registou um ganho de 3 mil clientes através de processos de mudança, valor muito abaixo do ganho global da sua carteira, de 17 mil clientes.

A EDP Comercial é o comercializador que apresenta o pior saldo entre entradas e saídas em 2019, com uma perda de cerca de 15 mil clientes.

Figura 3-25 - Mudanças e saldo na mudança de comercializador, por número de clientes, 2018 a 2019



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

3.3.3 ENTRADAS DIRETAS NO MERCADO LIBERALIZADO

O volume de clientes considerado nas entradas diretas, em 2019, correspondeu a cerca de 79 mil clientes, valor ligeiramente inferior ao registado no ano anterior, conforme Figura 3-26.

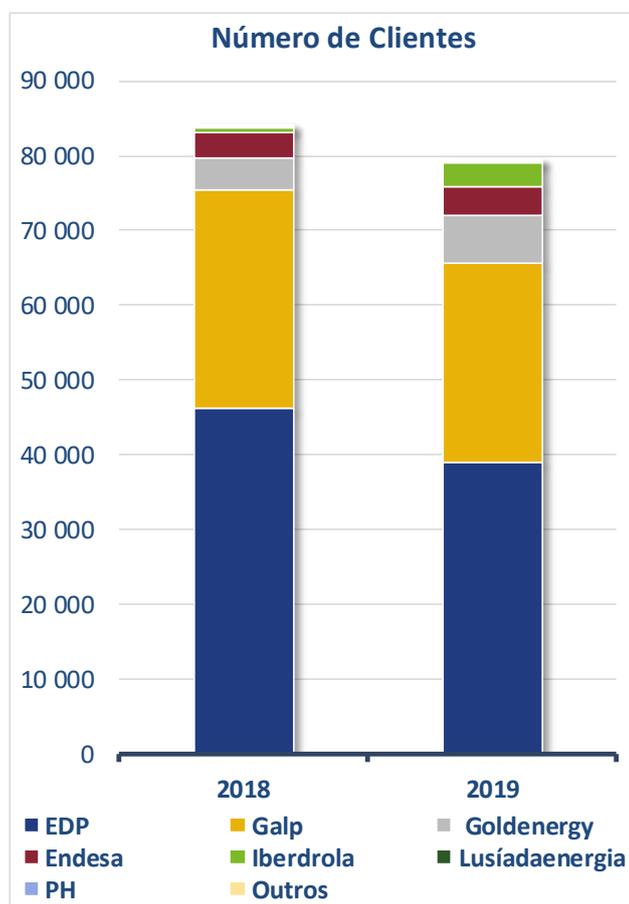
A EDP Comercial é o comercializador que regista maior captação de novos clientes em 2019 (39 mil clientes), mantendo-se a tendência de redução do peso relativo da EDP Comercial na captação deste tipo

de clientes. Efetivamente, em 2019, a EDP Comercial registou 49% das entradas diretas quando, no ano anterior, esse valor havia sido de 55%.

A Galp Power surge como o segundo comercializador que mais capta clientes em entradas diretas, com 27 mil novos clientes que correspondem a 33% das novas entradas.

Nota ainda para o crescimento do peso relativo da Goldenergy, da Endesa e da Iberdrola, que foram responsáveis pela captação de 8%, 5% e 4% das novas entradas, respetivamente, o que corresponde a um crescimento face ao ano anterior. Os restantes comercializadores registam valores de captação de novos clientes pouco significativos.

Figura 3-26 - Entradas diretas por número de clientes, 2018 e 2019



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

3.3.4 ROTAÇÃO DA CARTEIRA DE CLIENTES DOMÉSTICOS

Na Figura 3-27 são apresentadas as taxas médias de entradas⁴⁸ e a taxa média de saídas⁴⁹, nos últimos 12 meses, dos sete comercializadores com maior quota de mercado, em número de clientes, no setor doméstico, e dos restantes comercializadores agrupados na rubrica “Outros”, bem como a respetiva quota de mercado. De uma forma geral, a taxa média de entradas é superior à taxa média de saídas, o que se justifica pelo facto de se continuar a verificar uma migração significativa de clientes do MR para o ML.

O comercializador com maior quota de mercado, a EDP Comercial, apresenta, simultaneamente, as menores taxa de saídas e de entradas, ambas com valores na ordem dos 0,9%, muito em linha com os valores do ano anterior.

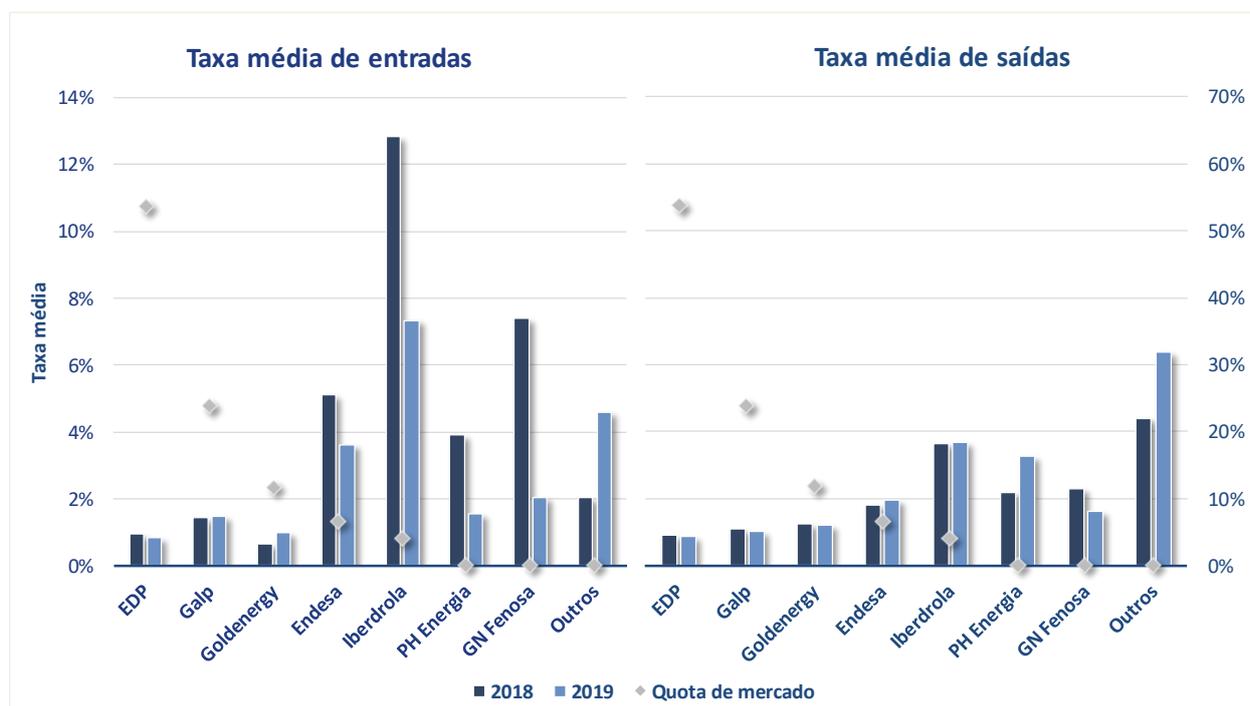
A Iberdrola é, simultaneamente, a empresa que regista o melhor saldo entre taxas de entrada e de saída, a maior taxa de entradas e a maior taxa de saídas, o que aponta para que seja o comercializador, de entre os analisados, com a maior rotação de clientes.

A PH Energia destaca-se como o comercializador com o pior saldo entre taxas de entradas e de saídas.

⁴⁸ Média da soma das entradas diretas, clientes vindas do MR ou do ML, nos últimos 12 meses, pela carteira média de clientes do comercializador correspondente.

⁴⁹ Média da soma das saídas sem novo contrato, saídas no ML e perdas para o MR, nos últimos 12, pela carteira média de clientes do comercializador correspondente.

Figura 3-27 - Taxa média de entradas e saídas por quota de mercado, em 2019



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

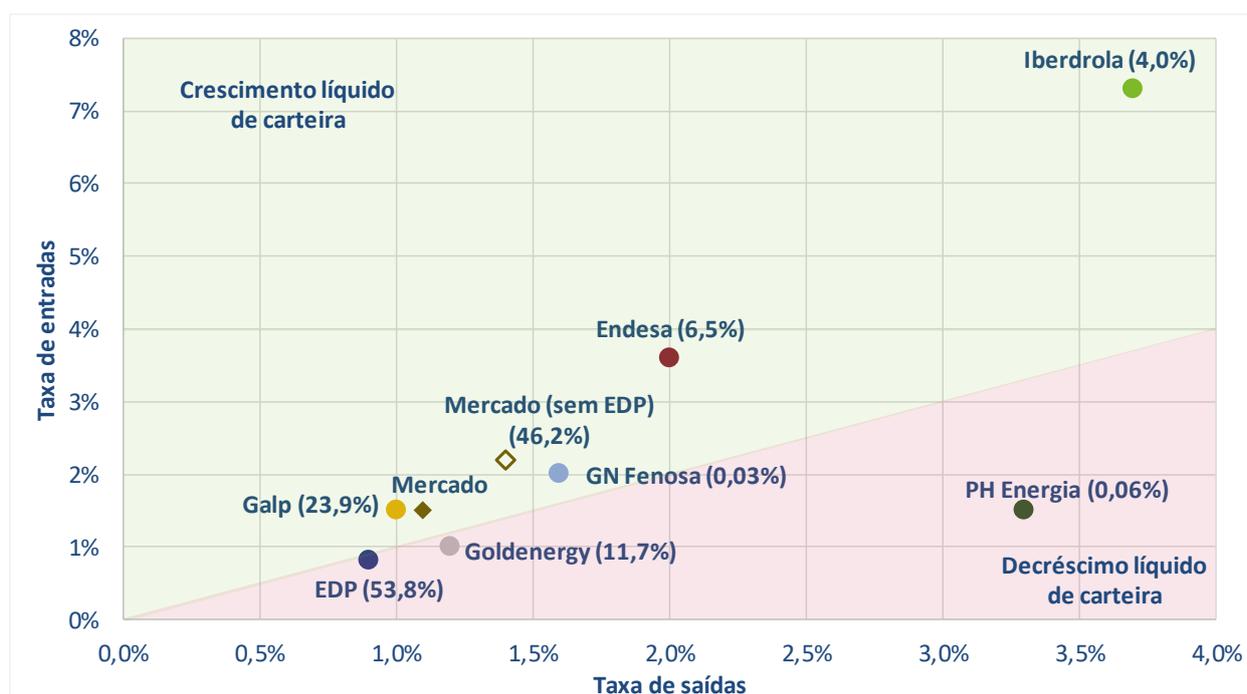
Na Figura 3-28, são representadas as posições de cada comercializador em termos de taxas de entrada e de saída, sendo colocadas, na zona verde, os comercializadores com taxas de entrada superiores às taxas de saída e, na zona vermelha, os comercializadores em situação inversa. Quanto maior for a distância da intersecção entre a zona verde e a zona vermelha, maior será o crescimento ou o decrescimento da carteira.

Um comercializador situada na zona verde do gráfico e posicionada mais para baixo e para a esquerda, como é o caso da GALP Power, é um comercializador que regista uma reduzida rotação da sua carteira, embora com um crescimento positivo. Em sentido oposto, um comercializador situada na zona verde do gráfico e posicionada mais para cima e para a direita, como é o caso da Iberdrola, regista um crescimento positivo que é assegurado à custa de uma elevada rotação da carteira.

A PH Energia é o comercializador que, encontrando-se na zona vermelha do gráfico, se encontra mais afastada da linha divisória, reflexo de ser o comercializador com o pior saldo entre taxas de entradas e de saídas. A Iberdrola, encontra-se na situação oposta.

O ML apresenta no seu conjunto um saldo positivo entre taxas de entradas e de saídas, situação que melhora quando excluído o comercializador com maior quota de mercado.

Figura 3-28 - Relação entre taxa média de entradas e a taxa de saídas, e correspondentes quotas de mercado, em 2019



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

Na Figura 3-29 é apresentado o número de anos que cada comercializador levaria a perder todos os clientes da sua carteira à taxa de saídas registada em 2019 e admitindo uma taxa de entradas de zero. Este indicador fornece informação sobre a capacidade de cada comercializador em reter os seus clientes, podendo ser interpretado como um valor aproximado do tempo médio de permanência dos clientes na carteira do comercializador.

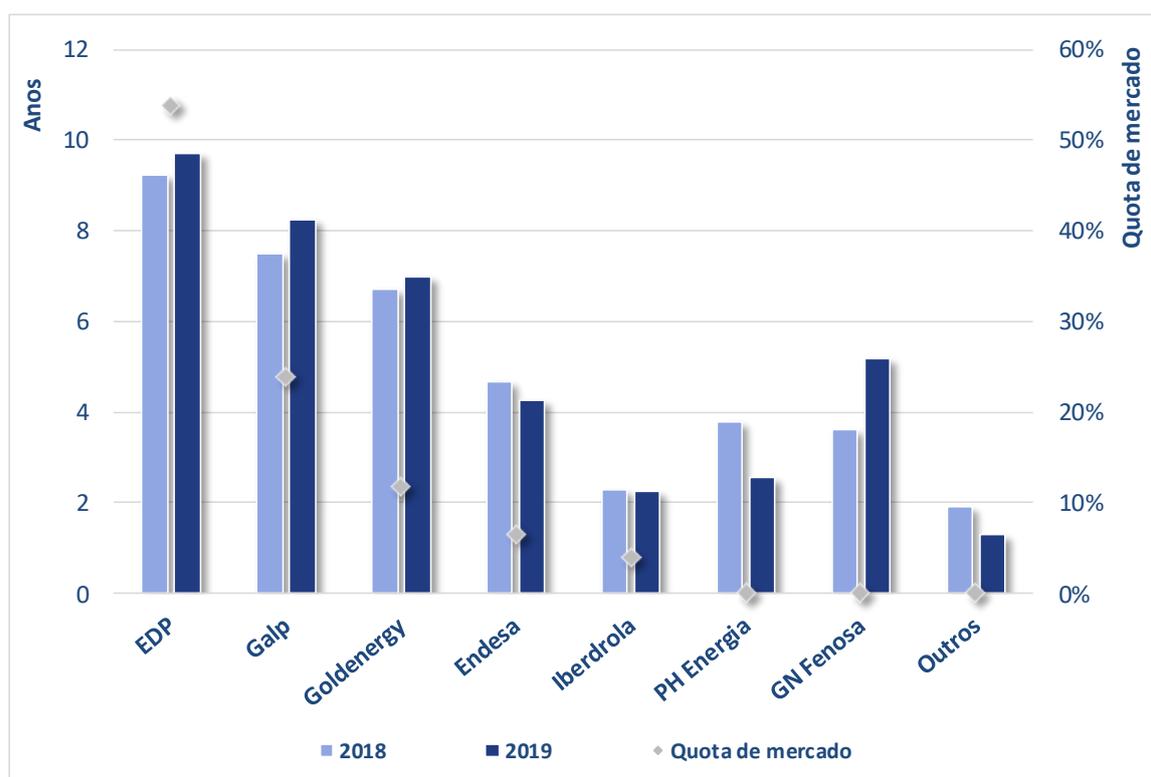
Em termos gerais, a tendência foi de um aumento do indicador para as empresas com maior quota de mercado e uma redução para as restantes.

Para a EDP Comercial, a manter-se a taxa de saídas mensal registada em 2019 e sem qualquer reposição de clientes, isso significaria que a empresa levaria quase dez anos a perder toda a sua base de clientes, valor ligeiramente superior ao observado no ano anterior.

A Galp Power apresenta, de entre as entidades analisadas, o segundo melhor registo, com um valor de cerca de oito anos, seguindo-se a Goldenergy com um valor de cerca de sete anos.

A Iberdrola continua a apresentar o pior registo, com um valor na ordem dos dois anos, o que pode ser em parte explicado pela menor base de clientes presente nas suas carteiras.

Figura 3-29 - Indicador de capacidade de retenção da carteira, em 2018 e 2019



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

3.3.5 EVOLUÇÃO DE QUOTAS DE MERCADO E PREÇOS MÉDIOS PRATICADOS

No sentido de aprofundar a análise e a compreensão das dinâmicas de mercado retalhista, nomeadamente quanto ao posicionamento competitivo dos comercializadores em termos de preços médios praticados, bem como o impacto causado pela resposta dos consumidores a esse posicionamento, a presente secção tem por objetivo estudar a evolução das quotas de mercado no segmento residencial, bem como no segmento residencial e PME, por comparação com o nível médio de preços praticado por cada empresa.

Os consumidores de gás natural têm características diversas, nomeadamente quanto ao nível de consumo ou ao escalão de consumo em que se inserem, o que pode, de alguma forma, dificultar a comparação de preços médios de mercado praticados pelas diferentes empresas.

Assim, de forma a tornar mais comparáveis os preços médios praticados pelos diversos comercializadores, adotou-se um índice de referência de mercado com valor igual a 1, que corresponde ao preço médio praticado pelo conjunto dos 6 maiores comercializadores nos segmentos analisados, e calculou-se o índice para cada comercializador, aplicando aos preços médios praticados pela empresa, em cada nível de

consumo, a estrutura de consumos correspondente ao índice de referência de mercado. Esta metodologia permite, ao utilizar os consumos globais de referência, tornar mais comparável o nível médio de preços praticado por comercializadores que tenham uma concentração de clientes em diferentes escalões de consumo

No entanto, importa salientar que a existência, num dado comercializador, de um preço médio praticado mais reduzido num determinado escalão não significa que esse comercializador detenha a melhor oferta comercial para a totalidade dos consumidores desse escalão. Essa avaliação dependerá da situação específica de cada consumidor.

Adicionalmente, para um determinado escalão, o registo de preços médios praticados mais reduzidos por parte de um comercializador, pode resultar, não do facto de esse comercializador ter as ofertas mais baratas do escalão, mas sim de ter ofertas comerciais mais favoráveis para os clientes com maior consumo médio nesse escalão, contribuindo assim para a redução do preço médio praticado por comparação com as restantes comercializadores.

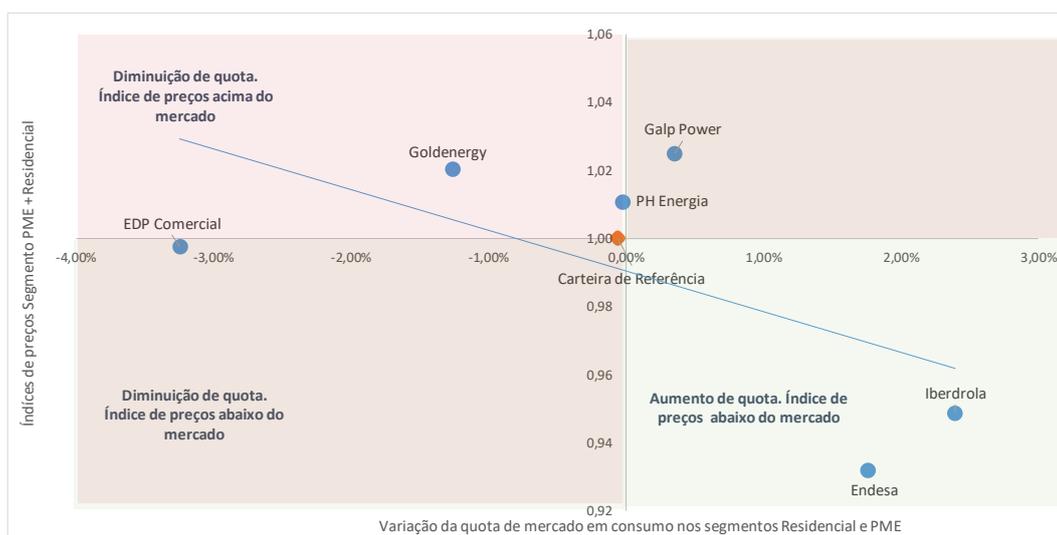
Da aplicação da metodologia descrita resultam os gráficos apresentados nas Figura 3-30 e Figura 3-31, onde se contrasta para o ano de 2019, na Figura 3-30 o valor do índice de preços médios praticados por cada comercializador no segmento residencial e PME com a variação da suas quotas de mercado medidas em consumo, e na Figura 3-31, o índice de preços médios praticados no segmento residencial com a variação de quotas, em número de clientes, nesse segmento.

Da análise a estas figuras, resulta clara a existência de uma correlação negativa entre o índice de preço médio praticado por cada empresa e a variação de quota de mercado. A EDP Comercial é a empresa que perde mais quota de mercado, apesar de registar um índice de preços próximo do índice da carteira de referência. Este resultado pode ser explicado em parte pela redução da quota de mercado da EDP comercial no mercado elétrico em 2019, que, indiretamente, conduziu à perda de clientes no mercado de gás natural que tenham optado por ofertas de consumo dual.

A Galp Power, apesar de registar um índice de preços acima da média da carteira de referência de mercado, consegue registar um crescimento das suas quotas de mercado, o que pode também resultar de um efeito semelhante, mas de sentido oposto, ao referido para a EDP Comercial. A Iberdrola e a Endesa são as empresas que registam os índices de preços mais abaixo face à média de mercado, e, tal como seria de

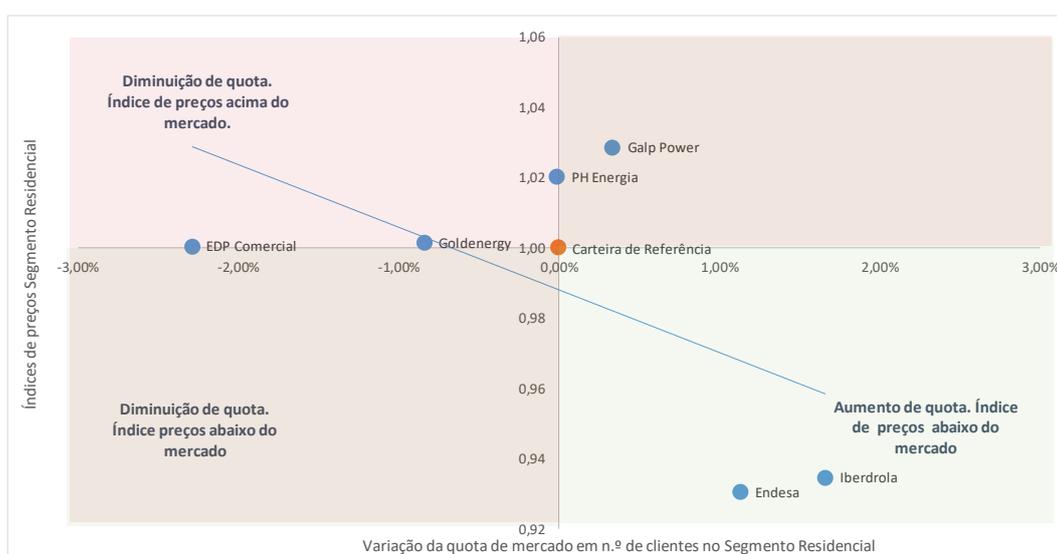
esperar, são também os comercializadores com maiores ganhos de quota de mercado. em consumo e em número de clientes.

Figura 3-30 – Índices de preços praticados e variação das quotas de mercado em consumo, no segmento residencial e PME, em 2019



Fonte: Comercializadores, Elaboração: ERSE.

Figura 3-31 – Índices de preços praticados e variação das quotas de mercado em número de clientes, no segmento residencial, em 2019



Fonte: Comercializadores, Elaboração: ERSE.

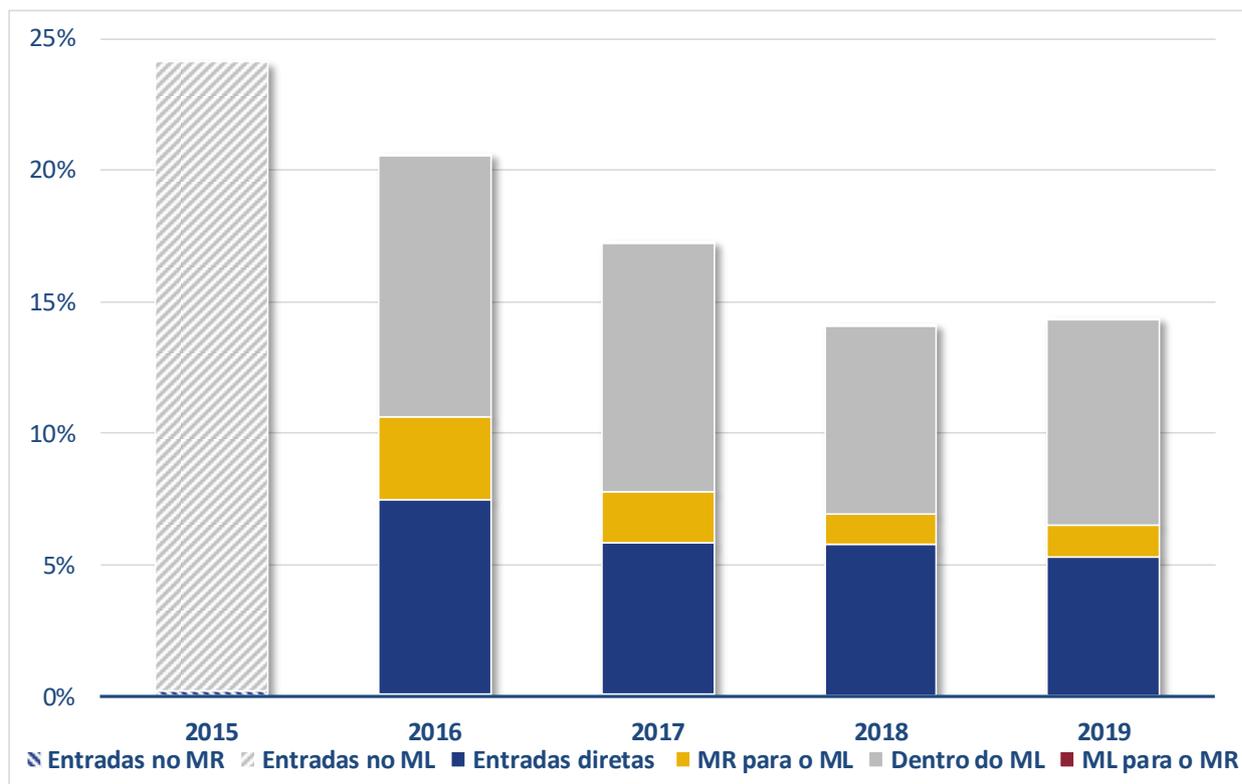
3.4 CARACTERIZAÇÃO DOS MOVIMENTOS DE SWITCHING

3.4.1 COMPOSIÇÃO DO SWITCHING

A Figura 3-32 apresenta a evolução dos movimentos de *switching*⁵⁰ de 2015 a 2019, sendo que se nota durante este período uma redução gradual da percentagem de clientes a entrar na carteira de comercializadores em ML, tendo esse valor passado de 24% em 2015, para 14% em 2019.

A partir de 2016 é possível desagregar as entradas nas carteiras de comercializadores a operar no ML em entradas diretas, entradas provenientes do MR e entradas de clientes oriundas de outros comercializadores em ML. Desde essa data é possível verificar que se regista uma redução das entradas em quase todas as componentes do *switching*. Uma das exceções são as mudanças dentro do ML, que registaram um aumento em 2019 e continuam, assim, a constituir a principal componente de movimentos de *switching*.

⁵⁰ Incluem entradas diretas, mudanças para o ML de clientes provenientes do MR, mudanças de comercializador dentro do ML e mudanças do ML para o MR.

Figura 3-32 - Evolução dos movimentos de *switching*, em número de clientes, 2014 a 2019

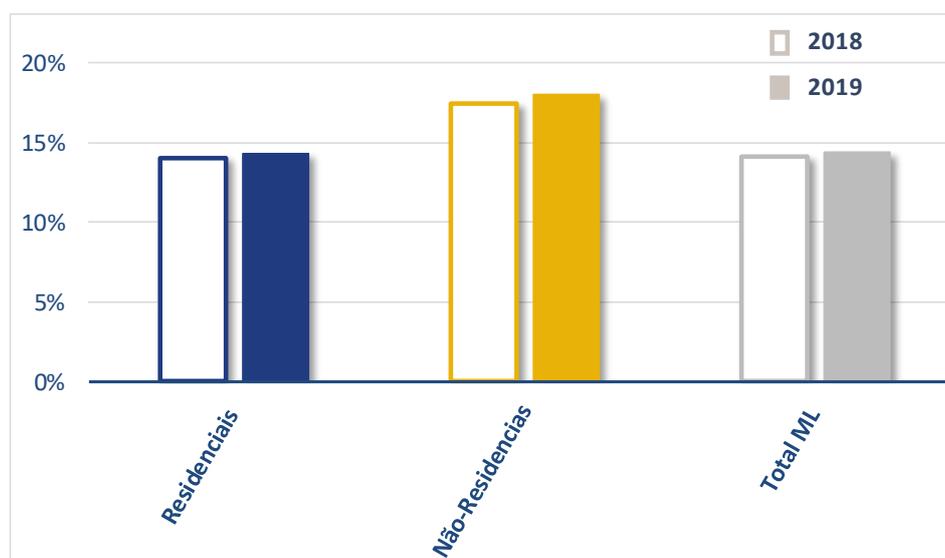
Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

3.4.2 INTENSIDADE DE MUDANÇA

Em 2019, a intensidade de mudança de comercializador, em número de clientes, representou 14% do total de clientes em Portugal continental, valor ligeiramente acima do verificado em 2019.

Na Figura 3-33 é possível verificar que se registaram ligeiros incrementos na taxa de *switching* dos segmentos residencial e não residencial. O segmento dos clientes não residenciais é o que apresenta a taxa de *switching* mais elevada, na ordem dos 18%.

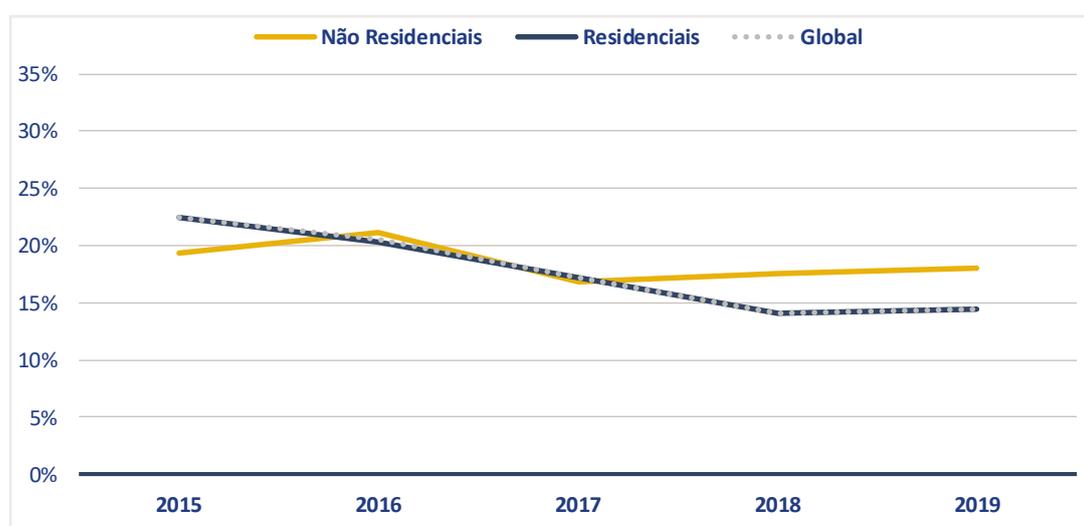
Figura 3-33 - Taxas de *switching*, em número, 2018 a 2019



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

Na Figura 3-34 é apresentada a evolução das taxas de *switching* em número de clientes, entre os anos de 2015 e 2019. É possível verificar que existe uma redução de 6 p.p. da taxa de *switching* global neste período para o segmento residencial, e que pode ser explicada pela maior dinâmica de passagem de clientes do MR para o ML no início do período analisado. Apesar da recuperação verificada desde 2018, no segmento não residencial a tendência da taxa de *switching* também é decrescente, menos 1 p.p. ao longo do período, embora muito menos vincada do que no segmento residencial.

Figura 3-34 - Evolução das taxas de *switching*, por segmento em número de clientes, 2015 a 2019



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

3.4.3 ENTRADAS NOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO RETALHISTAS

Os clientes com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m³, que ainda se encontrem num comercializador de último recurso retalhista (CURr) e que não exerçam o seu direito de mudança de comercializador, continuarão a ser fornecidos por esse CURr, aplicando-se-lhes as tarifas de venda transitórias. Podem, também, ser abastecidos pelos CURr os clientes economicamente vulneráveis, os clientes cujo comercializador se encontre impedido de exercer a atividade de comercialização de gás natural e os consumidores, cujas instalações se situem em locais onde não existam ofertas de gás natural por parte dos comercializadores em mercado.

A Figura 3-35 traz uma análise quanto às entradas⁵¹ no MR entre 2015 e 2019, sendo possível verificar uma redução acentuada das entradas neste período. Em 2019, os ingressos no MR voltaram para níveis inferiores aos mil clientes, sendo que destes, quase um terço se deveu a ingressos relativos a fornecimento supletivo dos CUR por cessação de atividade de um comercializador. Descontando esse facto, verifica-se que os ingressos no MR por iniciativa do cliente ficaram-se pelos 615, o valor mais baixo dos últimos 5 anos.

Figura 3-35 - Entradas no Mercado Regulado, 2014 a 2019



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

⁵¹ Inclui entradas diretas e clientes provenientes do ML.

3.5 TEMPO MÉDIO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

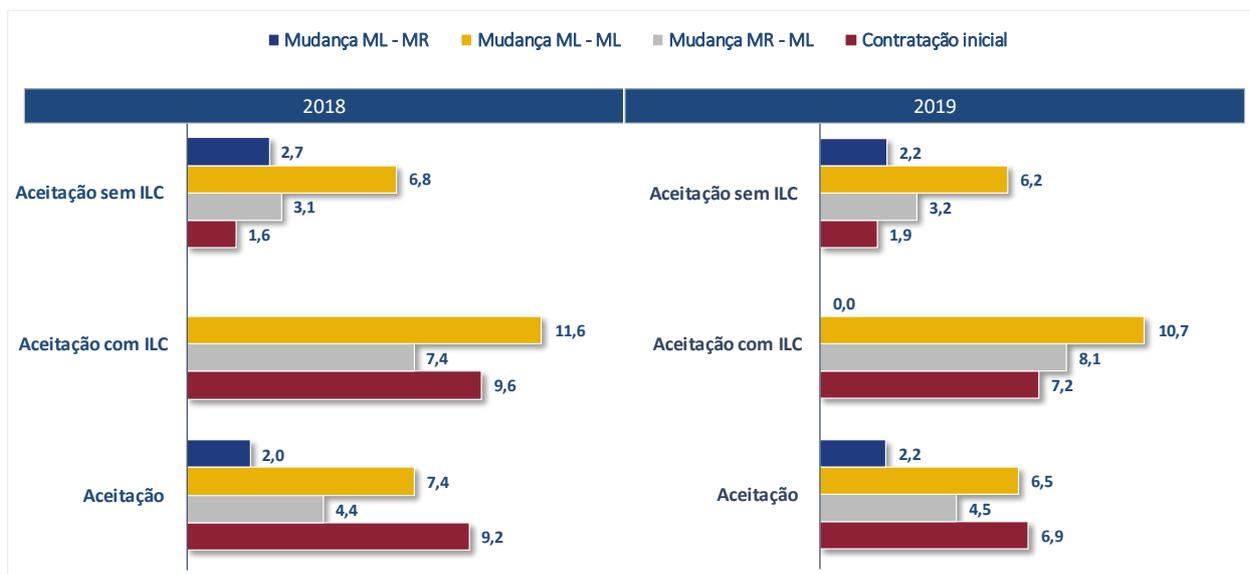
Todos os consumidores de gás natural em Portugal continental podem escolher livremente o seu fornecedor. A Figura 3-36 apresenta o tempo médio decorrido para a realização das ações de aceitação para concretização da mudança de comercializador para os anos de 2018 e 2019⁵², considerando os seguintes cenários:

- i) Contratação inicial - contrato para instalações sem fornecimento ativo ou transferência de titularidade de contrato simultânea com a mudança de comercializador,
- ii) Mudança MR – ML - mudança do contrato de fornecimento de energia do CUR para regime de mercado,
- iii) Mudança ML – ML - mudança entre comercializadores em regime de mercado,
- iv) Mudança ML – MR - mudança do contrato de fornecimento de energia em regime de mercado para o MR (CUR).

Entre 2018 e 2019, verificou-se uma redução generalizada do tempo médio decorrido entre a data do pedido e a data de aceitação. No caso da mudança ML-ML, a etapa da aceitação global, sofreu uma redução de prazos, de 7,4 para 6,5 dias úteis, sendo que o tempo para as aceitações sem e com incidente no local de consumo (ILC), também registaram reduções de prazos, de 0,6 e 0,9 dias úteis, respetivamente.

⁵² Os dados de 2019 incluem apenas informação dos dois primeiros trimestres devido à adaptação da plataforma de *switching*.

Figura 3-36 - Tempo médio decorrido entre a data de pedido e a data de aceitação (em dias úteis)



Fonte: Adene. Elaboração ERSE.

4 OFERTAS COMERCIAIS

4.1 OFERTAS COMERCIAIS

Os RRC do setor da eletricidade e do setor do gás natural estabelecem o envio, pelos comercializadores em regime de mercado, da informação sobre os fornecimentos em mercado retalhista relativa à existência de contratos de fornecimento com cláusulas de fidelização, à disponibilização de meios de pagamento, à indexação de preços em propostas contratuais nos mercados de eletricidade e de gás natural e à existência de serviços adicionais. Essa obrigação aplica-se aos diferentes comercializadores, relativamente às suas ofertas de eletricidade para consumidores abastecidos em BTN e às ofertas de gás natural para consumidores em BP e com consumo anual inferior a 10 000 m³.

A informação apresentada neste documento refere-se a 31 de dezembro de 2019, de modo retratar as condições de oferta em mercado por parte de todos os comercializadores ativos de forma comparável. Enviaram informação sobre ofertas 25 comercializadores⁵³, nomeadamente Acciona, Alfa, Audax, Cepsa, Clidomer, Ecochoice, EDP Comercial, Elergone, Enat, Endesa, Enforcesco, Ezurimbol, Galp Power, GN Fenosa, Goldenergy, Hen, Iberdrola, Jaf Plus, Lógica, Luzboa, Muon, On Demand, PH Energia, PT Live, Rolear e Usenergy.

4.2 DIVERSIDADE DE OFERTAS E OFERTAS DUAIS

A liberalização dos mercados de eletricidade e de gás natural conduz naturalmente à existência de várias opções de oferta nos mercados retalhistas de ambos os setores, que podem integrar, num mesmo contrato e fatura, o fornecimento de eletricidade e de gás natural.

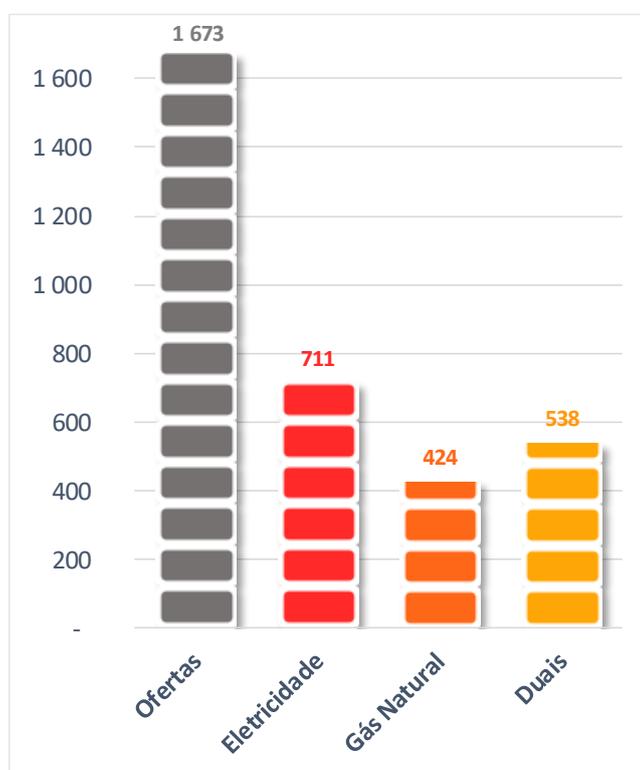
A presente secção procura efetuar a caracterização das diferentes modalidades ou ofertas disponibilizadas pelos comercializadores, segregando igualmente quais destas envolvem ofertas combinadas de eletricidade e de gás natural. Tal caracterização permite identificar ofertas no mercado com elevado grau de especialização, as quais se podem enquadrar em nichos específicos de mercado. Por outro lado, a diversidade de ofertas, quando medida em número de ofertas distintas disponibilizadas, permite

⁵³ No que se refere a eletricidade, Aldro, Axpo, Lusíada e Propensa não reportaram até à data de elaboração do relatório; já no que diz respeito ao gás natural, Aldro, GN Fenosa, Lusíada e Propensa não reportaram até à data de elaboração do relatório.

circunscrever o conjunto de comercializadores com oferta mais massificada no mercado, nas condições que se verificavam no final de 2019, bem como os que orientam a sua oferta para os supramencionados nichos de mercado.

Ao final de 2019, conforme indica a Figura 4-1, foram caracterizadas um total de 1 673 ofertas distintas, sendo que destas 711 eram para o mercado de eletricidade, 424 para o mercado de gás natural e 538 duais.

Figura 4-1 - Número de ofertas no ML, 2019



Fonte: Comercializadores. Elaboração ERSE.

Da combinação do número de ofertas em mercado com o número de comercializadores a atuar obtém-se um número médio de ofertas por comercializador, que permite ter uma perceção da diversificação com que cada agente aborda o mercado. Em média, cada comercializador disponibiliza 64 ofertas distintas, sendo que esse número é muito influenciado pela Galp Power, que sozinha regista 1 358 ofertas. Excluindo a Galp Power, o número médio de ofertas por comercializador seria de 13.

No segmento de ofertas só de eletricidade, o número médio de ofertas por comercializador baixa para cerca de 27 ofertas, valor bastante inferior ao que se observa para o segmento de ofertas combinadas de gás natural e eletricidade, cerca de 67 ofertas por comercializador ativo. No segmento do gás natural, o número médio de ofertas foi 53. A Figura 4-2 explicita estes valores médios.

Figura 4-2 - Número médio de ofertas por comercializador, 2019

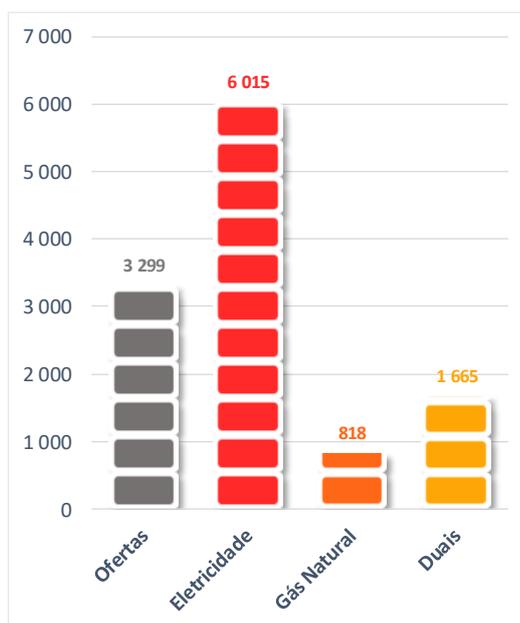


Fonte: Comercializadores. Elaboração ERSE.

A densidade de clientes por cada oferta (número médio de clientes em cada uma das ofertas disponibilizadas) demonstra que é na oferta de contratos de fornecimento só de eletricidade que se obtém o valor mais elevado, o que resulta em boa parte do facto de o rácio entre número de clientes e de comercializadores ser bastante mais elevado no setor elétrico.

Da Figura 4-3 extrai-se que cada oferta em mercado tem cerca de 3 299 clientes associados (globalidade das ofertas). Por setor, registam-se 6 015 clientes por oferta na eletricidade e 818 no gás natural. Para cada oferta dual em mercado, registavam-se, em 31 de dezembro de 2019, 1 665 clientes por oferta.

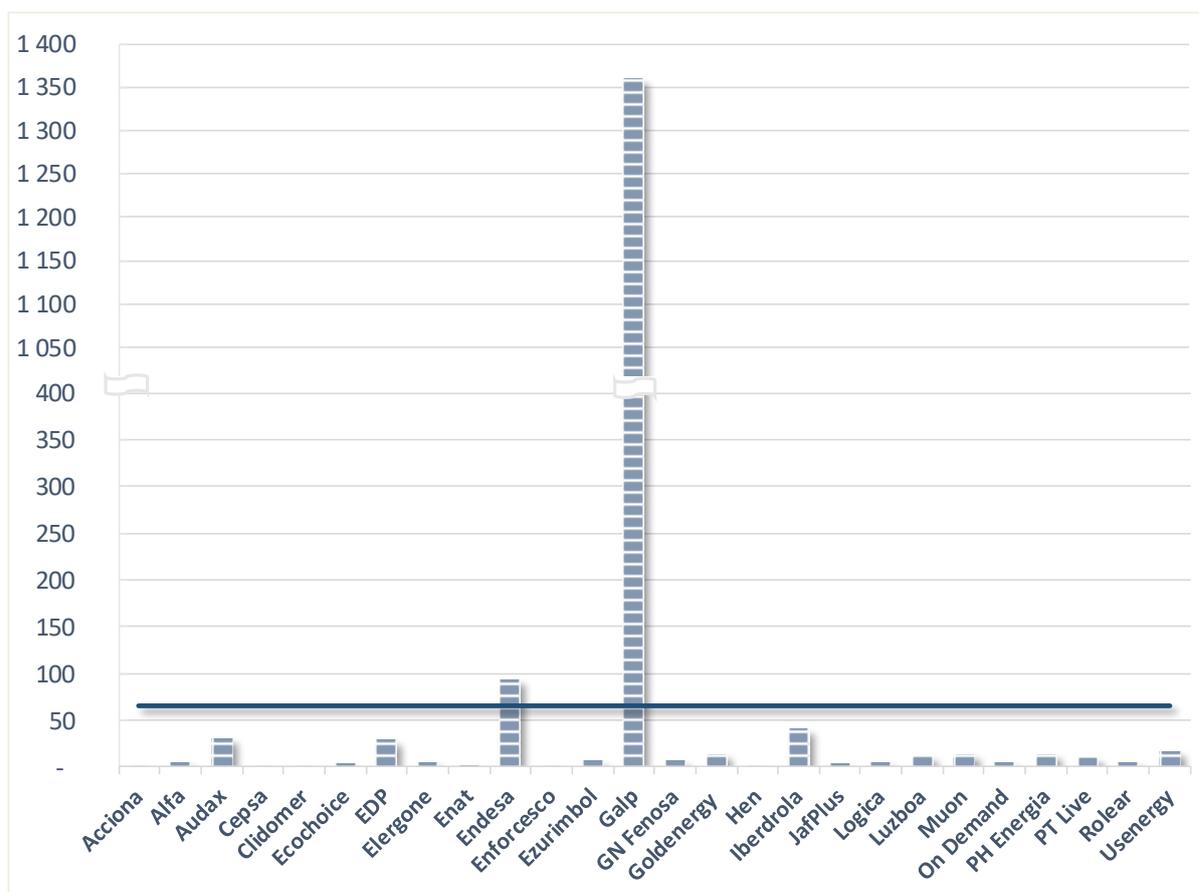
Figura 4-3 - Número médio de clientes por oferta de mercado, 2019



Fonte: Comercializadores. Elaboração ERSE.

Em termos de números absolutos, o comercializador com mais ofertas em mercado é a Galp Power: 1 358 no total, sendo 475 só de eletricidade, 378 só de gás natural e 505 em ofertas duais. À exceção da Galp Power, o comercializador com o maior número de ofertas é a Endesa, com 93 ofertas no total, 63 só de eletricidade, 18 só de gás natural e 12 duais, seguindo-se a Iberdrola com 41 ofertas no total. A EDP Comercial, sendo o comercializador com o maior número de clientes é apenas o quinto em termos de número de ofertas comerciais, com 28 no total.

Figura 4-4 - Número de ofertas (eletricidade, gás natural e duais) por comercializador, 2019



Fonte: Comercializadores. Elaboração ERSE.

4.3 FIDELIZAÇÃO CONTRATUAL

Alguns contratos de fornecimento, tanto de eletricidade como de gás natural, ou ambos os serviços, apresentam condições que pressupõem a fidelização do cliente até uma determinada data. A cessação antecipada deste tipo de contratos acarreta, habitualmente, a obrigação de pagamento de uma certa quantia a título de penalização. Neste sentido, o conceito de fidelização tem uma dupla vertente - a duração da obrigação de permanência e a significância da penalidade associada à cessação antecipada do contrato.

No pedido de informação aos comercializadores, a ERSE solicitou que fossem identificadas as ofertas e o número de clientes associado a cada oferta, divididas pelas seguintes opções: sem fidelização contratual; com fidelização contratual até seis meses; com fidelização contratual entre 6 e 12 meses; com fidelização contratual entre 12 e 18 meses; e com fidelização contratual de 18 meses ou mais.

Com base nesta caracterização, foi construída a escala que consta da Figura 4-5, na qual uma fidelização de 18 ou mais meses corresponde à maior rigidez contratual e, conseqüentemente, à notação mais baixa. A inexistência de fidelização, ao invés, corresponde a uma maior flexibilidade contratual e, portanto, à notação mais elevada. A ausência de informação é apresentada com notação nula, sendo, assim, a pior notação, o que se justifica, tendo presente que corresponderá a uma falta de transparência na informação⁵⁴.

Figura 4-5 - Escala de classificação na fidelização contratual



No caso da fidelização contratual, esta disposição deve ser lida de forma articulada com a eventual existência de penalização contratual por cessação antecipada do contrato face ao período de fidelização ainda remanescente.

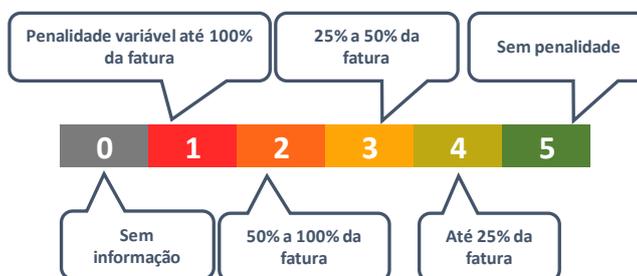
Na recolha de informação promovida pela ERSE, a eventual penalização por fim de contrato antes do termo da fidelização foi escalonada nas seguintes opções: sem penalidade; penalidade de até 25% da fatura mensal; penalidade entre 25% e 50% da fatura mensal; penalidade entre 50% e 100% da fatura mensal; e penalidade de 100% ou mais da fatura mensal, sendo que houve comercializadores que indicaram existir uma penalização que podia variar em caso de cessação antecipada do contrato de acordo com a energia elétrica prevista a fornecer até ao final desse contrato.

De forma análoga à condição primeira de fidelização, a notação mais elevada é atribuída à inexistência de penalidade (oferta mais flexível) e a notação mais baixa a uma penalidade variável que pode ir até à totalidade o valor da fatura mensal. A ausência de informação recebe uma notação nula. A Figura 4-6

⁵⁴ Nos poucos casos em que foram reportados distintos períodos de fidelização na mesma oferta foi atribuída uma classificação de 2,5.

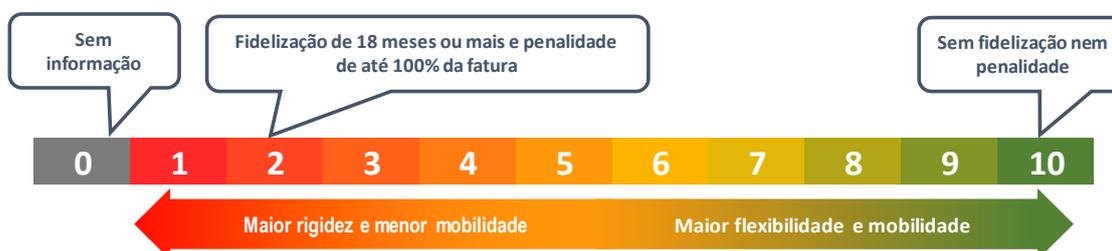
apresenta a escala resumida de notação aplicada às diferentes situações de penalização contratual por fim do contrato de fornecimento antes da data de fidelização convencionada⁵⁵.

Figura 4-6 - Escala de classificação da penalidade contratual por antecipação à fidelização



A articulação dos dois itens implicou a elaboração de uma segunda escala de notação, que corresponde à adição das duas notações individuais (existência de fidelização e valorização relativa da penalidade), que é apresentada na Figura 4-7.

Figura 4-7 - Avaliação global da condição de fidelização contratual



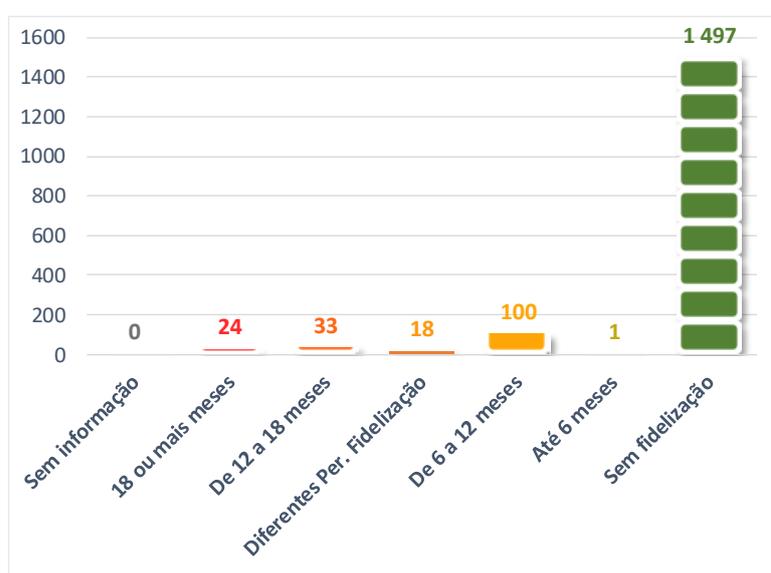
À exceção de situações de falta de informação, a notação mais baixa, de acordo com a Figura 4-7, corresponde a uma situação contratual com uma cláusula de fidelização temporalmente alargada e com uma penalidade que pode atingir um valor igual ao valor médio da fatura, o que, conjuntamente, corresponde a um contrato rígido e que induz menor mobilidade de comercializador. Ao invés, as notações mais elevadas, por ausência de fidelização e de penalidade correspondem a contratos que favorecem a mobilidade de comercializador.

A análise da informação reportada à ERSE identificou, a respeito da existência de fidelização nas ofertas disponíveis, que a esmagadora maioria destas (1 497 em número, que corresponde a 89% das ofertas) não

⁵⁵ Nas poucas situações em que foram reportadas distintas penalizações na mesma oferta foi atribuída uma classificação de 2,5.

apresenta cláusula de fidelização contratual, conforme aponta a Figura 4-8. Das restantes ofertas disponibilizadas ao mercado, uma tem uma cláusula de fidelização até seis meses, 100 têm cláusula de 6 a 12 meses de fidelização, 33 uma fidelização por um período entre 12 e 18 meses, 24 têm uma cláusula de fidelização superior a 18 meses e 18 apresentam distintos períodos de fidelização na mesma oferta. Em relação ao ano anterior verifica-se, por um lado, um aumento da proporção de ofertas sem condições de fidelização e, por outro, em relação às ofertas que incluem condições de fidelização, uma tendência para a aplicação de períodos de fidelização superiores a 6 meses.

Figura 4-8 - Análise das ofertas relativas à fidelização (todas as ofertas)



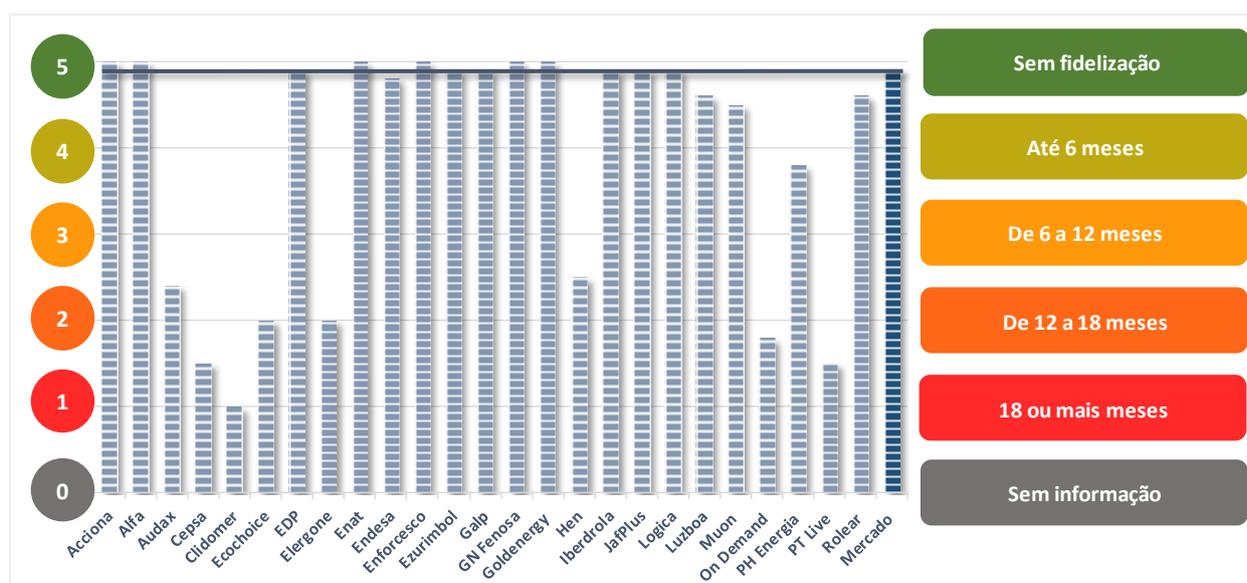
Fonte: Comercializadores. Elaboração ERSE.

De forma geral, o ML apresenta uma situação próxima da ausência de fidelização. Com efeito, para a totalidade das ofertas, e fazendo uma ponderação pelos clientes abrangidos por cada oferta, a notação média é cerca de cinco, e valores semelhantes são apresentados para as ofertas só de eletricidade, só de gás ou duais.

No que respeita à posição relativa dos comercializadores nas ofertas em mercado (todas as ofertas), a situação é díspar, sendo, todavia, mais comum que estes não pratiquem fidelização nos seus contratos de fornecimento. Conforme o demonstra a Figura 4-9, dos 26 comercializadores analisados ao final de 2019, 12 não praticam fidelização para o total das suas ofertas em mercado (Acciona, Alfa, Clidomer, Enat, Enforcesco, Ezurimbol, GN Fenosa, Goldenergy, JafPlus, Lógica, Rolear e Usenergy) e apenas três comercializadores praticam fidelização superior a 18 meses: a Elergone, a Endesa e a PT Live.

O comercializador com maior número de clientes, a EDP Comercial, não pratica fidelização em mais de 97% dos seus clientes.

Figura 4-9 - Oferta dos comercializadores relativamente a fidelização (todas as ofertas), ponderação por número de clientes, 2019



Fonte: Comercializadores. Elaboração ERSE.

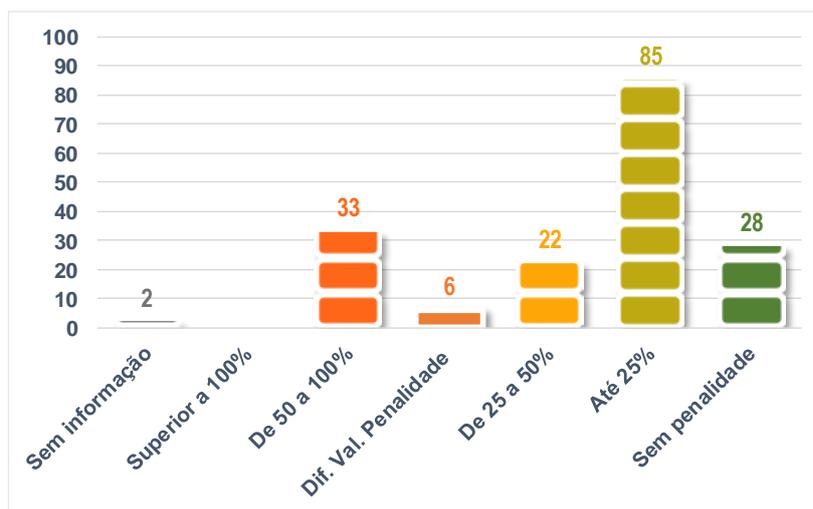
A incidência das cláusulas de penalização é melhor aferida para o conjunto restrito de ofertas que têm associado um período de fidelização, vide Figura 4-10. Na realidade, a inexistência de fidelização conduz, naturalmente, a que não haja penalidade contratual por termo antecipado do contrato.

Quando existe penalização contratual por cessação do contrato antes do termo do período de fidelização, a maioria das ofertas disponibilizadas pelos comercializadores, cerca de 48%, apresentam uma penalização que pode variar entre 0% e 25% do valor da fatura média mensal de fornecimento pelo comercializador respetivo. Cerca de 16% das ofertas (28 ofertas) não apresentam qualquer penalização e nenhuma oferta apresenta uma penalização igual ou superior a 100% do valor da fatura média mensal. Estes valores apontam para um desagravamento das condições de penalização relativas às ofertas com fidelização.

Cabe sublinhar que, tal como referido no ponto 4.1, a análise apresentada refere-se às ofertas de eletricidade para consumidores abastecidos em BTN e às ofertas de gás natural para consumidores em BP

e com consumo anual inferior a 10 000 m³. De referir, que a ERSE emitiu em 2013 uma recomendação sobre fidelização, a Recomendação nº 13/2013⁵⁶, cujo cumprimento tem sido acompanhado.

Figura 4-10 - Penalidade por quebra da cláusula de fidelização (apenas as ofertas com fidelização), 2019



Fonte: Comercializadores. Elaboração ERSE.

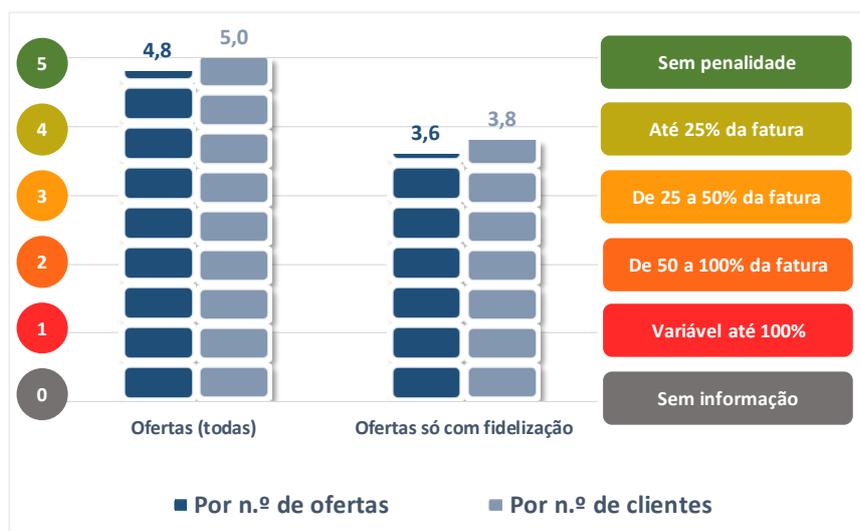
A conjugação da informação relativa a todas as ofertas com a referente às ofertas em que existe fidelização, conduz a que a notação global das ofertas aponte para a existência de condições favoráveis à flexibilidade contratual e, conseqüentemente, à mudança de comercializador, conforme consta na Figura 4-11.

Uma vez que uma parte muito significativa de clientes se situa na banda de ofertas sem fidelização, a notação ponderada em número de clientes melhora ligeiramente face ao ano anterior e surge próximo da inexistência de penalidade, que tenderá a ser o padrão comercial em mercado.

Nas ofertas com fidelização, observa-se uma melhoria da notação, tanto em número de ofertas quanto em número de clientes.

⁵⁶http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/Recomendações/Recomendacao_fidelizacao_o_meiosPagamento_indexacao.pdf

Figura 4-11 - Notação das ofertas em mercado no item de penalidade contratual, 2019

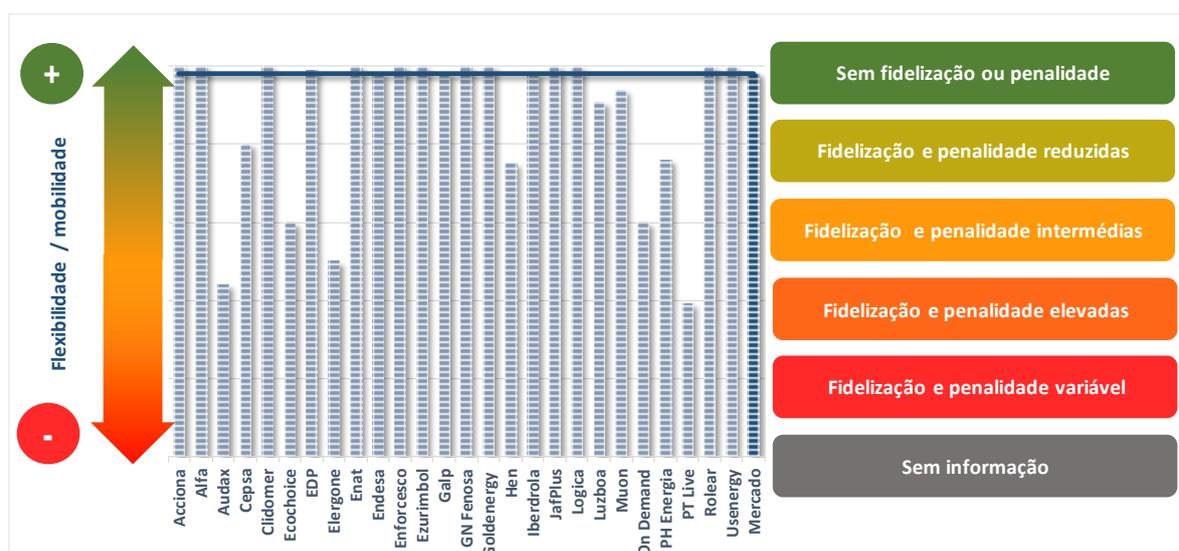


Fonte: Comercializadores. Elaboração ERSE.

A distribuição da notação dos clientes abrangidos por ofertas por comercializadores a atuar no mercado é apresentada na Figura 4-12, em que se observa que os comercializadores Alfa, EDP Comercial, Enat, Enforcesco, Ezurimbol, GN Fenosa, Goldenergy, JafPlus e Lógica são aqueles que se situam acima da notação média ponderada do mercado, isto é, apresentam uma menor proporção de clientes abrangidos por cláusulas de fidelização ou penalidade.

A PT Live é a única entidade que apresenta uma notação que se classifica como fidelização e penalidades elevadas.

Figura 4-12 - Oferta dos comercializadores relativamente a fidelização e penalidade (todas as ofertas), ponderação por número de clientes, 2019



Fonte: Comercializadores. Elaboração ERSE.

4.4 MEIOS DE PAGAMENTO

A disponibilização de meios de pagamento diversificados é uma imposição legal e regulamentar, a qual visa conferir aos consumidores uma pluralidade de formas que lhes permita garantir o cumprimento das suas obrigações (fundamentalmente, o pagamento do consumo faturado).

O funcionamento dos mercados retalhistas de eletricidade e de gás natural tem demonstrado a prevalência de algumas ofertas específicas, para as quais se convencionou o meio de pagamento utilizado, registando-se uma maior ou menor diversidade entre comercializadores.

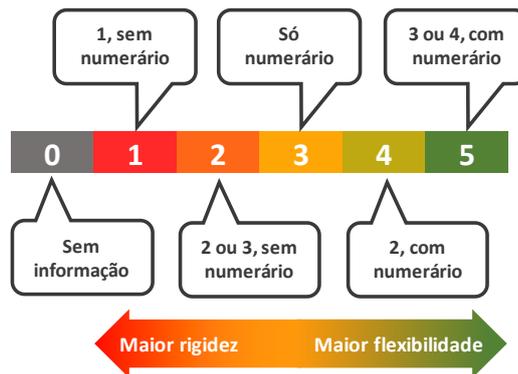
A avaliação que aqui se faz dos diferentes meios de pagamento disponibilizados é colocada em perspetiva com outras características dos contratos e do fornecimento, designadamente a existência de fidelização contratual e/ou de indexação de preço.

Na solicitação de informação aos comercializadores, tanto de eletricidade como de gás natural, a ERSE solicitou que fossem identificadas as ofertas e o número de clientes associado a cada oferta, divididas pelas seguintes opções de meios de pagamento: numerário; débito direto; referência multibanco e outro.

Com base nesta caracterização, foi construída a escala que consta da Figura 4-13, na qual a notação neutra (3) corresponde à situação de o único meio de pagamento ser o numerário (notas e moedas). A existência

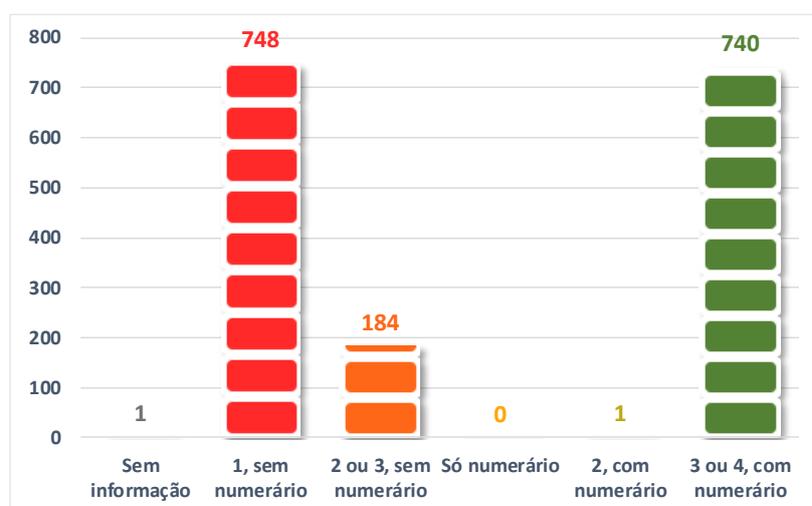
de um único meio de pagamento que não o numerário corresponde à maior rigidez contratual e, conseqüentemente, à notação mais baixa. A existência de pelo menos três meios de pagamento, incluindo numerário, corresponde, ao invés, a uma maior flexibilidade contratual e, portanto, à notação mais elevada. A ausência de informação é apresentada com notação nula, sendo, assim, a pior notação.

Figura 4-13 - Escala de classificação no item dos meios de pagamento



Na análise à informação reportada à ERSE, foi identificado um total de 1 673 ofertas diferentes no mercado. A respeito dos meios de pagamento listados nas ofertas disponíveis aos clientes residenciais ao final de 2019, a maioria destas (748 em número, que corresponde a cerca de 45% das ofertas) tem apenas um meio de pagamento, o qual não é o numerário. Por outro lado, uma percentagem idêntica das ofertas (que corresponde a 740 ofertas) já têm mais de três meios de pagamento, incluindo numerário. As restantes ofertas disponibilizadas ao mercado centram-se essencialmente entre dois ou três meios de pagamento, não incluindo o numerário (11% do total). Existe, ainda, uma oferta com dois meios de pagamento, incluindo o numerário. A informação mencionada está resumida na Figura 4-14.

Figura 4-14 - Meios de pagamento nas ofertas (todas as ofertas), 2019



Fonte: Comercializadores. Elaboração ERSE.

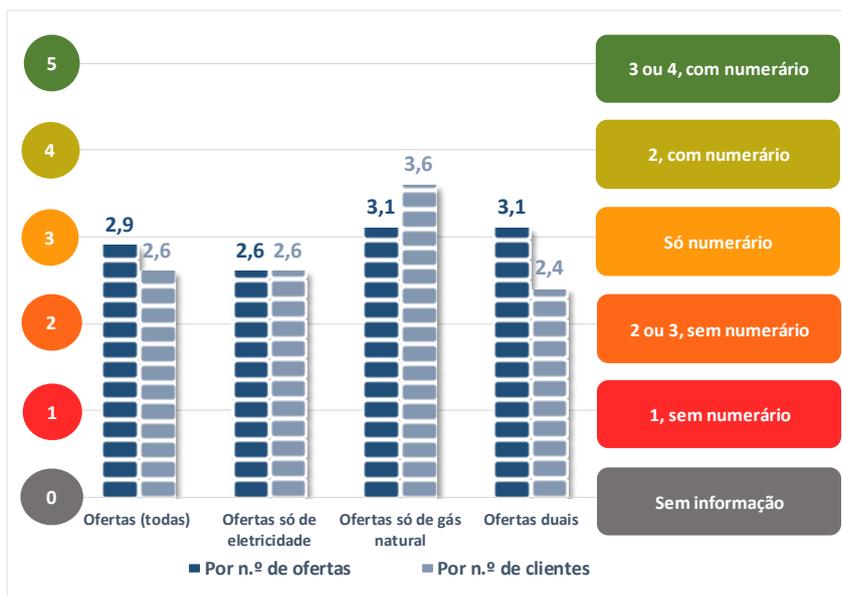
A Figura 4-15 apresenta a notação média que é atribuída a respeito de meios de pagamento para a totalidade das ofertas caracterizadas e para aquelas que apenas se referem ao fornecimento de eletricidade, de gás natural ou às ofertas duais.

O ML apresenta uma situação em que quase metade das ofertas já incluem três ou quatro meios de pagamento, incluindo o numerário. As restantes ofertas incluem, maioritariamente, um a três meios de pagamento sem incluírem o numerário. Esta situação reflete-se na notação obtida em torno de três, qualquer que seja o segmento avaliado (todas as ofertas, só eletricidade, só gás natural e dual).

Quando a análise é feita por número de clientes abrangidos parece prevalecer uma menor concentração de clientes nas ofertas com maior diversidade de meios de pagamento, o que se reflete numa notação tipicamente inferior a três, à exceção das ofertas exclusivas para o setor do gás natural que registam uma notação de 3,6.

De uma forma geral regista-se uma ligeira deterioração das notações.

Figura 4-15 - Notação das ofertas em mercado no item de meios de pagamento, 2019

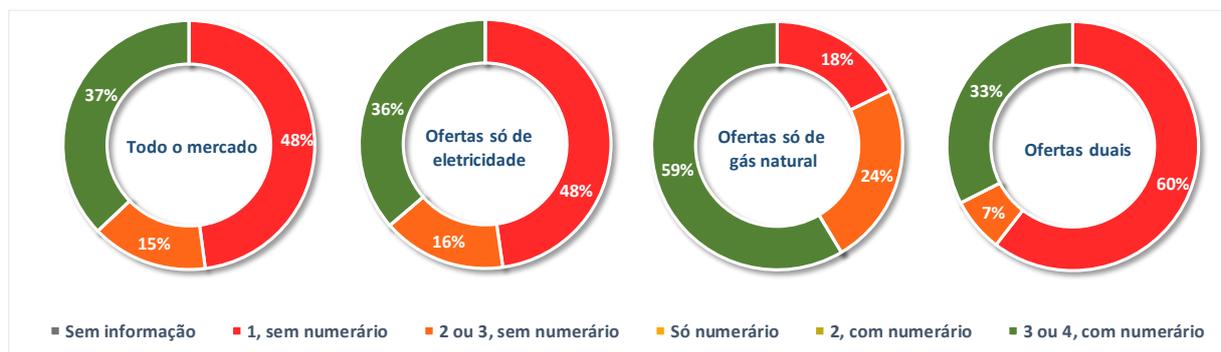


Fonte: Comercializadores. Elaboração ERSE.

Do ponto de vista de abrangência das ofertas disponibilizadas pelos comercializadores a atuar no ML, a sua repartição em função do número de clientes em cada oferta mostra que 37% dos clientes em Portugal continental tinha, em 31 de dezembro de 2019, um contrato de fornecimento que previa pelo menos três meios de pagamento, os quais incluíam o numerário.

Na realidade, quase metade dos clientes têm apenas um meio de pagamento, que não é o numerário. Esta tendência acentua-se no caso particular de clientes com ofertas duais, segmento onde, para 60% dos clientes, há apenas um meio de pagamento à sua disposição, conforme se extrai da Figura 4-16. Os clientes com ofertas exclusivamente de gás natural são os que beneficiam de maior diversidade de meios de pagamento.

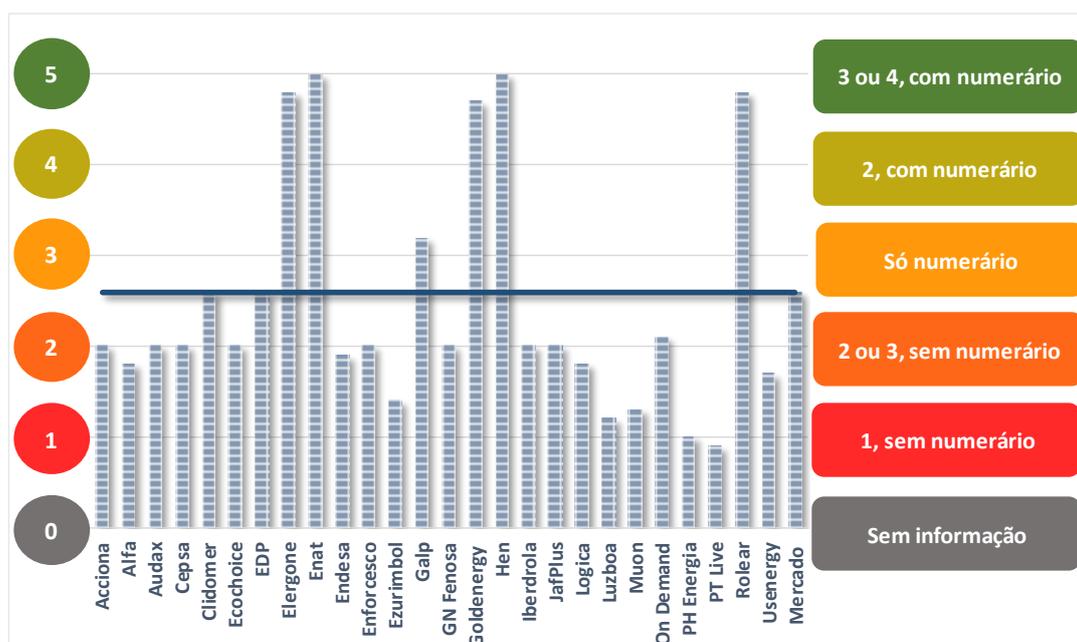
Figura 4-16 - Abrangência dos meios de pagamento por número de clientes, 2019



Fonte: Comercializadores. Elaboração ERSE.

No que respeita à ponderação da notação de cada comercializador pelo respetivo número, a situação é díspar entre os comercializadores presentes, conforme o demonstra a Figura 4-17. As notações ponderadas pelo número de ofertas (a 31 de dezembro de 2019) mais baixas (inferior a dois, Alfa, Cepsa, Endesa, Ezurimbol, Lógica, Muon, PH Energia, PT Live e Usenergy) resultam do facto das ofertas dos comercializadores em causa disporem de menor diversidade de meios de pagamento. As notações mais elevadas (cinco, Enat e Hen e 4,9, Rolear) decorrem de todas as ofertas disporem de vários meios de pagamento, incluindo o numerário.

Figura 4-17 - Oferta dos comercializadores relativamente a meios de pagamento (todas as ofertas), ponderação por número de clientes, 2019



Fonte: Comercializadores. Elaboração ERSE.

4.5 INDEXAÇÃO

Relativamente à análise das condições incluídas nas ofertas comerciais, a ERSE procedeu à avaliação dos critérios de indexação de preços praticados nos contratos de fornecimento dos comercializadores que atuam em regime de mercado. Esta análise é motivada pela necessidade de que a formação do preço do contrato de fornecimento seja feita de forma transparente para o consumidor através de regras claras quanto à referência a outros preços, tarifas ou equiparados para que lhe seja possível tomar decisões de consumo informadas e conscientes.

Através da atividade de monitorização das condições do mercado e da análise da conflitualidade de consumo associada aos fornecimentos de eletricidade e gás natural em regime de mercado, constatou-se que alguns comercializadores indexavam as suas condições de preço às tarifas transitórias⁵⁷ definidas pela ERSE, simultaneamente estabelecendo períodos de fidelização mais longos.

Na análise realizada, procurou efetuar-se a caracterização dos principais indexantes utilizados pelos comercializadores de eletricidade e de gás natural a atuar em regime de mercado. Nas regras de reporte das ofertas comerciais previstas nos RRC estabelece-se a obrigatoriedade de identificação das ofertas e do número de clientes associado a cada oferta, divididas pelas seguintes opções de indexação de preços:

- sem indexação,
- indexação ao preço de mercado *spot*,
- indexação ao preço de mercado a prazo,
- indexação a outro qualquer indexante.

Com base nesta caracterização, foi construída a escala que consta da Figura 4-18.

A existência de mais de um indexante poderá pressupor uma maior complexidade no cálculo do preço, o que pode ser menos perceptível para um cliente doméstico, correspondendo, conseqüentemente, à notação mais baixa. A inexistência de indexação de preços, corresponde, ao invés, a uma maior flexibilidade contratual e a uma regra de determinação de preço menos complexa correspondendo, portanto, à notação mais elevada. A ausência de informação é apresentada com notação nula, sendo, assim, a pior notação.

⁵⁷ A prática de indexação de preço às tarifas transitórias deixou de ser possível por imposição legal.

Esta situação justifica-se pelo facto de corresponder a uma opacidade de informação contrária ao espírito da regulamentação que consiste na disponibilização da informação de forma transparente e acessível.

O objetivo desta escala não é o de fazer um juízo de valor sobre a qualidade das ofertas, mas, antes, avaliá-las em termos da sua complexidade. Efetivamente, é valorizada a existência de diversidade de ofertas, sendo que uma oferta com baixa notação, que pressupõe uma maior complexidade, não é necessariamente uma má oferta, dependendo antes, essa avaliação, do perfil e dos objetivos do consumidor servidos pela oferta.

Figura 4-18 - Escala de classificação no item de indexação de preços



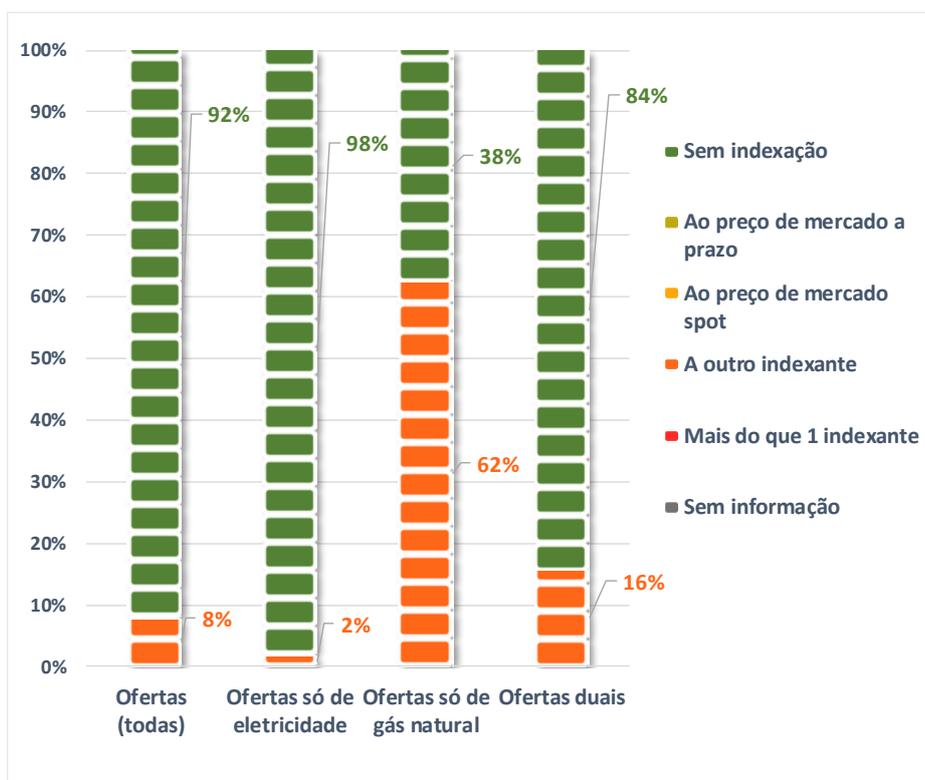
A respeito da indexação de preços, no final de 2019 a esmagadora maioria dos clientes (92%) está abrangido por ofertas sem indexação de preços, apesar de cerca de 36% das ofertas apresentar algum tipo de indexação. Estes números demonstram que, apesar da existência de diversidade de ofertas quanto à indexação, apenas uma parte dos clientes optam por aderir a esse tipo de ofertas. Há também que ter em conta que o elevado número de ofertas de indexação se deve, em grande parte, ao elevado número de ofertas registado por um único comercializador.

Relativamente aos 8% de clientes abrangidos por ofertas com indexação, estes dizem respeito a indexação a outro indexante, conforme se extrai da Figura 4-19.

Nas ofertas só de eletricidade, 95% dos clientes estavam em ofertas que não têm indexação, enquanto nas ofertas só de gás natural, este valor passa a 389%. Quanto às ofertas duais, 84% dos clientes possuíam, a 31 de dezembro de 2019, um contrato de fornecimento sem qualquer tipo de indexação de preço, correspondendo os restantes 16% a clientes com contratos cujo preço estava indexado a outro indexante.

De uma forma geral, verificou-se uma redução da percentagem de clientes abrangido por condições de indexação de preços.

Figura 4-19 - Abrangência da indexação de preços por número de clientes



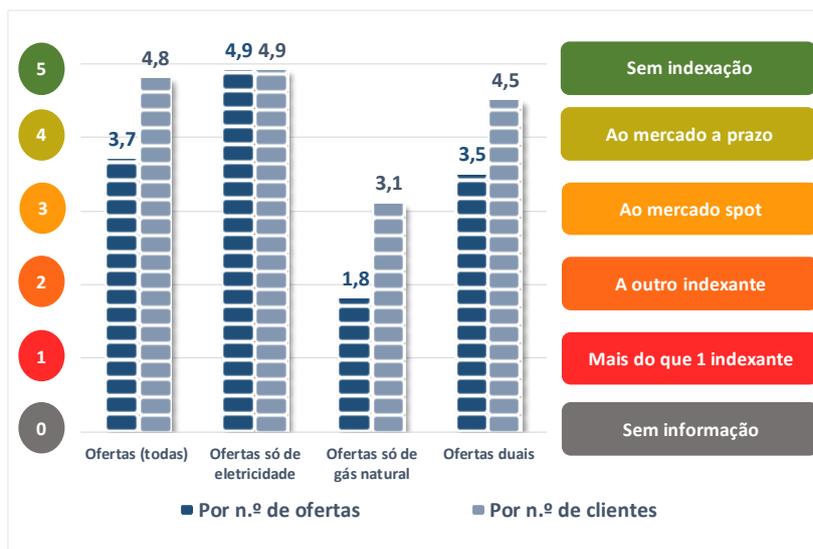
Fonte: Comercializadores. Elaboração ERSE.

A Figura 4-20 apresenta a notação média que é atribuída relativamente à indexação de preços para a totalidade das ofertas caracterizadas, para aquelas que apenas disponibilizam fornecimento de eletricidade e para as ofertas duais.

A notação obtida, tendo em conta as ofertas disponíveis em mercado, é mais reduzida do que a notação obtida considerando o número de clientes abrangidos por oferta. Esta circunstância deve-se ao facto, já identificado, de não existir uma adesão por parte dos clientes ao elevado número de ofertas disponíveis com indexação de preço.

De uma forma geral, as ofertas só de eletricidade apresentam notações superiores às ofertas de gás natural ou às ofertas duais.

Figura 4-20 - Notação das ofertas em mercado no item de indexação de preços

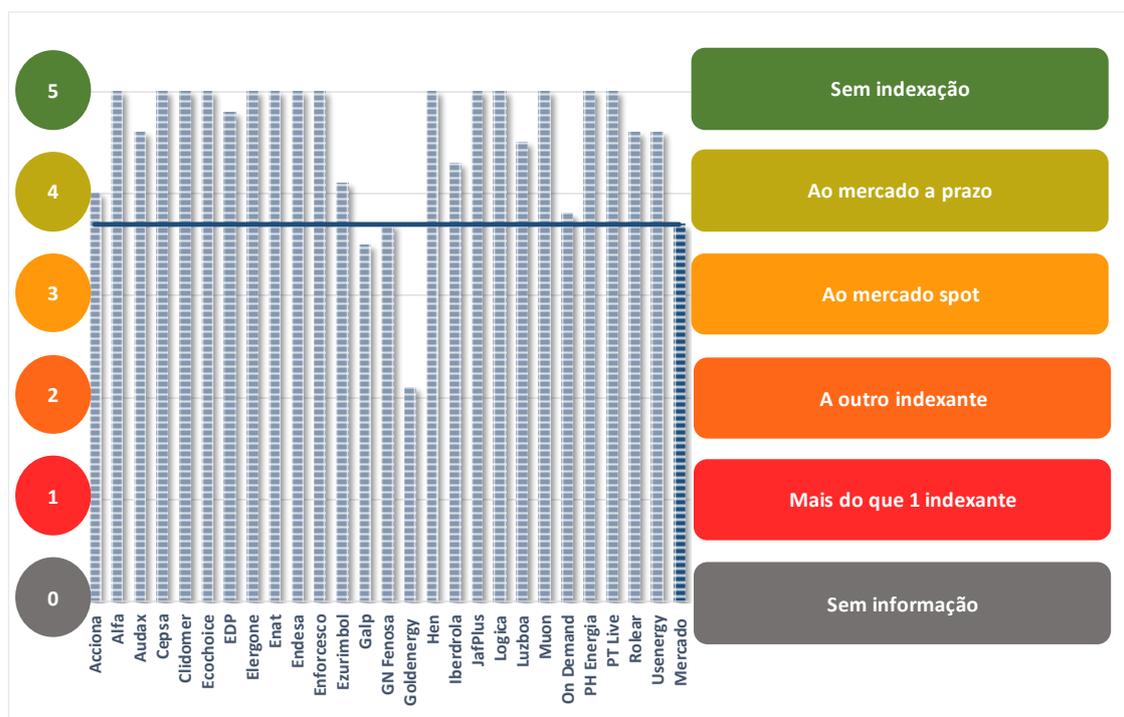


Fonte: Comercializadores. Elaboração ERSE.

Quanto à posição relativa dos comercializadores a atuar no mercado referente a todas as ofertas, pode verificar-se através da Figura 4-21 que a maioria dos comercializadores não apresentava ofertas com indexação de preços a 31 de dezembro de 2019. Apesar disto, o valor de média de mercado regista uma notação de apenas 3,7, sendo muito influenciada pelo elevado número de ofertas da Galp Power com indexação.

Dos 25 comercializadores atuantes no ML, 13 deles não têm indexação de preços (Alfa, Cepsa, Clidomer, Ecochoice, Elergone, Enat, Endesa, Enforresco, Hen, JafPlus, Logica, Muon e PH Energia). Em sentido oposto a Goldenergy tem todas as ofertas com indexação a outro indexante.

Figura 4-21 - Oferta dos comercializadores relativamente à indexação de preços (todas as ofertas), ponderação por número de ofertas



Fonte: Comercializadores. Elaboração ERSE.

4.6 SERVIÇOS ADICIONAIS

No que diz respeito ao reporte de informação sobre ofertas comerciais, a ERSE estabeleceu a obrigatoriedade de prestação de informação por parte dos comercializadores acerca da inclusão ou não de serviços adicionais nas ofertas comerciais, bem como o número de clientes abrangidos por este.

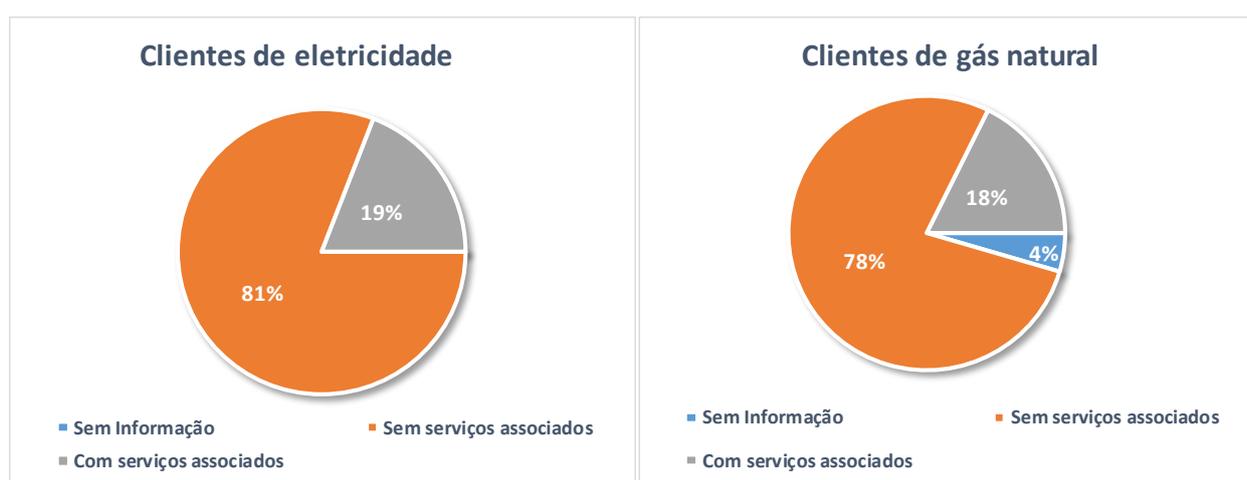
Uma das características associadas a mercados retalhistas de eletricidade e de gás natural com maior maturidade é a maior diversidade e inovação das ofertas às quais podem estar associados os serviços adicionais. Esta é, aliás, uma das matérias que tem merecido especial atenção no âmbito dos trabalhos desenvolvidos no seio CEER⁵⁸ relativos ao mercado retalhista. Neste contexto, é importante a recolha de informação sobre esta matéria para poder caracterizar a situação atual do mercado quanto à prestação de serviços adicionais, nomeadamente quanto à sua importância relativa o mercado.

⁵⁸ Council of European Energy Regulators

É importante referir que, no atual quadro regulamentar, é estabelecido que os clientes de eletricidade e gás natural não podem ver interrompido o seu fornecimento por razões relacionadas com o incumprimento de obrigações associadas aos serviços adicionais. Esse é um dos aspetos que integra a Recomendação da ERSE nº 1/2017⁵⁹, de 15 de março, cujo cumprimento se acompanha proximamente⁶⁰.

De acordo com a informação reportada, no final de 2019 existiam 994 mil clientes de eletricidade, 19% dos clientes totais reportados, a quem eram disponibilizados serviços adicionais. No setor do gás natural o número de clientes na mesma situação era de 220 mil clientes, o que corresponde a 18% do total de clientes, conforme apresentado na Figura 4-22, percentagem ligeiramente acima da registada no ano anterior.

Figura 4-22 - Percentagem de clientes abrangidos por serviços adicionais no setor elétrico ⁶¹ e do gás natural⁶²



Fonte: Comercializadores. Elaboração ERSE.

⁵⁹<https://www.erse.pt/media/wembqfww/recomendac%C3%A3o-n-%C2%BA-1-2017.pdf>

⁶⁰https://www.erse.pt/media/cxnl2nxz/comunicado_servi%C3%A7os-adicionais.pdf

⁶¹ Clientes de eletricidade incluem clientes duais.

⁶² Clientes de gás natural incluem clientes duais.

5 ROTULAGEM DE ENERGIA ELÉTRICA

5.1 ENQUADRAMENTO

A rotulagem de energia elétrica consiste na apresentação de informação aos consumidores sobre as origens da energia elétrica que consomem e sobre os impactes ambientais daí resultantes.

Os principais objetivos da rotulagem são, por um lado, a diferenciação dos comercializadores de energia elétrica e das suas ofertas comerciais, proporcionando aos consumidores um critério adicional ao preço para a sua escolha potenciando, deste modo, uma maior concorrência no mercado retalhista, pelo surgimento de novas ofertas e, por outro lado, a responsabilização dos consumidores pelas suas escolhas de consumo, permitindo que estes façam opções de consumo mais informadas, considerando os impactes ambientais da energia elétrica que consomem, e comprometendo-os na sua escolha de comercializador.

A Diretiva n.º 16/2018, de 13 de dezembro aprovou as regras aplicáveis à rotulagem de energia elétrica, designadamente, a caracterização das fontes de energia elétrica, as obrigações de prestação de informação e de reporte à ERSE e as metodologias de cálculo.

Esta Diretiva viabilizou a solicitação dos comercializadores sobre a possibilidade de apresentarem ofertas ou carteira de ofertas 100% renováveis, o que não era possível à luz das anteriores regras⁶³ que impunham uma repartição mandatória da produção em regime especial, incluindo a componente de cogeração não renovável. Por outro lado, eliminaram-se aspetos de aplicação das regras, que introduziam carga administrativa e dos quais não resultava, necessariamente, melhor esclarecimento ou informação para os consumidores. Daqui resultou o estabelecimento de obrigações de reporte à ERSE, com periodicidade trimestral, relativas à informação sobre as ofertas comerciais de eletricidade⁶⁴ e, com periodicidade anual, sobre o folheto anual sobre rotulagem de energia elétrica que deve ser entregue aos seus clientes.

No âmbito das atividades de acompanhamento e supervisão da ERSE e, conforme estabelecido no RRC do setor elétrico, nesta secção é apresentada a informação anual sobre a rotulagem de energia elétrica.

⁶³ As regras para a rotulagem da energia elétrica foram inicialmente enquadradas pela Recomendação n.º 1/2018 e, posteriormente, pela Recomendação n.º 2/2011.

⁶⁴ Conforme designação da ficha contratual padronizada para consumidores abastecidos em BTN, de forma desagregada e, para os restantes segmentos, de forma agregada em função do *mix* energético no âmbito da rotulagem, desde que este seja distinto.

5.2 ANÁLISE DOS DADOS REPORTADOS

A informação apresentada nesta secção do relatório é construída⁶⁵ a partir da informação de rotulagem reportada pelos comercializadores de eletricidade⁶⁶, relativa aos quatro trimestres de 2019, ao abrigo das regras previstas na Diretiva da ERSE n.º 16/2018, de 13 de dezembro, que entrou em vigor a 1 de janeiro de 2019.

A informação trimestral é reportada segundo o formato definido pela ERSE, com a indicação de:

- Contabilização de número de clientes (valor total do comercializador e por oferta comercial) à data de fecho do trimestre;
- Consumo faturado durante o trimestre (valor total do comercializador e por oferta comercial);
- GO adquiridas e canceladas, por oferta comercial e categoria de fonte de energia; e
- CBF celebrados durante o trimestre, por oferta comercial e categoria de fonte de energia, em território nacional.

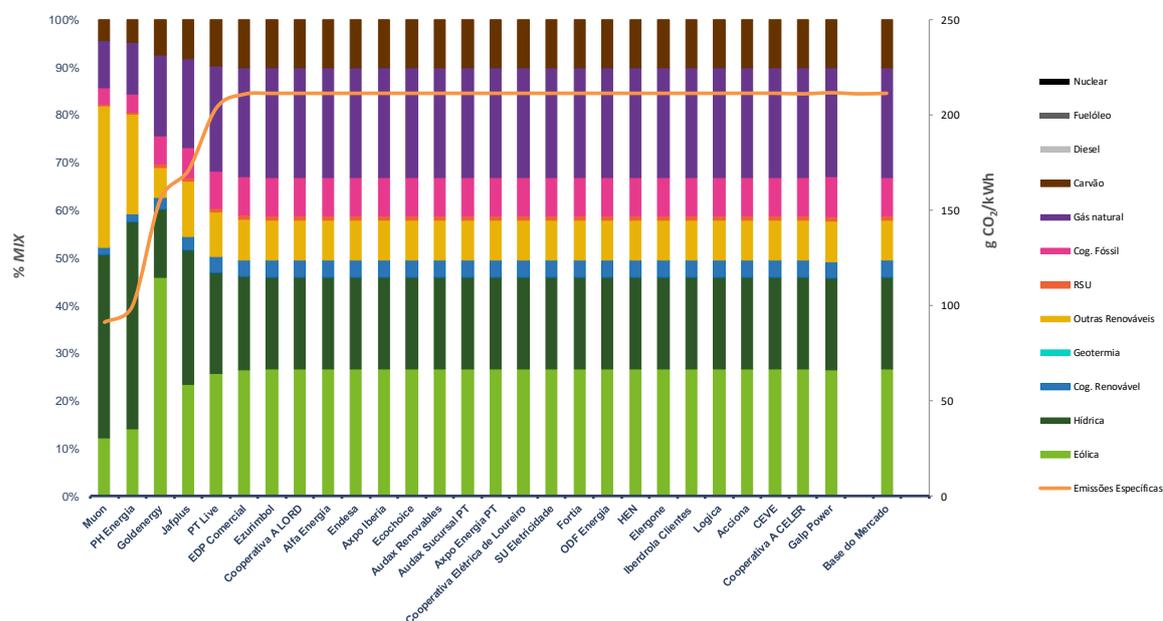
Na Figura 5-1 são apresentados, para cada comercializador, o seu mix respetivo e as emissões específicas associadas à sua carteira. As empresas encontram-se ordenadas do mix “mais verde”, com menores emissões de dióxido de carbono (CO₂), para o mix “menos verde”. Para comercializadores com o mix idêntico, a ordenação é feita por ordem alfabética.

No período analisado, verifica-se que a Muon é o comercializador que apresenta a carteira mais verde, com valores de emissões específicas de cerca de 91 g CO₂/kWh, muito à custa do incremento, face ao *mix* base, das tecnologias hídrica e fotovoltaica (fonte integrante da categoria “outras renováveis”), consequência da opção do comercializador em celebrar CBF, seguindo-se em segundo e terceiro lugar, a PH Energia e a Goldenergy, com 100 e 156 g CO₂/kWh, respetivamente. As emissões específicas do sistema são de 211 g CO₂/kWh.

⁶⁵ Os valores dos *mix* das ofertas para o ano de 2019 são apurados tendo em consideração os valores reportados. Para os comercializadores que não reportaram a totalidade dos 4 trimestres, utiliza-se uma anualização dos valores reportados.

⁶⁶ Para o 4.º trimestre do ano de 2019, a informação de rotulagem estabelecida regulamentarmente, foi reportada à ERSE por 29 comercializadores, correspondendo a cerca de 30% do consumo do SEN. Reportaram os comercializadores: Cooperativa A Lord, Alfa Energia, Audax, Axpo, Cooperativa Elétrica de Loureiro, Cooperativa A CELER, Ceve, Ecochoice, E.D.A., EDP Comercial, E.E.M., Elergone, Endesa, Ezurimbol, Fortia, Galp Power, Goldenergy, HEN, Iberdrola Clientes Portugal, Jáfplus, Logica Energia, Muon, ODF Energia, PH Energia, PT Live e SU Eletricidade.

Figura 5-1 – Mix energético e emissões específicas por carteira de comercializador em 2019



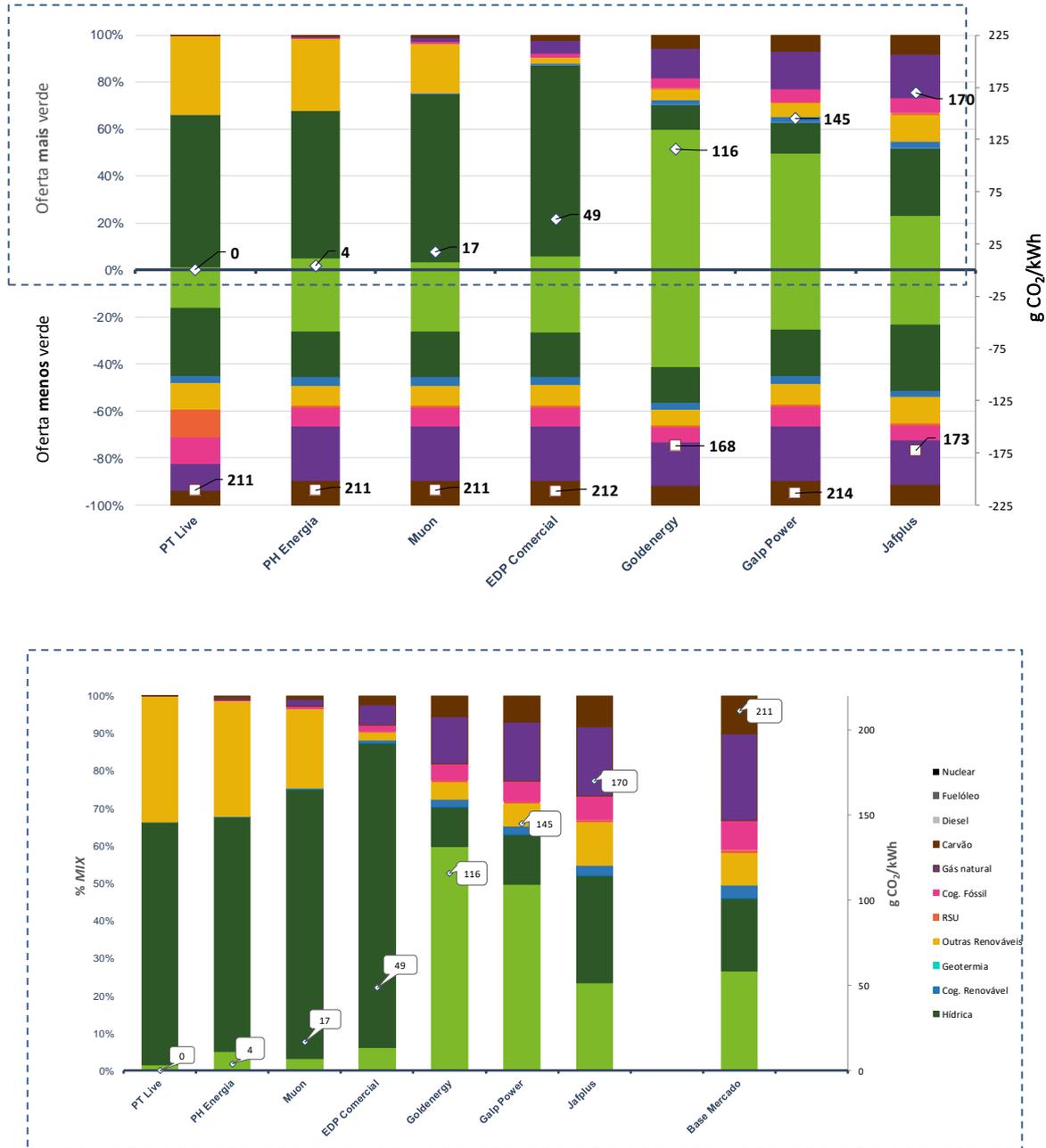
Cada comercializador pode, na sua carteira, diferenciar os níveis de emissões específicas de cada uma das suas ofertas, praticando ofertas mais verdes, com um nível de emissões específicas inferiores à média da sua carteira, ou menos verdes, com um nível de emissões superiores à média da sua carteira. Assim, um comercializador que tenha a globalidade da sua carteira mais verde não é, necessariamente, o comercializador com a oferta mais verde do mercado, e vice-versa.

Na Figura 5-2, no gráfico de cima, são apresentadas, para cada comercializador cuja melhor oferta tenha emissões inferiores a 170 g CO₂/kWh, a *mix* da melhor e da pior oferta desse comercializador em termos de emissões específicas. No gráfico de baixo, é dado especial enfoque às ofertas mais verdes do mercado comparando-as com a oferta base de mercado de Portugal Continental⁶⁷.

No período analisado verifica-se que a PT Live é o comercializador que apresenta a oferta mais verde no mercado a retalho, com 0 g CO₂/kWh de emissões específicas, comprovado pelas contribuições percentuais de fontes de energia renováveis, como a eólica, hídrica e outras renováveis (abrangendo, entre outras, a fotovoltaica), seguido da PH Energia e da Muon.

⁶⁷ O *mix* base de mercado ou de sistema é apurado segundo a calculatória prevista no artigo 5.º da Diretiva n.º 16/2018, de 13 de dezembro, e tem como fundamento a informação sobre: a produção de energia elétrica em Portugal Continental, saldo importador na interligação com Espanha, garantias de origem válidas em território nacional e existência de contratos bilaterais executados durante o ano de 2019.

Figura 5-2 – Comparação entre as ofertas, mais e menos verdes de cada comercializador, a partir do mix e respetivas emissões específicas de CO₂, em 2019



A Figura 5-3 contém gráficos com as percentagens de comercializadores, de clientes e de consumo que utilizam ou são abrangidos pelo *mix* base do mercado ou que utilizam ou são abrangidos por opções de aprovisionamento que melhoram o *mix* face à base do mercado.

Da análise a esta figura resulta que 24% dos comercializadores recorreu a GO e CBF como ferramentas de aprovisionamento para melhorar o *mix* base da sua carteira de comercialização, enquanto 76% optaram por apresentar o *mix* base do sistema aos seus clientes. Importa referir que, 14% dos comercializadores repartiram por uma parte da carteira de fornecimento ofertas que incorporaram a celebração de CBF com produtores que exploram exclusivamente recursos renováveis e, para a restante carteira, ofertas que espelham o *mix* base de sistema.

Em termos de número de clientes, apenas 9% do total reportado é abrangido por ofertas comerciais nas quais o comercializador utilizou garantias de origem ou CBF no seu aprovisionamento. Ao nível do consumo, apenas 1,25% da energia comercializada reflete no *mix* o recurso a GO e CBF.

Verifica-se que a percentagem de comercializadores que recorrem a GO e a CBF, para alterar o *mix* das suas ofertas, é superior à percentagem de clientes ou energia abrangidos por essa modificação, o que indicia que existe um esforço de diferenciação por parte dos comercializadores que pode ainda não estar a ser correspondido em termos de adesão por parte dos clientes. Por outro lado, sendo a percentagem de clientes abrangidos por ofertas com alteração do *mix* superior à percentagem de energia comercializada nessas ofertas, parecem ser os clientes de menor dimensão a aderir a este tipo de ofertas.

Figura 5-3 – Peso relativo da utilização de CBF ou GO no *mix* por comercializador, número de clientes e consumo



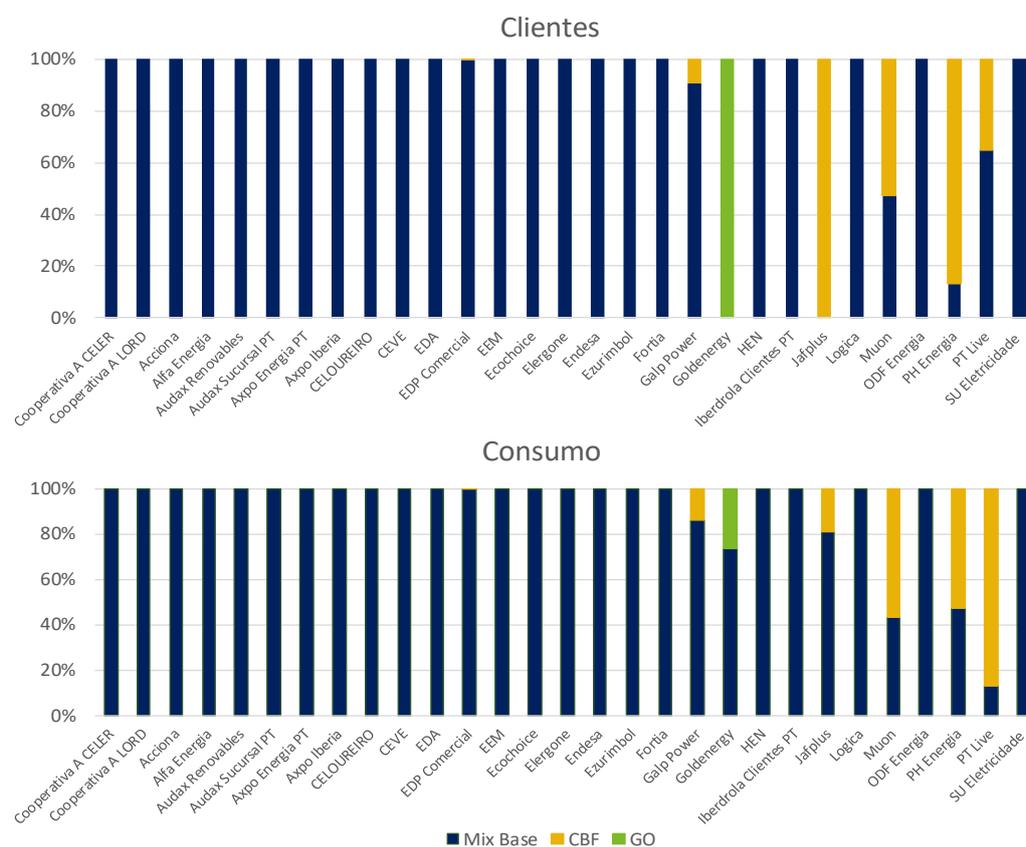
A Figura 5-4 apresenta, para todos os comercializadores que reportaram os dados da rotulagem, a percentagem de clientes e energia da sua carteira que foi objeto de alteração do *mix* base de mercado por recurso a CBF e/ou GO.

Da análise a esta figura resulta que, em número de clientes, os comercializadores Goldenergy e Jafplus foram os que mais recorreram, em termos relativos, a GO e CBF, respetivamente, para alterar o *mix* da sua

carteira. Quanto aos valores de consumo apresentados para os mesmos comercializadores, estes apresentam valores mais reduzidos, traduzindo o facto de estes dois comercializadores terem adquirido GO e celebrado CBF em quantidade de energia equivalente a apenas um dos trimestres e não à totalidade do consumo anualizado.

Relativamente à utilização de instrumentos de comprovação de origem, as GO, apenas a Goldenergy as reportou de forma correta, refletindo-as em todas as ofertas comerciais de forma a assegurar uma política de fornecimento de fonte mais renovável.

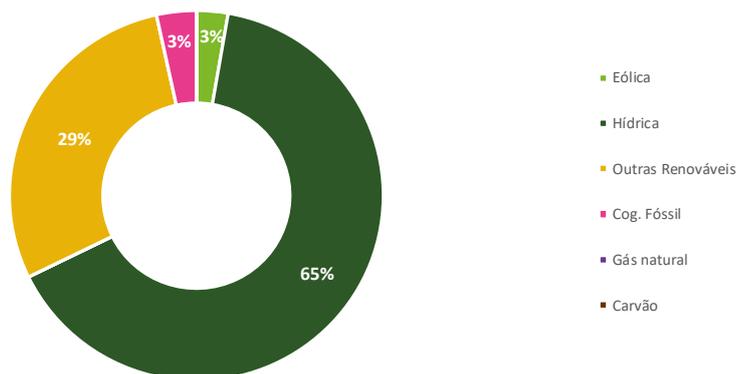
Figura 5-4 – Percentagem de nº de clientes e energia da carteira de cada comercializador que foi objeto de alteração do mix base de mercado por recurso a CBF e/ou GO



A Figura 5-5 apresenta o peso de cada tecnologia utilizada pelos comercializadores que optaram por fazer a recomposição do *mix* da sua carteira através de CBF. Os resultados apontam para a tecnologia hídrica como a mais utilizada pelos comercializadores para proceder à alteração do *mix* da sua carteira.

Em relação às GO, este instrumento apenas foi utilizado pela Goldenergy, recorrendo na totalidade a GO de categoria eólica.

Figura 5-5 – Energia em CBF por categoria de fonte de energia elétrica



6 QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL

Nesta secção é feita uma resenha da evolução global, entre 2014 e 2018, dos indicadores mais relevantes relativos aos serviços prestados por comercializadores e por ORD e que são habitualmente monitorizados no âmbito dos relatórios de Qualidade de Serviço Comercial. Não se pretende incluir neste relatório uma análise exaustiva do comportamento individual de cada agente, dado ser uma matéria objeto de análise do Relatório de Qualidade de Serviço Comercial, mas sim monitorizar a evolução global destes indicadores.

Nesse sentido é apresentada a evolução do comportamento global dos comercializadores relativamente ao atendimento presencial, ao atendimento telefónico, ao número de reclamações recebidas por número de clientes, bem como aos prazos de resposta a reclamações e compensações devidas e pagas por incumprimento dos prazos de resposta.

Como nota prévia, é necessário referir que a informação apresentada se baseia na informação reportada em cada ano, o que significa que podem existir discrepâncias entre a base de empresas que reportou a informação em cada ano. Em relação a este aspeto, importa sublinhar o esforço no sentido de informar melhor as empresas sobre a mecânica de reporte, o que se tem refletido num aumento da prestação das mesmas nesta matéria.

Cabe ainda referir que a informação apresentada diz respeito ao cumprimento dos RQS que estiveram em vigor em cada momento. A partir de 2018, as obrigações de qualidade de serviço comercial de ambos os setores passaram a constar de um RQS único, aprovado em 2017.

A presente secção não considera dados relativos a 2019 pelo facto de estes não estarem disponíveis no momento da elaboração deste documento.

6.1 COMERCIALIZADORES

6.1.1 ATENDIMENTO PRESENCIAL

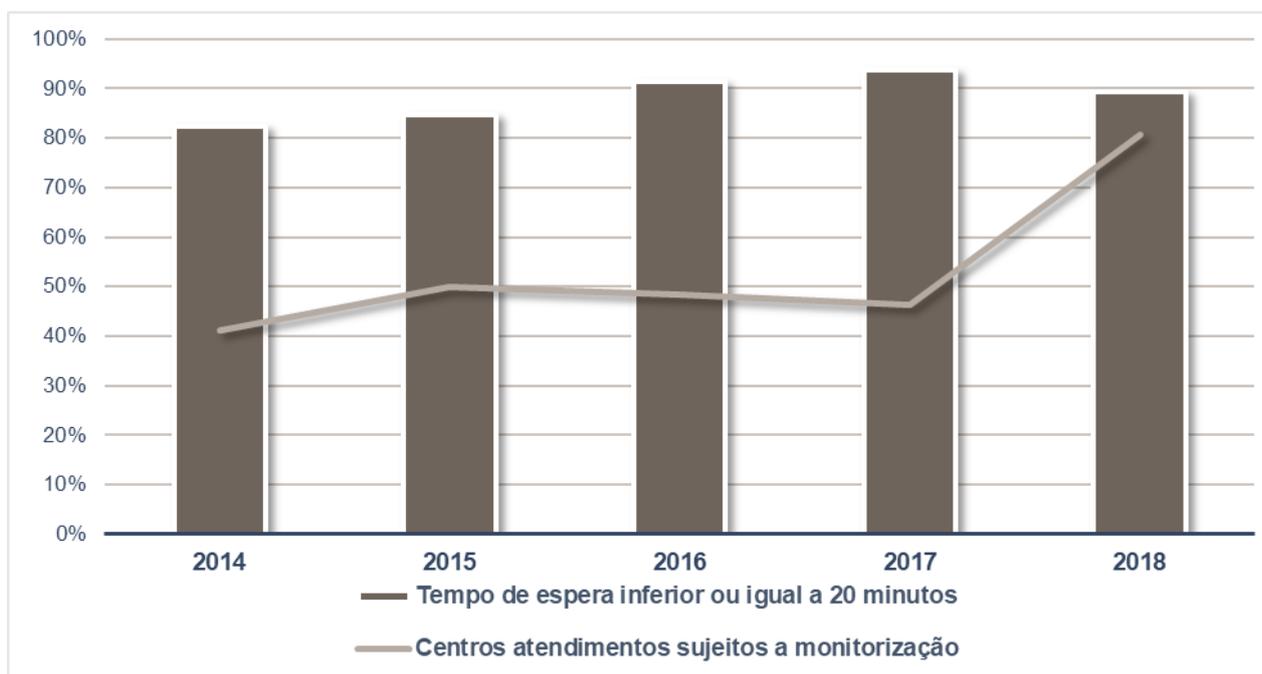
No que respeita ao tempo de espera no atendimento presencial, é aplicado, no âmbito dos RQS, um indicador geral, calculado e divulgado por centro de atendimento monitorizado. Em cada ano, as empresas que tenham atendimento presencial e tenham tido mais de cinco mil atendimentos no ano anterior, devem

monitorizar os tempos de espera num conjunto de centros (começando pelos de maior dimensão) que abranja, pelo menos, 40% dos atendimentos registados no ano anterior.

O indicador geral consiste no quociente do número de atendimentos com tempo de espera inferior ou igual a 20 minutos, pelo número total de atendimentos.

Na Figura 6-1 é apresentada a evolução da percentagem de atendimentos presenciais com tempo de espera inferior a 20 minutos, bem como a percentagem de atendimentos presenciais monitorizados entre 2014 e 2018. Apesar de se ter verificado uma ligeira deterioração deste indicador em 2018, ao longo do período de análise tem-se verificado uma melhoria significativa, tendo o seu valor passado de 82% dos atendimentos com tempo de espera inferior ou igual a 20 minutos em 2014, para 89% em 2018. Ao nível da percentagem de atendimentos sujeitos a monitorização, verifica-se que esta registou um crescimento acentuado em 2018, de 46 para 81%.

Figura 6-1 - Percentagem de atendimentos presenciais monitorizados por comercializadores com tempo de espera inferior a 20 minutos



Fonte: Comercializadores. Elaboração ERSE.

6.1.2 ATENDIMENTO TELEFÓNICO

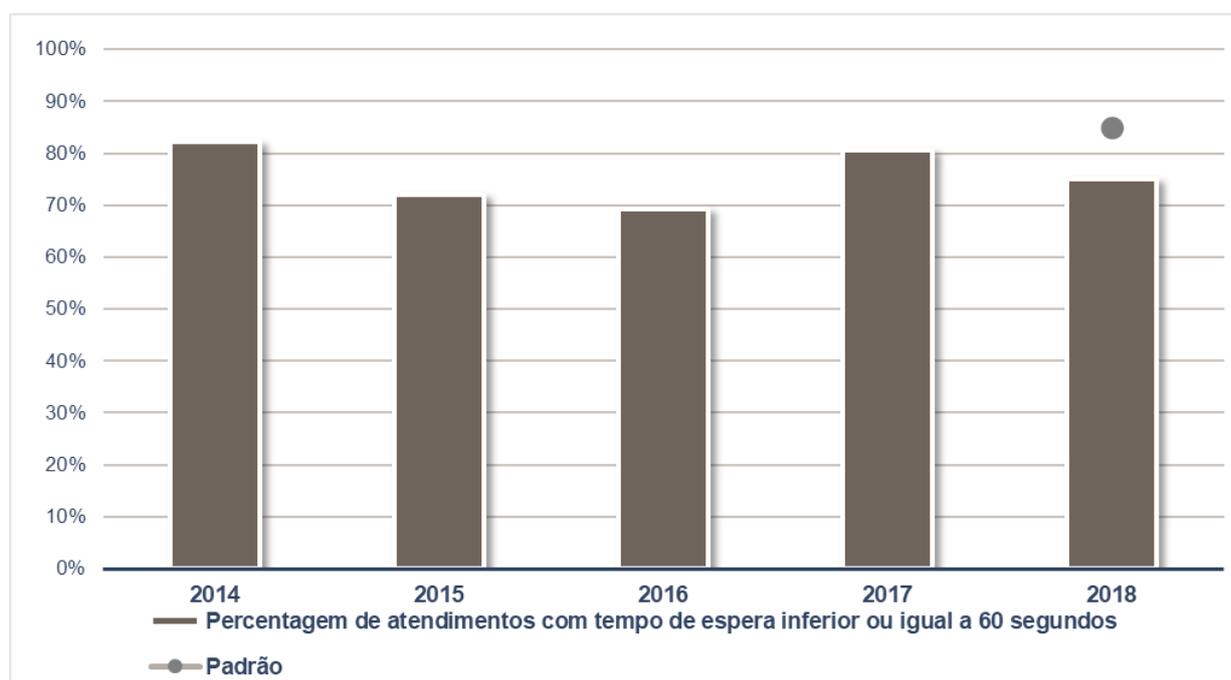
Em relação ao atendimento telefónico, é objeto de análise neste relatório a evolução do comportamento dos comercializadores em termos do atendimento telefónico de âmbito comercial.

Considera-se atendimento telefónico comercial o serviço de receção de chamadas, que não inclua nem a comunicação de avarias, nem a receção de comunicação de leituras de modo automático. O custo, para o cliente, de cada chamada para o serviço de atendimento telefónico comercial não pode exceder o de uma chamada local.

O atendimento telefónico comercial é avaliado através de um indicador geral relativo ao tempo de espera, que consiste no quociente entre o número de chamadas com tempo de espera até 60 segundos e o número total de chamadas. Não são consideradas as desistências com tempos de espera inferiores a 60 segundos. A partir de 2018, as empresas devem cumprir o valor padrão de 85%, isto é, pelo menos 85% das chamadas devem ter um tempo de espera inferior a 60 segundos.

Pode verificar-se na Figura 6-2 que este indicador regista, em 2018, um valor de 75%, inferior ao do ano anterior, ainda assim melhor do que os valores registados em 2015 e 2016. O valor encontra-se abaixo do padrão exigível.

Figura 6-2 - Percentagem de atendimentos telefónicos de âmbito comercial monitorizados por comercializadores com tempo de espera inferior a 60 segundos



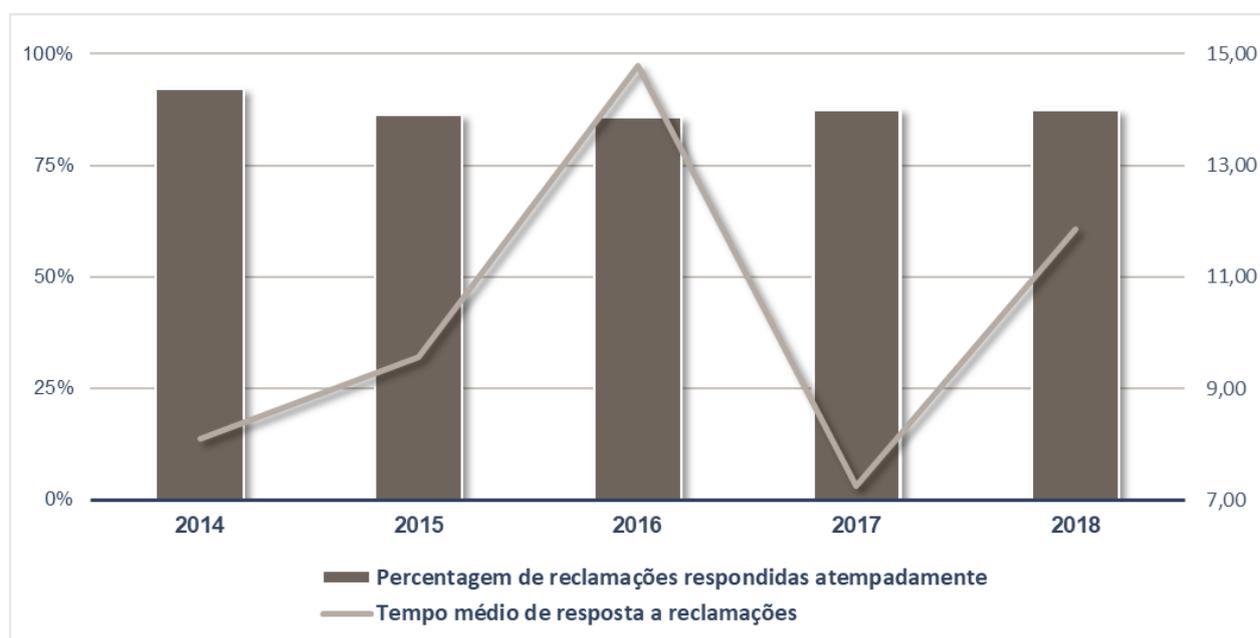
Fonte: Comercializadores. Elaboração ERSE.

6.1.3 RECLAMAÇÕES

Desde 2014 que as obrigações relativas à resposta a reclamações são uniformes para todo o país e que se aplicam também a todos os comercializadores. A resposta a reclamações é avaliada através de um indicador individual, relativo ao prazo de resposta e respetivos padrões. No caso dos comercializadores, e até ao final de 2017, o prazo de resposta era livremente estabelecido contratualmente com cada cliente, sendo que a partir de 2018, esse prazo passou a não poder superar os 15 dias úteis. Cabe ainda referir que a compensação devida por resposta fora do prazo definido em contrato continua a ser estabelecida contratualmente, mas que esse valor deve, a partir de 2018, ser igual ou superior a 5 euros.

Globalmente, registou-se, em 2018, um aumento dos tempos médios de resposta dos comercializadores a reclamações, tendo-se atingido, em 2018, um tempo de resposta próximo dos 12 dias úteis, ainda assim, inferior ao registado em 2016. A percentagem de respostas dentro do prazo contratualmente estabelecido manteve-se elevada e próxima dos 90% (87,4% em 2017).

Figura 6-3 - Percentagem de reclamações respondidas atempadamente pelos comercializadores e tempo médio de resposta (dias úteis)



Fonte: Comercializadores. Elaboração ERSE. Nota: A partir de 2018 o indicador não inclui as respostas a temas de medição, qualidade da energia elétrica ou características do gás natural.

6.1.4 ANÁLISE POR COMERCIALIZADOR

A presente secção visa apresentar a evolução do desempenho individual dos comercializadores no âmbito da qualidade de serviço comercial. A análise incide sobre o atendimento presencial, o atendimento telefónico e a resposta a reclamações, por parte dos comercializadores que registaram, em 2019, quotas de mercado em número de clientes, em pelo menos um dos setores, iguais ou superiores a 5%.

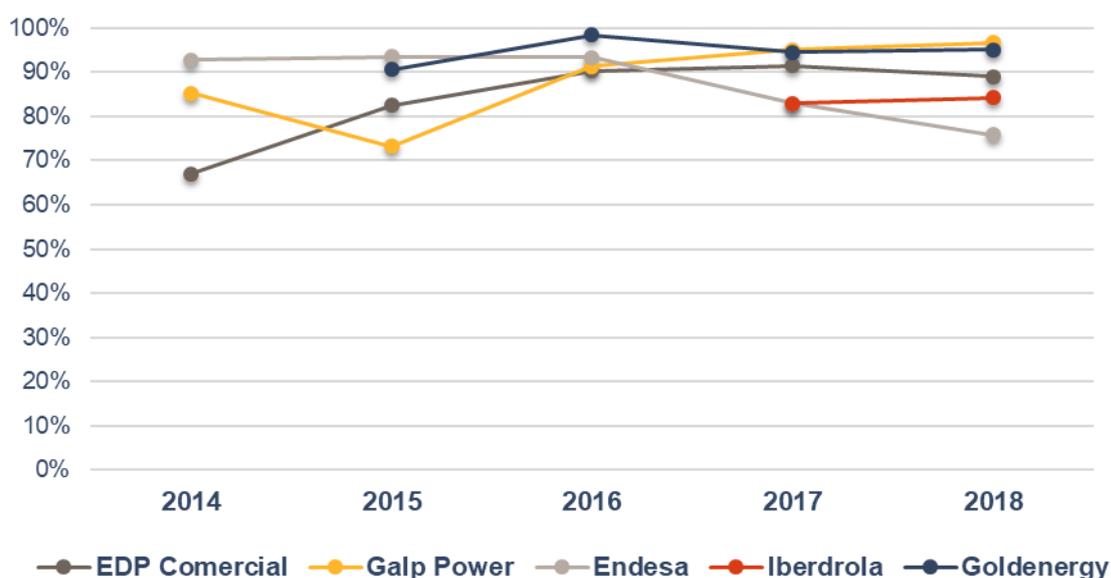
Com base no critério apresentado, os comercializadores incluídos na análise foram a EDP Comercial, a Galp Power, a Endesa, a Iberdrola e a Goldenergy. Destes, a Goldenergy atinge a quota de 5% apenas no setor do gás natural. A Endesa e a Iberdrola só superaram o valor dos 5% a partir do ano de 2018.

Novamente, reforça-se que a presente secção não considera dados relativos a 2019 devido à sua indisponibilidade no momento da elaboração deste documento. Assim, o período de análise está compreendido entre 2014 e 2018 e inclui os dados disponíveis em cada ano para cada comercializador.

Ao nível dos atendimentos presenciais, a Figura 6-4 ilustra que a percentagem de atendimentos presenciais com tempo de espera inferior ou igual a 20 minutos era, em 2018, com exceção da Endesa, superior a 80%

para todas os comercializadores incluídos na análise. De uma forma geral, verificou-se uma tendência de melhoria deste indicador no período analisado. A Galp Power e a Goldenergy mantêm-se em 2018 como os comercializadores com as percentagens mais elevadas de atendimentos presenciais com tempo de espera inferior ou igual a 20 minutos, com valores entre os 95% e os 97%.

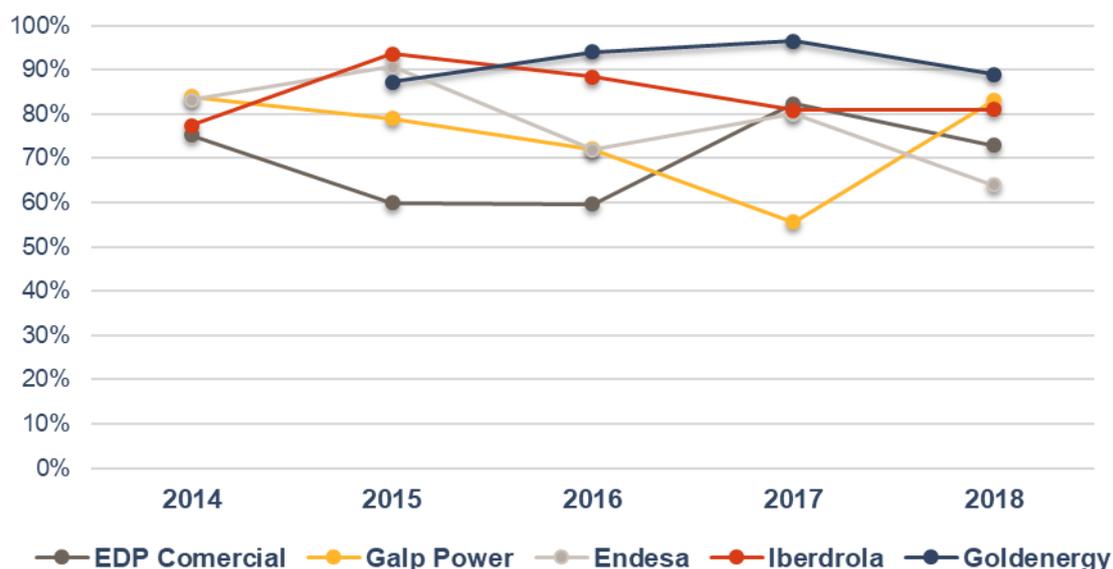
Figura 6-4 - Percentagem de atendimentos presenciais com tempo de espera inferior a 20 minutos monitorizados, por comercializador



Fonte: Comercializadores. Elaboração ERSE.

Em relação ao atendimento telefónico de âmbito comercial, pode verificar-se na Figura 6-5 que, de todos os comercializadores analisados, apenas a EDP Comercial e a Endesa, apresentam percentagens inferiores a 80% de atendimentos com tempo de espera inferior a 60 segundos. A Goldenergy continua a registar, em 2018, o melhor desempenho, com um valor de 89%. Em sentido oposto, a Endesa é o comercializador com o pior registo, com apenas 63%. Em contraciclo com a tendência de deterioração deste indicador em 2018, a Galp Power registou uma melhoria muito significativa neste indicador, que passou de 56% para 83%, sendo neste momento o comercializador com o segundo melhor registo.

Figura 6-5 - Percentagem de atendimentos telefónicos de âmbito comercial com tempo de espera inferior a 60 segundos, por comercializador



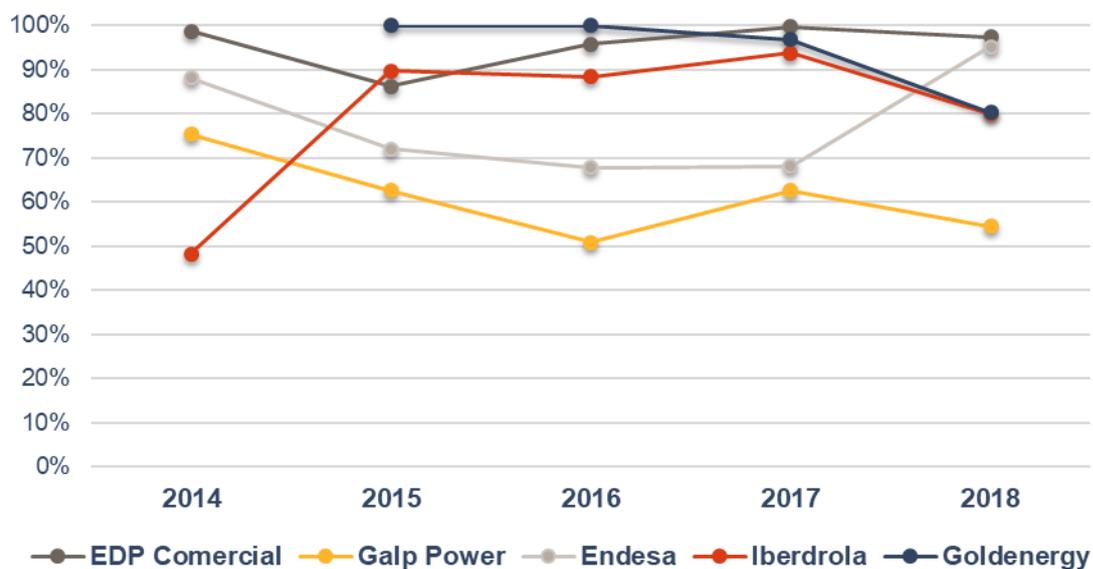
Fonte: Comercializadores. Elaboração ERSE.

A Figura 6-6 apresenta a percentagem de reclamações respondidas dentro do prazo previsto regulamentarmente pelos comercializadores sob análise. Cabe referir que, em relação aos tempos de resposta a reclamações, os comercializadores são livres de acordar com os seus clientes os prazos de resposta, sendo que, a partir de 2018, o prazo acordado não pode superar os 15 dias.

Neste contexto, os dados apresentados na Figura 6-6 devem ser comparados com alguma cautela pois podem existir comercializadores que registem um comportamento pior pelo facto de se terem comprometido com prazos de resposta mais exigentes e vice-versa.

Em 2018, apenas a EDP Comercial e a Endesa registaram percentagens superiores a 90% nas respostas a reclamações respondidas dentro do prazo acordado com os clientes, sendo que a Endesa regista em 2018 uma melhoria muito significativa deste indicador. Em sentido contrário, a Galp Power apresenta em 2018 valores inferiores a 60%, piores que no ano anterior e mantendo o pior registo entre os comercializadores de maior dimensão.

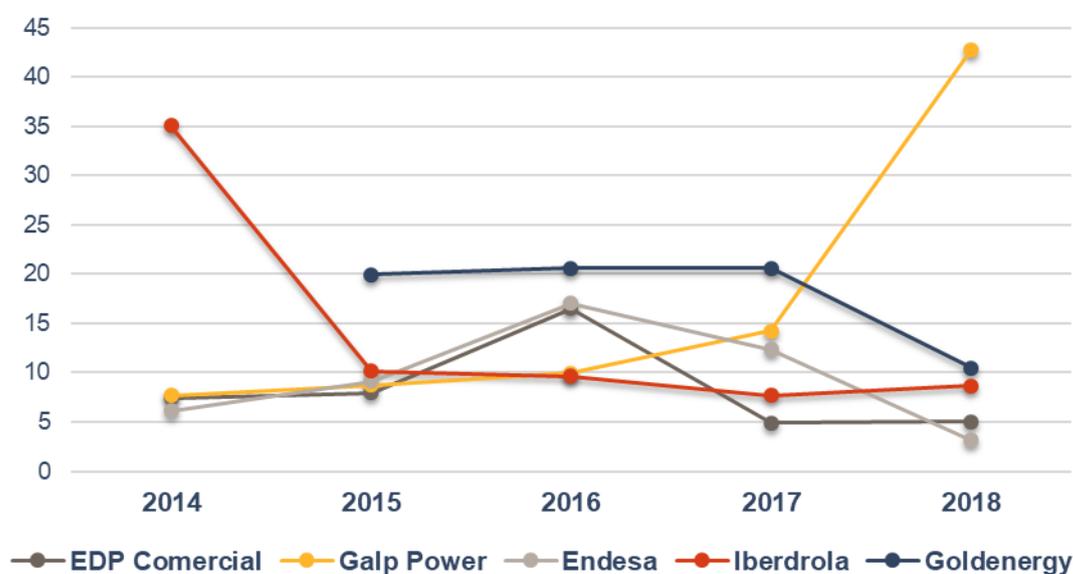
Figura 6-6 - Percentagem de reclamações respondidas atempadamente, por comercializador



Fonte: Comercializadores. Elaboração ERSE.

A evolução do tempo médio de resposta a reclamações entre 2014 e 2018 é apresentada na Figura 6-7. À exceção da Galp Power, todos os comercializadores apresentam em 2018 tempos médios de resposta a reclamações inferiores a 15 dias. A Endesa destaca-se pela positiva, com um tempo de resposta a reclamações em 2018 inferior a quatro dias, menos de metade do registado no ano anterior. A Goldenergy também regista uma redução do tempo de resposta em 2019 para cerca de metade do verificado no ano anterior. Em contraponto, a Galp Power tem um registo marcadamente negativo, com um tempo médio de resposta a reclamações superior a 40 dias.

Figura 6-7 - Tempo médio de resposta a reclamações por comercializador



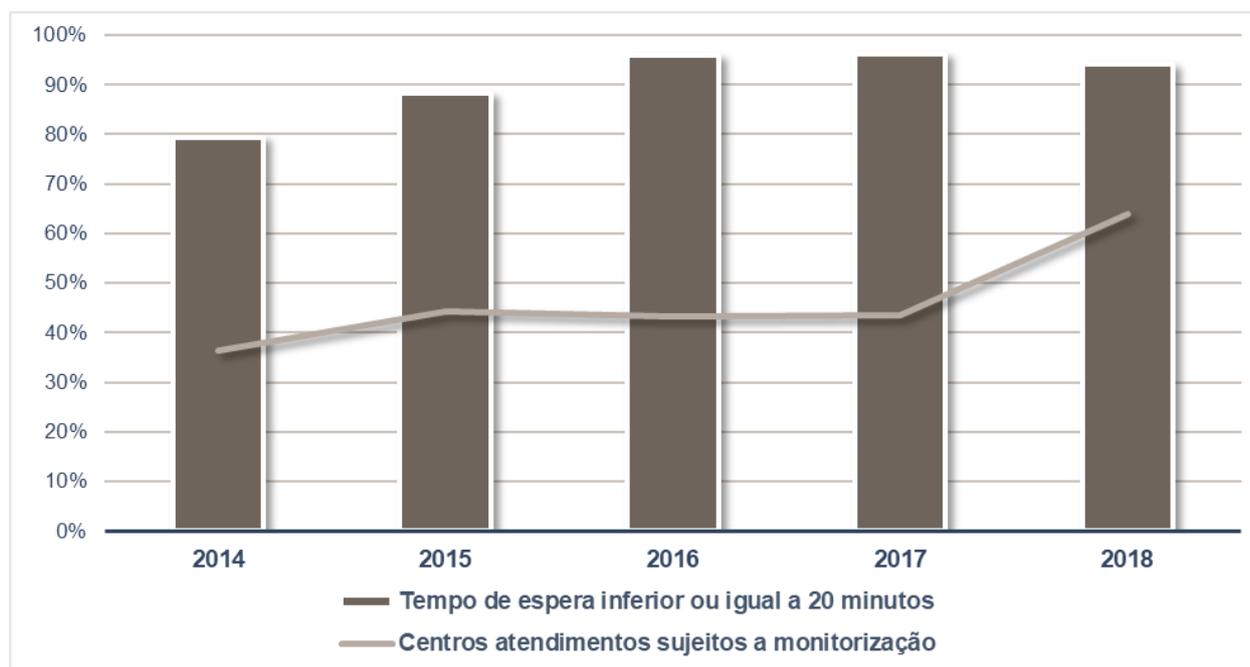
Fonte: Comercializadores. Elaboração ERSE.

6.2 OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

6.2.1 ATENDIMENTO PRESENCIAL

Na Figura 6-8 é apresentada a evolução da percentagem de atendimentos presenciais com tempo de espera inferior ou igual a 20 minutos, bem como a percentagem de atendimentos presenciais monitorizados pelos ORD entre 2014 e 2018. Verifica-se, no período em análise, uma melhoria significativa deste indicador, com a percentagem de atendimentos presenciais com tempo de espera inferior ou igual a 20 minutos a passar de 79% em 2014, para 94% em 2018, ligeiramente abaixo do valor verificado no ano anterior. Verifica-se também um aumento do nível dos atendimentos monitorizados ao longo do período analisado, com especial destaque para o ano de 2018, sendo que, desde 2015, a percentagem de atendimentos monitorizados é sempre superior a 40%.

Figura 6-8 - Percentagem de atendimentos presenciais monitorizados por ORD com tempo de espera inferior a 20 minutos



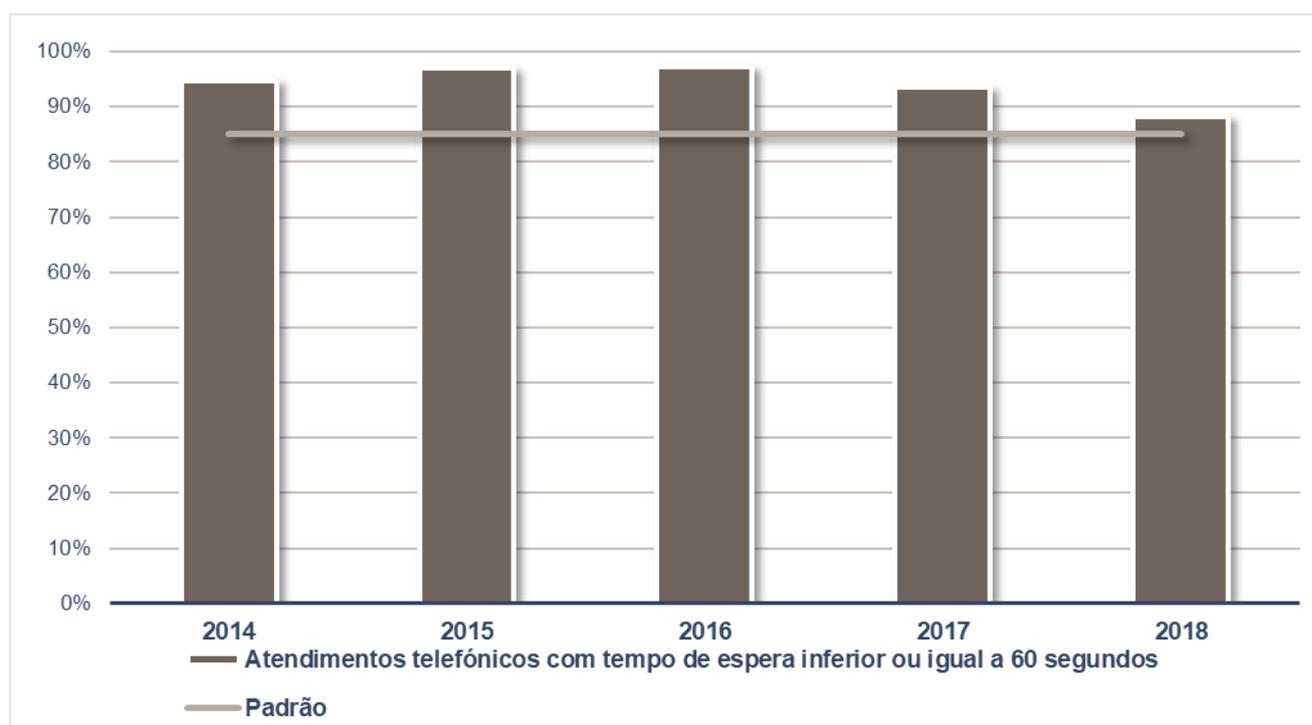
Fonte: ORD. Elaboração ERSE.

6.2.2 ATENDIMENTO TELEFÓNICO

Em relação ao atendimento telefónico, no caso dos ORD é feita a análise à evolução do desempenho no atendimento telefónico para comunicação de avarias, no setor elétrico, e para comunicação de emergências e avarias, no setor do gás natural, por se considerar o atendimento mais relevante no âmbito da atividade dos ORD.

Pode verificar-se na Figura 6-9 que as percentagens de chamadas para comunicação de avarias e de emergências com tempo de espera até 60 segundos registaram, ao longo do período em análise, valores sempre superiores a 88%, acima do padrão aplicável (85%). Apesar disso, registou-se uma ligeira diminuição do valor deste indicador em 2018.

Figura 6-9 - Percentagem de atendimentos telefónicos para comunicação de avarias (setor elétrico) e de emergências e avarias (setor GN) com tempo de espera igual ou inferior a 60 segundos



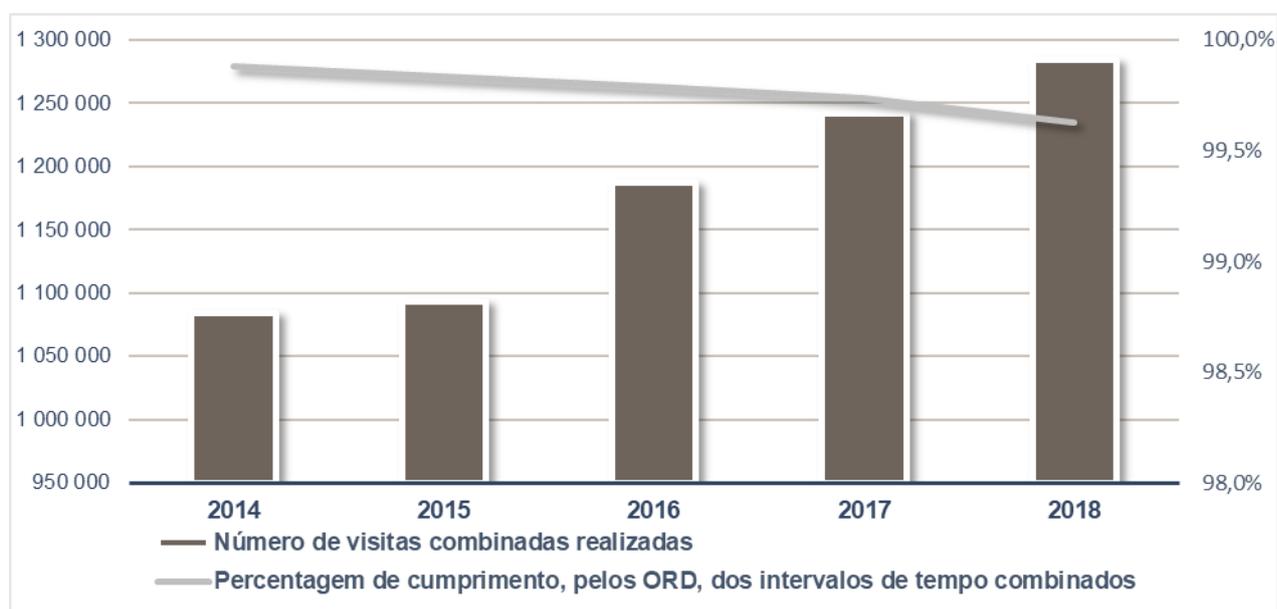
Fonte: ORD. Elaboração ERSE.

6.2.3 AGENDAMENTO DE VISITAS COMBINADAS

Existem operações ou solicitações que obrigam a uma deslocação do ORD à instalação do cliente. Nestas situações é efetuada uma visita combinada para um determinado horário, num intervalo máximo de 2h30. O agendamento da visita combinada é feito por acordo entre o cliente e o respetivo comercializador. A avaliação do desempenho referente à visita combinada é realizada através de um indicador individual, e respetivo padrão, relativo ao cumprimento do intervalo acordado para a visita.

Verifica-se que, entre 2014 e 2018, a percentagem de visitas combinadas realizadas nos intervalos de tempo combinados se manteve num nível bastante elevado e sempre superior a 99,5%, isto apesar de se ter verificado um aumento de cerca de 200 mil visitas anuais entre 2014 e 2018 por parte dos ORD de ambos os setores.

Figura 6-10 - Número de visitas combinadas realizadas e percentagem de cumprimento, pelos ORD, dos intervalos de tempo combinados



Fonte: ORD. Elaboração ERSE.

6.2.4 RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO APÓS INTERRUPTÃO POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE

Existem determinados factos imputáveis ao cliente que originam a interrupção do fornecimento, sendo o mais comum a falta de pagamento das faturas. A diligência dos ORD e comercializadores no restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente é avaliada por um indicador individual, que determina que, após o momento da regularização da situação que originou a interrupção, o cliente tem direito a ter o seu fornecimento restabelecido dentro de determinados prazos. O RQS fixa os seguintes prazos:

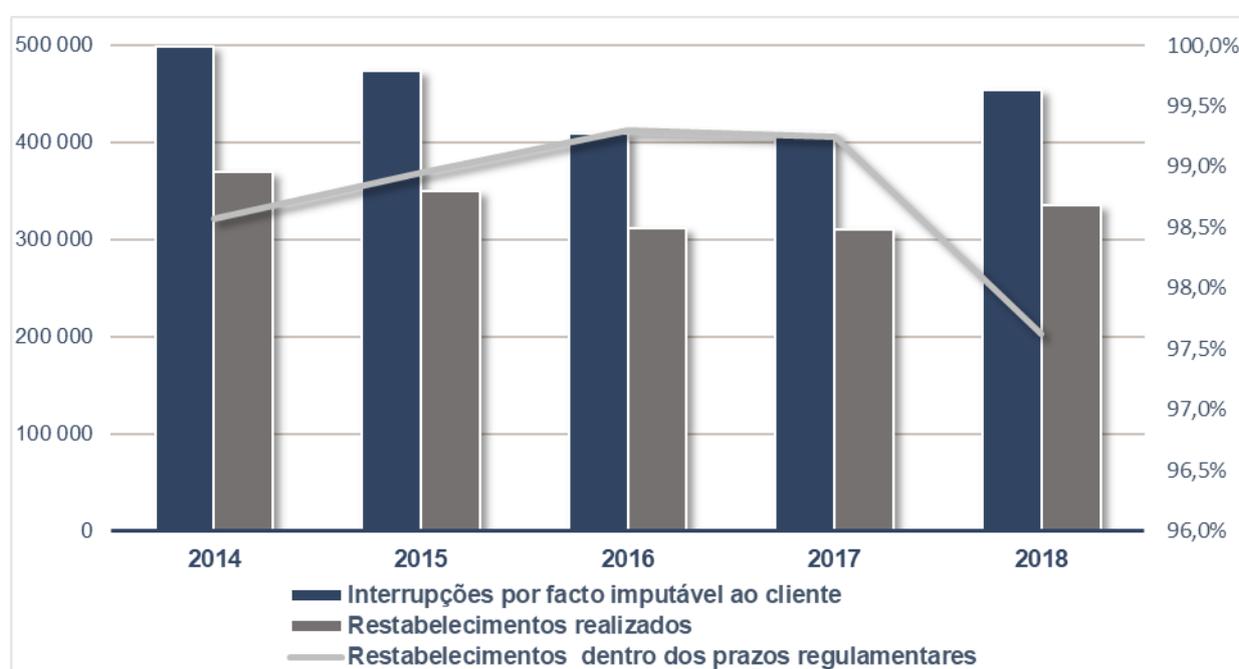
- 12 horas para clientes BTN no setor elétrico e para cliente domésticos no setor do gás natural,
- oito horas para os restantes clientes,
- quatro horas, caso o cliente pague o serviço de restabelecimento urgente.

A contagem destes prazos suspende-se entre as 24h00 e as 8h00, para o setor elétrico, e entre as 20h00 e as 8h00 para o setor do gás natural. O incumprimento do prazo de restabelecimento do fornecimento confere ao cliente o direito de compensação no valor de 20 euros.

A Figura 6-11 apresenta a evolução das interrupções por facto imputável ao cliente e dos restabelecimentos realizados, bem como a percentagem de restabelecimentos do fornecimento dentro dos prazos previstos, por parte dos ORD de ambos os setores, no período de 2014 a 2018.

A tendência geral de diminuição do número de interrupções e do número de restabelecimentos, que se vinha verificando desde 2014, inverteu-se em 2018, o que contribuiu para a ligeira deterioração do cumprimento dos prazos de restabelecimento previstos. Ainda assim, em 2018, cerca de 97,5% dos restabelecimentos foram realizados nos prazos previstos.

Figura 6-11 - Número de interrupções e restabelecimentos realizados por facto imputável ao cliente e percentagem de cumprimento de prazos



Fonte: ORD. Elaboração ERSE.

6.2.5 ATIVAÇÕES E DESATIVAÇÕES DO FORNECIMENTO

No âmbito da qualidade de serviço comercial, considera-se ativação de fornecimento a realização, pelo ORD, das operações necessárias para o início do fornecimento a uma instalação de utilização que não esteja a ser abastecida, na sequência da celebração de um contrato de fornecimento com um comercializador.

Paralelamente, considera-se desativação de fornecimento a realização, pelo ORD, das operações necessárias para o fim do fornecimento a uma instalação de utilização que esteja a ser abastecida, na sequência da denúncia de um contrato de fornecimento com um comercializador.

Até 2018, a regulamentação entre os dois setores, no que respeita à disponibilidade de agendamento de ativações de fornecimento, não estava harmonizada. No setor elétrico aplicavam-se indicadores gerais aos ORD e aos comercializadores enquanto no setor do gás natural era aplicada uma obrigação individual para os ORD com direito a compensação em caso de falha. Os limites de tempo definidos eram também diferentes: agendamento nos dois dias úteis seguintes, para o setor elétrico (com padrão de 90%), agendamento nos três dias úteis seguintes, no setor do gás natural.

Por esta razão, não se apresentam valores de anos anteriores a 2018, dada a evidente dificuldade na comparação de desempenhos entre setores.

O novo RQS harmonizou as obrigações aplicáveis a este tema, tendo também introduzido regras para o agendamento das desativações do fornecimento.

Assim, desde 2018 que os ORD devem garantir disponibilidade de agenda que permita a marcação da visita combinada para a ativação, ou para a desativação, do fornecimento, num dos 3 dias úteis seguintes ao momento do agendamento pelo comercializador. O incumprimento confere ao cliente o direito de compensação no valor de 20 euros. Esta obrigação não se aplica em determinadas situações, por exemplo: se o cliente indicar uma data específica da sua preferência ou se a sua presença não for necessária, entre outras.

Em 2018 registaram-se, aproximadamente, 397 mil agendamentos de ativações e 91 mil agendamentos de desativações. Não existem dados suficientes para caracterizar o desempenho das empresas em 2018, no entanto, para 2019⁶⁸, é possível verificar que existiu disponibilidade de agendamento para a realização da ativação de fornecimento nos 3 dias úteis seguintes à solicitação em 95% dos casos. Este valor passa para os 96% no caso dos agendamentos para desativação do fornecimento. Em 2019 registaram-se 413 121 agendamentos para ativações e 217 829 para desativações.

O tempo médio entre o momento do agendamento e a data agendada varia entre 2,1 dias úteis para o agendamento de ativações, e 3,7 dias úteis para o agendamento de desativações. De referir que estes

⁶⁸ Os dados são ainda parciais baseados nos elementos que haviam sido reportados até à data de elaboração deste relatório.

tempos médios incluem as situações em que os clientes solicitam o agendamento para datas fora do intervalo de 3 dias úteis seguintes ao momento de agendamento.

6.2.6 LEITURAS DE CICLO

A frequência de leitura dos contadores é uma matéria muito importante para assegurar o rigor da faturação e minimizar o recurso a estimativas. O RQS define indicadores gerais e padrões para o seu cumprimento, aplicáveis a todo o território nacional. Os indicadores gerais relativos à frequência de leitura dos equipamentos de medição consistem no quociente entre o número de leituras com intervalo face à leitura anterior inferior ou igual a 96 dias, na eletricidade, e 64 dias, no gás natural, e o número total de leituras.

Estes indicadores são aplicáveis a todos os equipamentos de medição em BTN, no setor elétrico, e a todo os equipamentos de medição de clientes com consumo anual inferior ou igual a 10 000 m³ (n), no setor do gás natural, independentemente da acessibilidade, e tomam em consideração quer as leituras diretas dos ORD, quer as comunicadas pelos clientes. Até setembro de 2019, não era feita distinção entre leituras comunicadas por telecontagem e leituras recolhidas manualmente. A partir desta data, com a entrada em vigor do Regulamento das Redes Inteligentes⁶⁹, os indicadores gerais relativos à frequência de leituras, acima referidos, deixam de incluir as leituras realizadas remotamente⁷⁰.

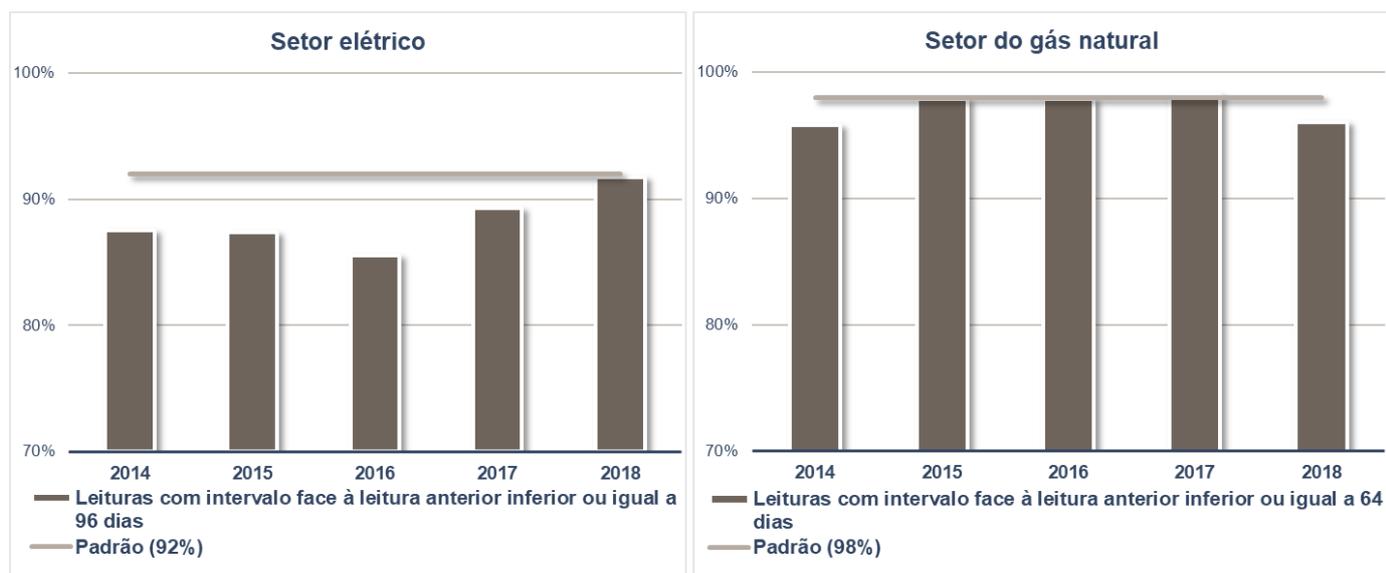
Os ORD devem garantir que, anualmente, o valor do indicador é igual ou superior ao padrão de 92%, para a eletricidade, e de 98%, para o gás natural.

Na Figura 6-12 é apresentada a evolução destes indicadores e é possível verificar que, no setor elétrico, a acentuada melhoria registada em 2018, confirma a aproximação iniciada em 2017, ao padrão regulamentarmente exigível. Em sentido inverso, no setor do gás natural, em 2018, registou-se uma deterioração do valor do indicador, que ficou abaixo do padrão exigido de 98%.

⁶⁹ Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto.

⁷⁰ Artigo 42.º do Regulamento das Redes Inteligentes.

Figura 6-12 - Frequência de leituras para o setor elétrico e para o setor do gás natural



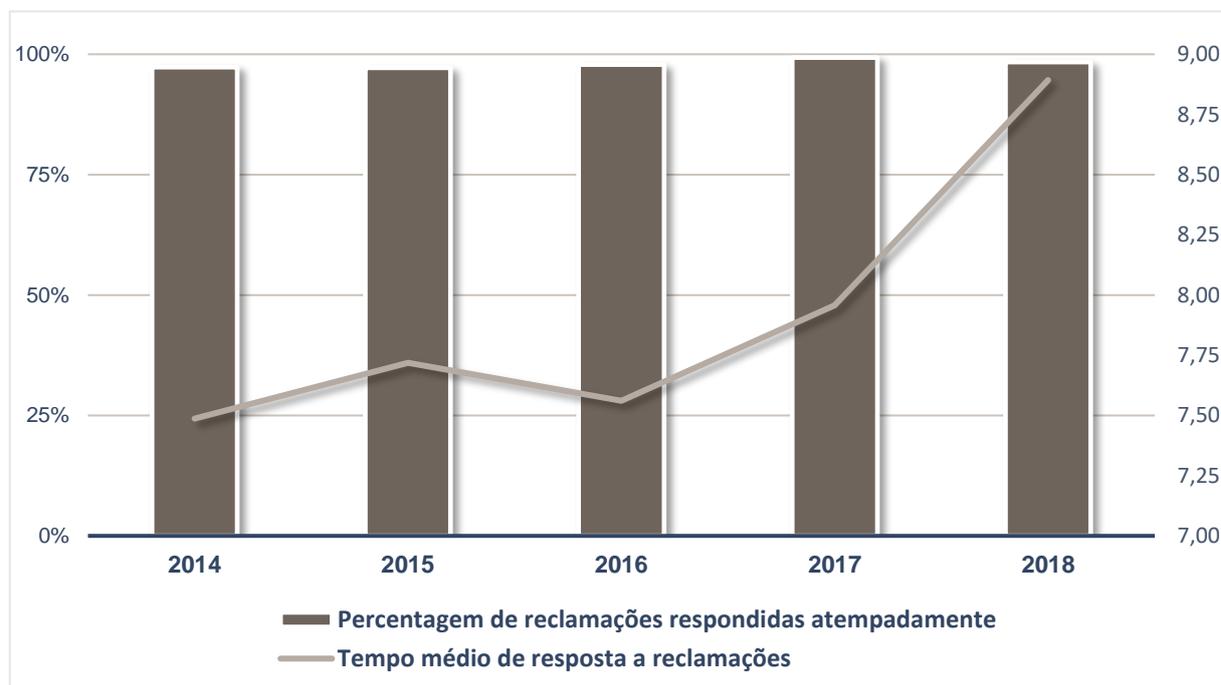
Fonte: ORD. Elaboração ERSE.

6.2.7 RECLAMAÇÕES

A resposta a reclamações é avaliada através de um indicador individual, relativo ao prazo de resposta, e respetivos padrões. No caso dos ORD, o prazo é de 15 dias úteis.

A Figura 6-13 apresenta a percentagem de reclamações respondidas pelos ORD da eletricidade e do gás natural dentro do prazo previsto regulamentarmente, bem como a evolução do tempo médio de resposta entre 2014 e 2018. Os ORD apresentam nesta matéria um comportamento bastante homogéneo ao longo de todo o período, com os tempos médios de resposta a variarem entre os 7,5 e os 9,0 dias úteis e com a percentagem de reclamações respondidas atempadamente a manter-se em níveis bastante elevados, sempre acima de 97% e atingindo, em 2018, um valor de 98,4%.

Figura 6-13 - Percentagem de reclamações respondidas atempadamente pelos ORD e tempo médio de resposta (dias úteis)



Fonte: ORD. Elaboração ERSE.

7 PROTEÇÃO DO CONSUMIDOR

7.1 OBRIGAÇÕES DE SERVIÇO PÚBLICO

7.1.1 OBRIGAÇÕES DE SERVIÇO PÚBLICO EM CONTEXTO DE LIBERALIZAÇÃO

Os setores elétrico e do gás natural revestem-se, pelas suas características próprias, de um marcado interesse público para cidadãos e empresas, pelo que integram o conjunto de indústrias de interesse público. Por definição, é considerado como correspondendo a serviço público a atividade orientada para satisfazer necessidades de interesse geral, fundamentais para a sociedade.

Na literatura e na prática consagrada podemos encontrar algumas características essenciais que se apontam, genericamente, à prestação de serviço público. Essas características podem, resumidamente, associar-se aos seguintes princípios:

- a universalidade e a igualdade de acesso por todos os agentes que se encontrem em condições idênticas,
- a continuidade e regularidade na provisão do serviço,
- a qualidade de bens e serviços fornecidos,
- a adaptação às necessidades dos utentes do serviço,
- a existência e disponibilidade de meios adequados para recurso e reclamação quanto à prestação do serviço.

A verificação das condições essenciais – ou a afirmação dos princípios que lhe estão subjacentes – passa, de forma muito generalizada, pela imposição de um conjunto de obrigações de serviço público que vinculam os operadores económicos na atividade que se revista de interesse público, de modo a que se salvaguardem as necessidades de interesse geral.

Tendo presente o conjunto de características gerais para o que é um serviço público, ou de interesse público, bem como os atributos organizativos do setor elétrico em contexto de liberalização de mercado, no quadro legal para o setor em Portugal veio a consagrar-se como obrigações de serviço público as seguintes:

- a segurança, a regularidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica,
- a proteção dos consumidores, nomeadamente quanto a tarifas e preços praticados,
- a promoção da eficiência energética, do ambiente e a utilização de recursos renováveis de energia.

O contexto da regulação setorial deve adaptar-se, por um lado, à abrangência das obrigações impostas para assegurar o carácter de serviço público e, por outro lado, às características específicas de cada atividade e cada tipologia de agente económico no setor. O quadro normativo e de supervisão setorial reflete este equilíbrio.

7.1.2 OBRIGAÇÕES DE SERVIÇO PÚBLICO NAS DIFERENTES ATIVIDADES DOS SETORES ELÉTRICO E DO GÁS NATURAL

A transposição do que são as obrigações de serviço público para a organização setorial implica a referida especialização do contexto regulatório em função da atividade desenvolvida e da natureza dos agentes económicos no setor.

No quadro organizativo de um ML, a garantia de acesso por terceiros às redes e às infraestruturas assume um papel relevante, para não dizer mesmo central e decisivo. A garantia de tal acesso – que se materializa nas redes de transporte e de distribuição -, em condições transparentes, não discriminatórias e em preço razoável constitui um elemento decisivo, quer para a concretização da concorrência na produção como na comercialização de energia elétrica.

Do ponto de vista de racional de funcionamento de um setor liberalizado, a verificação das condições de acesso às redes constitui, pois, uma obrigação de serviço público implícita naquelas que foram formalmente definidas no contexto legal português. Sem que se verifique a condição do livre acesso de terceiros a redes e infraestruturas, resulta inviável a salvaguarda da segurança e regularidade do fornecimento, assim como a defesa do interesse dos consumidores, quer quanto a preços e demais condições de fornecimento, quer quanto a preservação de valores societários comuns como o meio ambiente.

Efetuada a identificação deste elemento central para o funcionamento do setor elétrico e o próprio cumprimento das obrigações de serviço público, ao percorrer a cadeia de valor do setor e as atividades que o compõem podem identificar-se, para cada uma, elementos centrais de expressão das mencionadas obrigações de serviço público. De forma esquemática, esses elementos são identificados no Quadro 7-1.

Quadro 7-1 - Estrutura e resultados esperados do mercado em bom funcionamento

	Segurança, regularidade e qualidade do fornecimento	Proteção do consumidor	Eficiência energética, ambiente e renováveis
Produção	<ul style="list-style-type: none"> • Adequação da capacidade • Minimização de barreiras à entrada 	<ul style="list-style-type: none"> • Preço grossista eficiente • Baixa concentração de mercado 	<ul style="list-style-type: none"> • Minimização de barreiras de entrada • Mercado flexível e adaptável
Transporte	<ul style="list-style-type: none"> • Acesso a terceiros • Adequação da capacidade • Gestão do sistema 	<ul style="list-style-type: none"> • Operação de rede eficiente • Independência e prestação de contas • Transparência 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestão do sistema • Planeamento adaptável do sistema de transporte sob condições económicas eficientes
Distribuição	<ul style="list-style-type: none"> • Acesso a terceiros • Adequação da capacidade 	<ul style="list-style-type: none"> • Operação de rede eficiente • Independência e prestação de contas • Transparência 	<ul style="list-style-type: none"> • Planeamento adaptável do sistema de distribuição sob condições económicas eficientes • Redes e contadores inteligentes
Fornecimento	<ul style="list-style-type: none"> • Serviço universal • Diversidade de ofertas • Condições de serviço 	<ul style="list-style-type: none"> • Informação ao consumidor • Preços razoáveis e condições contratuais 	<ul style="list-style-type: none"> • Informação sobre impactos ambientais • Diversidade de ofertas

Como atrás se referiu, uma parte substancial da justificação para a definição de obrigações de serviço público estão intrinsecamente relacionadas com o interesse do consumidor final e, nesse aspeto, com um vínculo mais direto e evidente daquelas obrigações à atividade de comercialização, que é a interface direta e mais frequente com os consumidores finais. Por consequência disto, a universalidade de acesso ao serviço de fornecimento acaba por ter uma expressão relevante no quadro do cumprimento das obrigações de serviço público

7.1.3 IMPOSIÇÃO DE OBRIGAÇÕES DE INFORMAÇÃO EM MERCADO RETALHISTA

Para que o consumidor final possa atuar como um primeiro nível de monitorização é absolutamente necessário que cada consumidor e o agregado de consumidores esteja o mais informado e preparado para endereçar as questões que o fornecimento de eletricidade lhes pode suscitar. Por outro lado, existe entre prestadores de serviço e consumidores um enviesamento natural no acesso e na descodificação da informação, que é necessário vencer, para que tal limiar de monitorização seja o mais efetivo possível.

Tomando a referência do quadro legal e regulamentar existente em Portugal⁷¹, o que é aqui efetuado passa por estabelecer um conjunto de obrigações de divulgação de informação (pré e pós contratual) dos operadores económicos aos consumidores. Essas obrigações não se esgotam na identificação dos temas que devem ser objeto de informação, mas inclui necessariamente o dever de o fazer de forma simples, clara, mas rigorosa. O objetivo último é potenciar o consumidor, o que se consegue com informação que este considere útil e que possa orientar o seu processo de escolhas e decisões.

Importa lembrar que a defesa dos interesses dos consumidores constitui, no caso português, uma das obrigações de serviço público que vinculam os prestadores de serviço de fornecimento de eletricidade, razão pela qual o instrumental de requisitos de informação – que, muitos deles, têm inspiração no quadro legal da defesa do consumidor – é já uma realidade ampla e consolidada.

Assim, os comercializadores – e, sempre que aplicável⁷², os operadores de rede – devem assegurar-se de que fornecem informação necessária aos clientes para que a sua escolha seja consciente e informada.

Do ponto de vista operativo, no quadro regulamentar português estabelecem-se obrigações de prestação de informação pelos prestadores de serviço que se podem agregar nos seguintes vetores principais:

- **informação pré e pós contratual**, que inclui o detalhe das características contratuais que regem o fornecimento de eletricidade (as quais não podem, naturalmente, contrariar a legislação em vigor), sendo que a ERSE aprovou um formulário padronizado para apresentação de informação aos consumidores, de modo a que se aumente a comparabilidade e o escrutínio das ofertas em mercado pelos consumidores. Esta obrigação abrange igualmente as alterações às condições contratuais, as quais devem ser objeto de clara informação com carácter prévio à sua entrada em vigor,
- informação sobre a existência de meios de apoio **a clientes económica e socialmente vulneráveis**, o que se materializa, designadamente, em informação sobre a aplicação da tarifa social na eletricidade, ou na possibilidade do registo com clientes com necessidades especiais (por exemplo, dependência de equipamento médico elétrico, cegueira, etc.),

⁷¹ Os exemplos nacionais no contexto da UE são, de forma cada vez mais evidente, muito marcados por experiências e práticas comuns, não apenas porque o quadro legal comunitário é também comum, mas igualmente porque a cooperação e troca de experiência permite mais facilmente identificar boas práticas seguidas em mercado.

⁷² No modelo de organização que resulta do processo de liberalização, o relacionamento entre os consumidores finais e os operadores de rede é reduzido a um conjunto restrito de matérias, todas da responsabilidade incontornável do operador de rede, como sejam o estabelecimento de ligação à rede, a comunicação em caso de avarias ou, se assim pretendido pelo fornecedor do cliente, a comunicação de leituras de consumo pelo próprio cliente.

- informação clara e autónoma sobre **serviços adicionais**, os quais, ainda que indiretamente relacionados com o fornecimento de eletricidade, devem ser explicitados de forma autónoma e não podem condicionar a prestação do serviço de fornecimento de eletricidade,
- informação recorrente e periódica, designadamente através da **fatura** de fornecimento, a qual deve obedecer a um conteúdo mínimo prescrito por Lei – embora o formato da própria fatura seja de livre definição pelo operador económico -, incluindo aquela que é necessária para compreender os valores faturados (preços e consumos, como mínimo) e outra de carácter mais formativo (de que a rotulagem de energia é um exemplo).

Uma vez definidas as obrigações de prestação e informação por parte dos prestadores de serviço, base ao regulador efetuar a monitorização do seu cumprimento por parte dos operadores económicos. Esta monitorização tem duas vertentes:

- uma vertente mais proactiva, que se concretiza por ações de fiscalização direta pelo regulador (*in situ*, ou seja nas instalações dos comercializadores; ou através de consulta, por exemplo, das páginas na internet⁷³ dos comercializadores), de modo a obter informação que lhe permita perceber o grau cumprimento das normas, identificar boas e más práticas e, no caso destas últimas, iniciar processo contraordenacional⁷⁴ (se existir moldura legal para tal),
- uma vertente reativa, complementar da primeira, e que passa por analisar o conteúdo das reclamações que são efetuadas pelos consumidores, de modo a daí retirar evidências ou indícios de incumprimento de obrigações. Também aqui, dependendo da natureza do indício e da sua comprovação, pode haver lugar a instauração de processo contraordenacional.

No quadro de atuação ao nível da informação a prestar aos consumidores por parte dos operadores económicos, podem ser sublinhados dois aspetos, que, em certa medida, refletem a abordagem seguida em Portugal e são de algum modo pioneiros a nível europeu: (i) a adoção de uma ficha contratual padronizada e (ii) o conteúdo mínimo da fatura de eletricidade.

⁷³ Uma parte importante das informações a prestar por comercializadores a clientes faz uso de canais digitais, o que é até um meio de informação legal e regulamentarmente admitido, pelo que a avaliação do conteúdo desses canais de comunicação permite perceber o cumprimento das obrigações, quer quanto à abrangência (temas abordados), quer quanto à clareza e rigor da mesma.

⁷⁴ Um procedimento contraordenacional pode apenas efetivar-se se o que lhe dá origem estiver assim prescrito na lei contraordenacional – lei específica que regula o regime sancionatório no setor energético -, sendo que o seu resultado tem também um benefício dissuasor quanto a práticas semelhantes por outros agentes ou outras práticas pelo mesmo agente.

No caso da ficha contratual padronizada, esta foi aprovada pela ERSE – tem um formato e conteúdo claramente padronizados e não alteráveis – e pretende aumentar a base de conhecimento dos consumidores quanto aos aspetos essenciais do fornecimento de eletricidade e potenciar a comparabilidade das ofertas em mercado. Com esta abordagem permite-se também um mais fácil trabalho de sistematização das ofertas presentes em mercado, por parte do regulador, o que, por si só, potencia o esforço de monitorização.

A ficha contratual padronizada inclui quatro áreas principais de informação: (i) a identificação clara e visível do prestador de serviço (o que, parecendo, nem sempre é um elemento direto na informação comercial divulgada pelos agentes); (ii) a caracterização da própria oferta comercial quanto a duração, existência de eventual fidelização, termos e periodicidade de faturação, meios de pagamento, preço e meios para resolução de litígios; (iii) caracterização do ponto de consumo (codificação unívoca dos pontos de consumo) e aspetos que lhe estão associados; e (iv) informação acerca de impactes ambientais, tarifa social e consumidores vulneráveis.

A existência deste instrumento normalizado de informação permite, como referido, a comparabilidade de ofertas na fase de escolha e decisão e, numa fase posterior, a própria validação das condições de prestação do serviço face ao que havia sido caracterizado e contratado.

Já no caso do conteúdo mínimo da fatura de fornecimento, este decorre de uma Lei que antecipou e ampliou o conjunto de obrigações que, sobre esta matéria, se inscreveram na regulamentação e legislação europeias, sendo relativamente prescritivo quanto aos itens a informar na fatura. Como atrás se referiu, a fatura é de formato a estabelecer pelo comercializador, mas o seu conteúdo deve obrigatoriamente observar um conteúdo mínimo: identificação do prestador do serviço, preços discriminados, taxas e impostos discriminados, consumos e capacidades contratadas, com desagregação por períodos horários e tarifários, meios de pagamento e prazos para o fazer.

De forma geral, deve entender-se que a fatura é, com muita frequência, o instrumento de comunicação a que os consumidores prestam mais tempo e atenção, pelo que a informação que veicula tem maior probabilidade de retenção pelo destinatário final. Ainda assim, a imposição de obrigações sobre o conteúdo da fatura deve, em ML, ser ponderada com o potencial de custos de implementação que, por sua vez, podem ser uma barreira de participação em mercado para os novos entrantes e comercializadores de mais reduzida dimensão.

7.1.4 MONITORIZAÇÃO DE VERTENTES DO SERVIÇO EM MERCADO RETALHISTA

Num outro plano de atuação em mercado retalhista, são estabelecidas obrigações, por via regulamentar, que, embora tenham subjacente a prestação de informação, têm como destinatário preferencial não o consumidor, mas antes o regulador. Este conjunto de regras, com consagração formal em regulamento no caso português, pretende simultaneamente enriquecer o quadro informativo em que assenta a supervisão do mercado e, por outro lado, constituir uma orientação para o desempenho pretendido por parte dos operadores económicos.

Neste referencial de atuação da monitorização existem dois grandes e principais agregados. Um primeiro relacionado com o reporte de informação relativa a fornecimentos – que inclui preços a praticar, preços praticados, caracterização das ofertas e informação sobre a composição das carteiras de fornecimento – e um segundo relativo à verificação do quadro regulamentar da qualidade de serviço – vertentes técnica e comercial.

No que diz respeito ao primeiro conjunto de temas, estes complementam o esforço de recolha de informação que se descreveu anteriormente no âmbito da informação a prestar pelos operadores económicos aos clientes e, nessa medida, existe uma relativa sobreposição dos temas e da informação. Todavia, a informação reportada tem a valia de poder ser contrastada com a que os agentes prestam a clientes e, assim, identificar eventuais inconsistências – indício claro de necessidade de refinamento no esforço de supervisão.

No que respeita ao segundo conjunto de requisitos de informação, estes têm, como referido, duas áreas principais: qualidade de serviço técnica, aplicável a operadores de rede, e qualidade de serviço comercial, primordialmente aplicável a comercializadores. Quer uma, quer outra área de qualidade de serviço são, na filosofia regulatória, um aspeto central da própria regulação, na medida em que contrapõem à regulação económica que induz eficiência económica nos agentes, procurando evitar que a redução de custos se faça por degradação do serviço mais que por reais ganhos de eficiência.

No quadro da monitorização da qualidade do serviço são aferidos aspetos que se relacionam de forma muito concreta com a continuidade do fornecimento (por exemplo a avaliação do número e duração de interrupções de fornecimento por factos imputáveis aos respetivos operadores de rede), o processo de ligação às redes, ou a rapidez e a qualidade da resposta efetuada pelos provedores dos serviços.

Os itens sujeitos a este tipo de monitorização vincam, assim, aspetos de rapidez, de qualidade, frequência e satisfação com o desempenho dos operadores económicos. Ao nível da incidência regulamentar, são estabelecidos dois principais limiares de desempenho para os prestadores de serviço: um conjunto de indicadores gerais, que estabelecem o desempenho agregado que se pretende ver concretizado; e um conjunto de indicadores, que estabelecem o nível de serviço a que cada consumidor tem direito.

7.2 TARIFA SOCIAL

A tarifa social para a eletricidade foi criada em 2010 com a publicação do Decreto-Lei n.º 138-A/2010 de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014 de 14 de novembro pela Lei n.º 7-A/2016 e, para o gás natural, em 2011 com a publicação do Decreto-Lei n.º 101/2011 de 30 setembro, alterado pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março.

A criação da tarifa social veio estabelecer medidas concretas de proteção dos consumidores economicamente mais vulneráveis em linha com as orientações das Diretivas n.º 2009/72/CE e n.º 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, ambas de 13 de julho.

A aplicação da tarifa social funciona através de um desconto nas tarifas de acesso à rede a aplicar pelos comercializadores aos clientes beneficiários. Esta metodologia de funcionamento tem a vantagem de permitir aos clientes beneficiarem da tarifa social independentemente do comercializador que tenham elegido para seu fornecedor de eletricidade ou gás natural.

O financiamento dos custos associados à tarifa social é suportado, no caso da eletricidade, pelos titulares de centros eletroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada de cada centro eletroprodutor e, no caso do gás natural, pelas empresas transportadoras e comercializadores de gás natural na proporção do volume comercializado de gás no ano anterior, tal como estabelecido no Decreto-Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro.

Para que um consumidor possa beneficiar da tarifa social, deverá ter uma das seguintes condições sociais: rendimento social de inserção; subsídio social de desemprego; complemento solidário para idosos; primeiro escalão do abono de família; pensão social de invalidez. No caso da eletricidade beneficiam também os consumidores que beneficiem de abono de família ou de pensão social de velhice bem como os que tenham um rendimento anual igual ou inferior ao rendimento anual máximo fixado em legislação, sendo para esse efeito considerado o número de membros do agregado familiar.

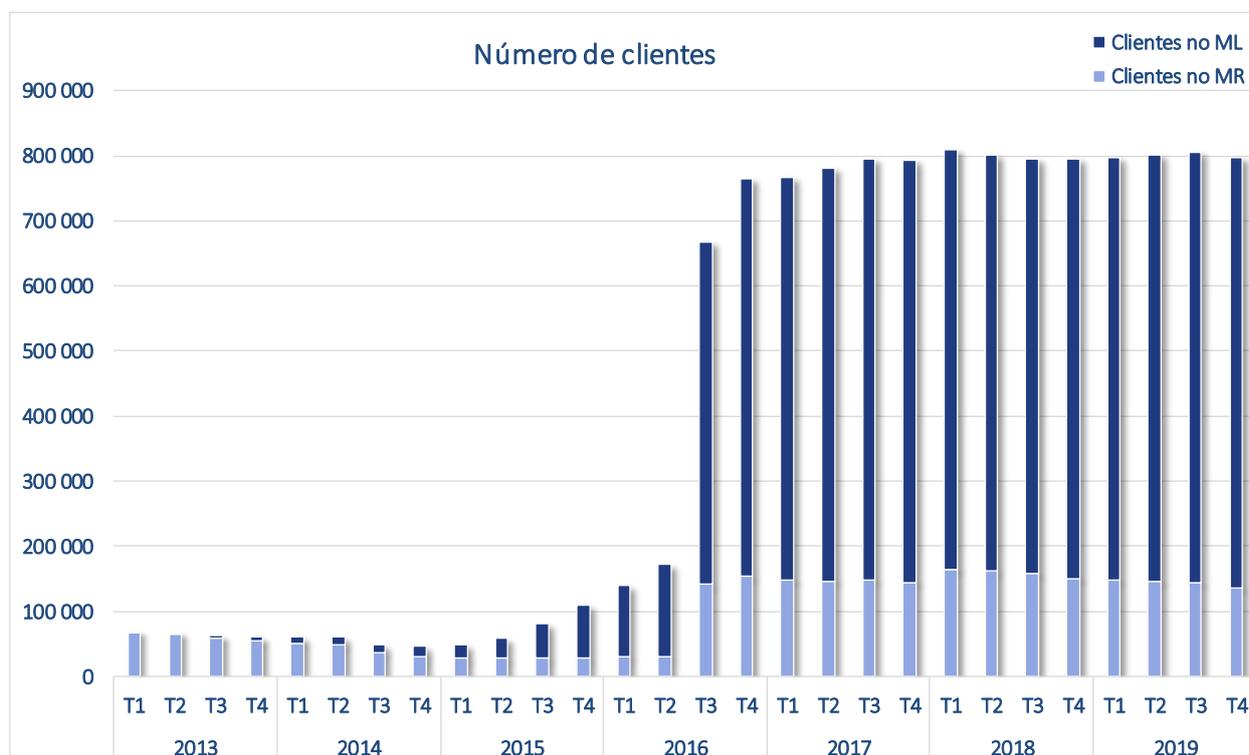
Cada cliente final economicamente vulnerável pode beneficiar da tarifa social num único ponto de ligação às redes de distribuição de baixa tensão (eletricidade) e de BP (gás natural), onde cumpra cumulativamente os seguintes requisitos: ser titular do contrato de fornecimento; destinar o consumo de energia exclusivamente para uso doméstico, na sua habitação permanente; não ultrapassar os 6,9 kVA de potência contratada no caso da eletricidade ou os 500 m³, no caso do gás natural.

No fim de 2019 existiam 797 879 consumidores no setor elétrico abrangidos pela tarifa social, 136 615 no MR e 661 264 no ML, como se pode observar na Figura 7-1. No global, 13% dos consumidores de eletricidade em Portugal continental têm tarifa social, valor que cresceu 12 p.p. desde 2013.

Em termos de evolução, é no terceiro trimestre de 2016 que se regista um pico de crescimento dos clientes abrangidos, cerca de 8 p.p. que é explicado pela entrada em vigor do novo regime de atribuição da tarifa social, no qual se passou a aplicar um mecanismo de reconhecimento automático⁷⁵. Desde 2017 que o número de beneficiários da tarifa social está estável em torno dos 800 mil clientes, com um aumento da proporção daqueles que estão no ML.

⁷⁵ Entrada em vigor, a 1 de julho de 2016, das alterações ao Decreto-Lei nº 138-A/2010 e ao Decreto-Lei nº 101/2011, pela Lei nº 7-A/2016, de 30 de março, artigo 121º.

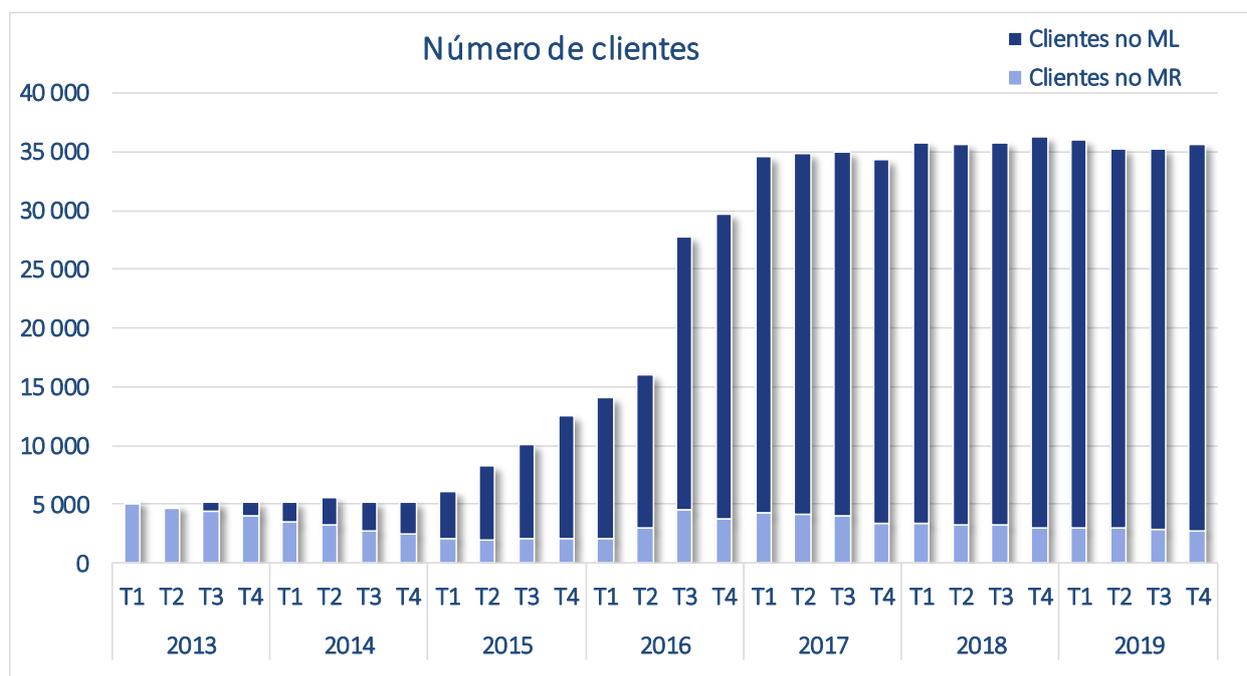
Figura 7-1 - Número de clientes abrangidos pela Tarifa Social, no setor elétrico, 2013 a 2019



Fonte: Comercializadores.

Em relação ao setor do gás natural, existiam, no final de 2019, 35 624 consumidores no setor do gás natural abrangidos pela tarifa social, 2 894 no MR e 32 890 no ML, como se pode observar na Figura 7-2. No global, 1,2% dos consumidores de gás natural em Portugal continental têm tarifa social, valor que cresceu 1 p.p. desde de 2013, e com particular rapidez no terceiro trimestre de 2016, pelas mesmas razões identificadas no setor elétrico. Também no gás natural não se registaram alterações significativas no número de beneficiários da tarifa social que está mais ou menos estável em torno dos 35 mil clientes desde 2017.

Figura 7-2 - Número de clientes abrangidos pela Tarifa Social, no setor do gás natural, 2013 a 2019



Fonte: Comercializadores.

7.3 POBREZA ENERGÉTICA

A pobreza energética é uma forma distinta de pobreza associada a uma série de consequências adversas para a saúde e o bem-estar das pessoas. As famílias pobres em energia experimentam níveis inadequados de serviços essenciais associados ao consumo de energia, razão pela qual o endereçamento desta questão contribui para o aumento da inclusão social.

Na origem da pobreza energética estão um conjunto de razões como o baixo rendimento familiar, uma elevada proporção do rendimento disponível despendido no consumo de energia, edifícios e equipamentos ineficientes e necessidades específicas de energia doméstica.

O tema da pobreza energética tem vindo a ganhar visibilidade no seio da UE, tendo sido iniciado em dezembro de 2016 o projeto Observatório da Pobreza Energética da UE que pretende fomentar o conhecimento sobre a realidade da pobreza energética na Europa bem como políticas e práticas inovadoras para combatê-la.

O Observatório da Pobreza Energética da UE divulga um conjunto de indicadores relativos à pobreza energética, dos quais foram selecionados para apresentação da sua evolução nas Figura 7-3 e Figura 7-4,

dois dos indicadores mais relevantes: a percentagem de agregados familiares que regista atraso no pagamento de faturas a *utilities* e a percentagem de agregados familiares que sentem dificuldades em manter a habitação aquecida.

Em relação ao primeiro indicador, é possível observar na Figura 7-3 que, entre 2009 e 2018, a percentagem de agregados familiares com atrasos nos pagamentos de faturas a *utilities*, em Portugal, é sempre menor que a do conjunto da UE. No entanto, quando a análise se foca nos agregados familiares de menor rendimento⁷⁶, verifica-se que o valor em Portugal supera o da UE entre 2014 a 2016.

Em termos de evolução, verifica-se que, entre 2013 e 2015, se registam os valores mais elevados de agregados familiares com atrasos nos pagamentos. A partir de 2017, o valor do indicador, para todos os escalões de rendimento, regressou a valores inferiores aos verificados antes de 2012. Nos escalões de menor rendimento, o valor registado em 2017 é semelhante ao de 2011.

Em 2018 a percentagem de agregados familiares com atraso no pagamento de faturas de *utilities* era de 4,5% em Portugal e 6,6% na UE. Para as famílias de menores rendimentos, os dados disponíveis apontam para valores, em 2017, de 17,5% em Portugal e 17,6% na UE.

Figura 7-3 – Percentagem de agregados familiares com atrasos no pagamento de faturas de *utilities* entre 2009 e 2018



Fonte: EU Energy Poverty Observatory, Elaboração: ERSE

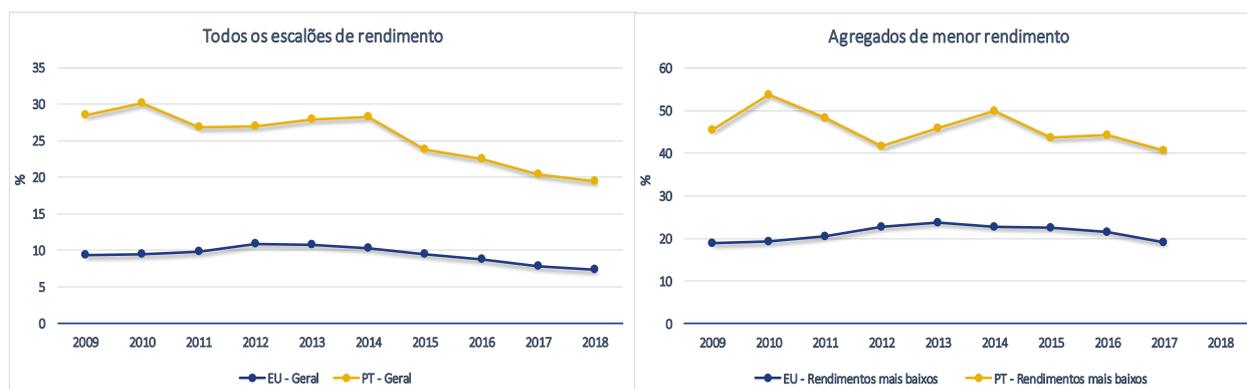
Quanto ao indicador relativo à dificuldade em manter a habitação adequadamente aquecida, cuja evolução entre 2009 e 2018 é apresentada na Figura 7-4, Portugal regista sempre valores piores que o conjunto da

⁷⁶ Os 10% de agregados que registam menores rendimentos.

UE. No entanto, no período em análise, existe uma tendência vinculada da redução do diferencial entre Portugal e a UE, não se verificando uma deterioração tão acentuada do indicador nos anos de crise económica, muito provavelmente por ser um indicador associado não apenas ao rendimento disponível, mas também à qualidade de construção dos edifícios.

Em 2018, 19,4% dos agregados familiares tinham dificuldades em manter a habitação aquecida, valor que contrasta com os 7,3% registados na UE. Para os agregados de menor rendimento, os dados disponíveis apontam para que, em 2017, 40,8% das famílias registassem dificuldades em manter a habitação aquecida contra 19,1% no conjunto da UE.

Figura 7-4 – Percentagem de agregados familiares dificuldades em manter a habitação aquecida, entre 2009 e 2018



Fonte: EU Energy Poverty Observatory, Elaboração: ERSE

7.4 RECLAMAÇÕES RECEBIDAS NO APOIO AO CONSUMIDOR

Constitui atribuição da ERSE proteger os direitos e os interesses dos consumidores, em particular dos clientes finais economicamente vulneráveis, em relação a preços, à forma e qualidade da prestação de serviços, promovendo a sua informação, esclarecimento e formação.

Nessa medida, a ERSE dispõe de uma unidade funcional dedicada — o Apoio ao Consumidor de Energia (ACE) — que é responsável por:

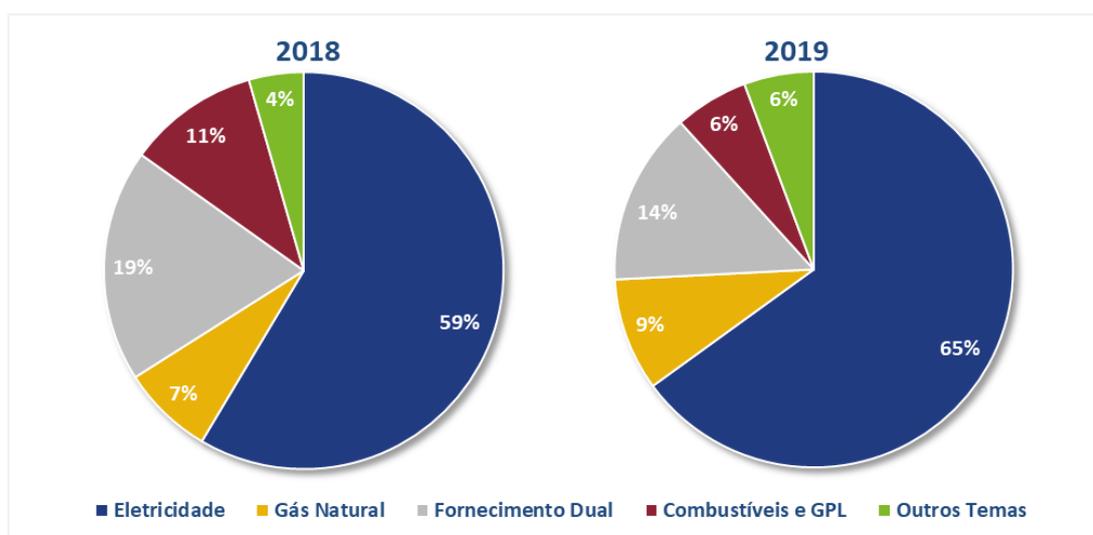
- informar e esclarecer as dúvidas dos consumidores de energia
- promover e organizar ações de formação destinadas às entidades de defesa do consumidor e aos centros de arbitragem de conflitos de consumo

- tratar as reclamações dos consumidores de energia, recomendando a resolução dos conflitos junto dos fornecedores ou distribuidores de energia

A presente secção tem por objetivo apresentar alguma informação sobre o conteúdo das reclamações recebidas no ACE, complementar àquela que é divulgada trimestralmente nos [Boletins do ACE](#), e com um foco especial nos setores da eletricidade e do gás natural.

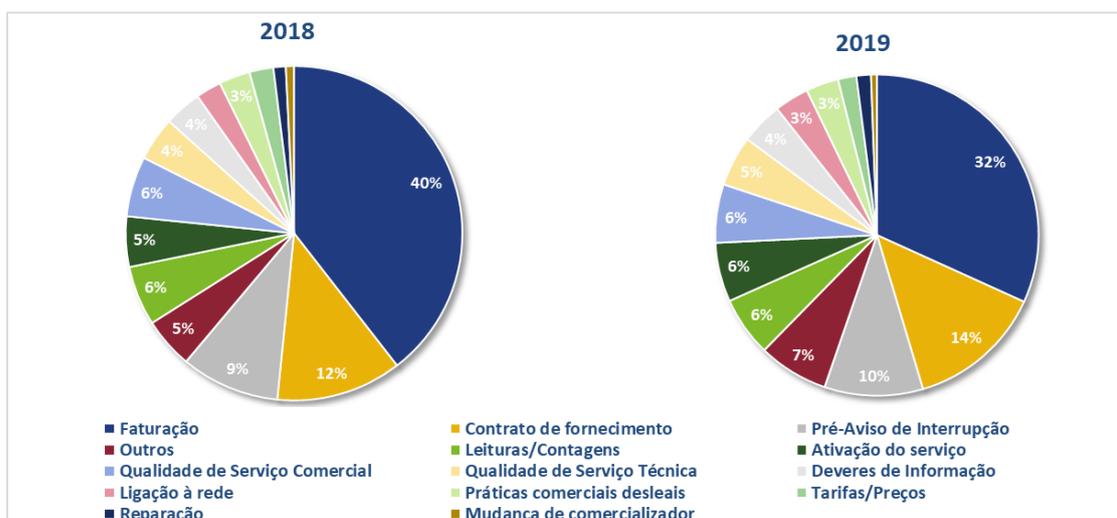
No ano de 2019 foram recebidos no ACE 21 358 pedidos de informação e reclamações, dos quais a esmagadora maioria era referente aos setores da eletricidade e do gás natural, tal como havia acontecido em 2018. Efetivamente, na Figura 7-5 pode observar-se que, em 2019, cerca de dois terços dos pedidos de informação e reclamações referia-se ao setor da eletricidade, 9% ao setor do gás natural e 14% ao fornecimento dual de eletricidade e gás natural.

Figura 7-5 – Setores das reclamações e pedidos de informação submetidos em 2018 e 2019



Na Figura 7-6 pode observar-se que o tema da faturação continua a ser o tema mais dominante, concentrando 32% das reclamações e pedidos de informação junto do ACE em 2019 (40% em 2018). Seguem-se os temas Contrato de Fornecimento e Pré-Aviso de Interrupção, com 14% e 10% do total de reclamações e pedidos de informação, respetivamente. Todos os outros temas registam pesos inferiores a 10%.

Figura 7-6 - Temas que originaram mais reclamações e pedidos de informação em 2018 e 2019



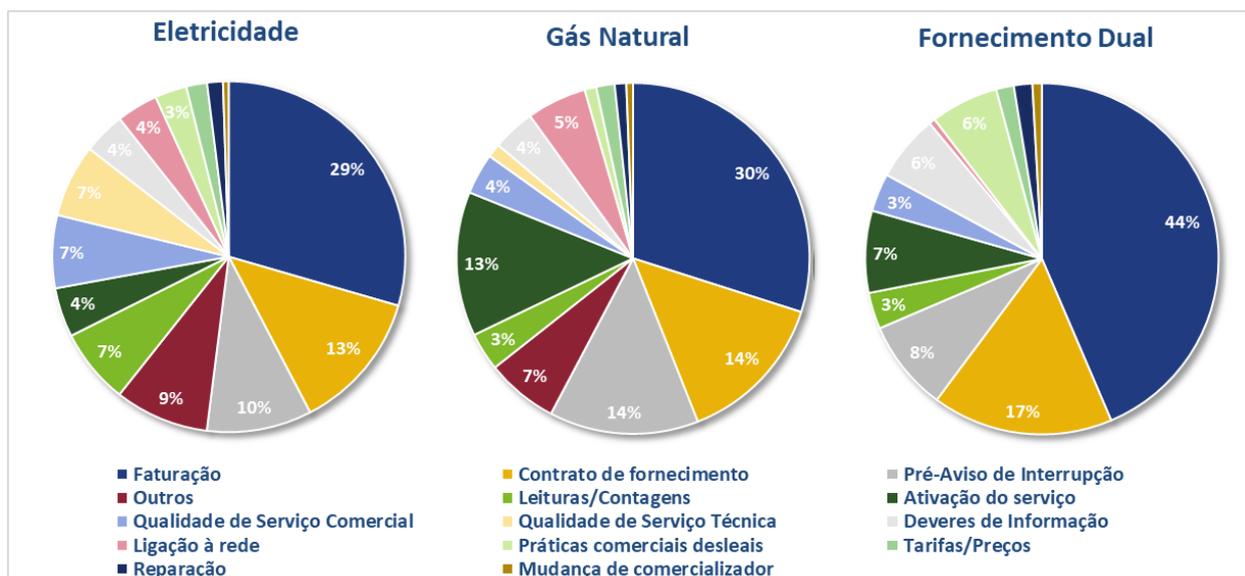
Fonte: ERSE.

Na Figura 7-7 é apresentada a distribuição dos temas objeto de reclamação ou pedido de informação, por setor elétrico, do gás natural ou fornecimento dual. O tema da faturação e do contrato de fornecimentos são os dois temas mais relevantes, embora assumindo proporções mais elevadas (44% e 17%) no fornecimento dual.

O setor da Eletricidade regista nos temas relativos a Leituras e Contagens e à Qualidade de Serviço Técnica e Comercial, uma concentração de reclamações e pedidos de informação superior à verificada no setor do gás natural e no fornecimento dual.

Situação idêntica ocorre no setor do gás natural, no que diz respeito aos temas do pré-aviso de interrupção, ativação de serviço e ligações às redes. Esta tendência é especialmente vincada no tema da ativação de serviço, que atinge para o setor do gás natural um peso de 13%, quando na Eletricidade e no Fornecimento dual não ultrapassa os 7%.

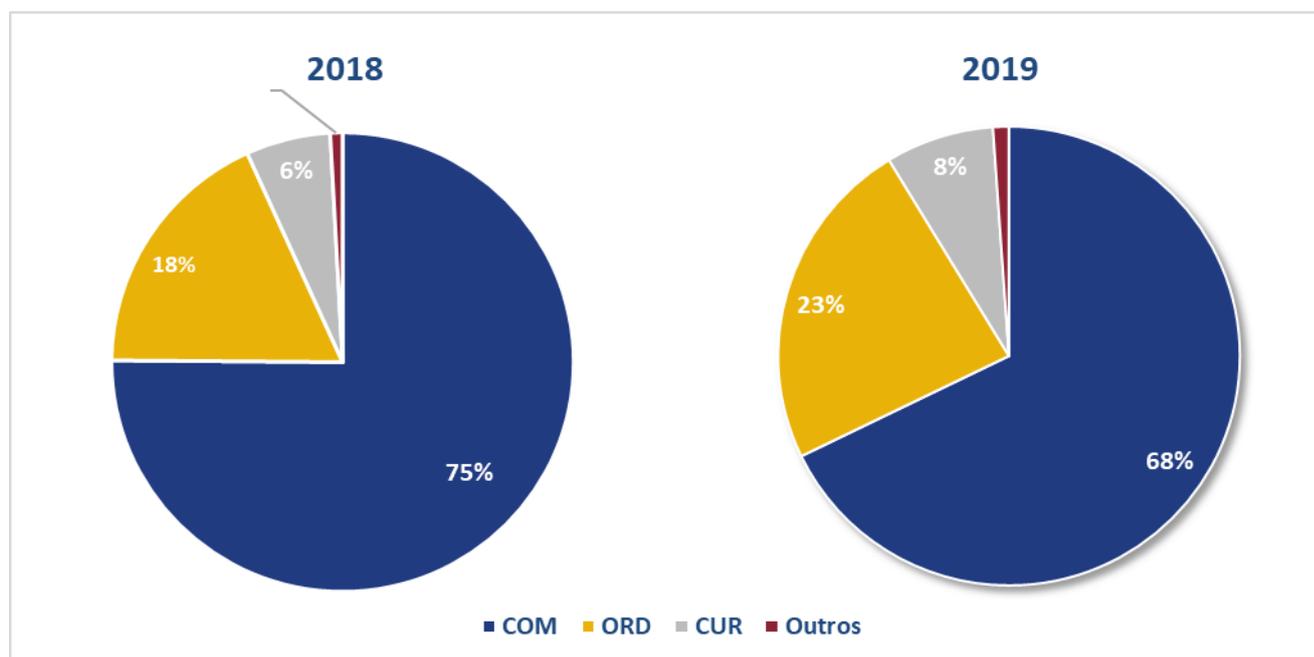
Figura 7-7 - Temas que originaram mais reclamações e pedidos de informação, por setor, em 2019



Fonte: ERSE.

No que diz respeito à natureza das entidades reclamadas, as reclamações e pedidos de informação registados no ACE relativas aos setores elétrico, do gás natural e fornecimento dual, eram relativas em mais de dois terços dos casos, a comercializadores do ML. Os ORD foram o segundo tipo de entidade mais reclamada (23%) seguida dos CUR (8%) e de Outras⁷⁷ entidades, com valores residuais.

⁷⁷ Inclui entidades que desempenham simultaneamente várias atividades.

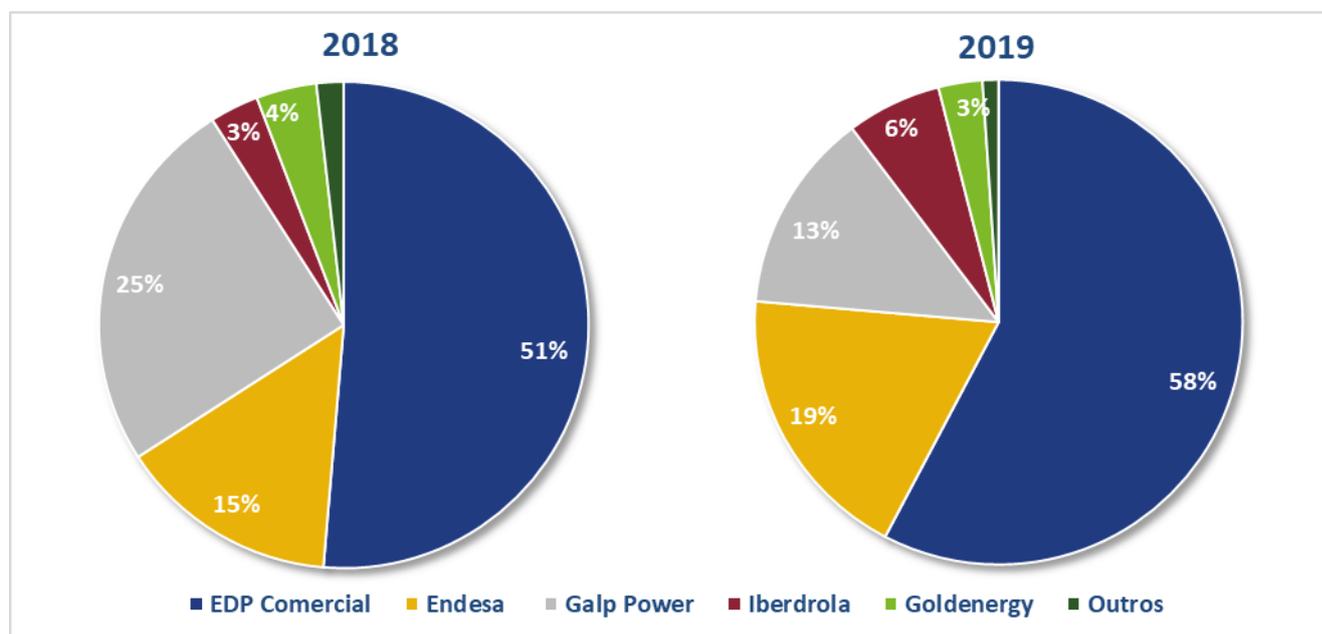
Figura 7-8 – Entidades Reclamadas em 2019

Fonte: ERSE.

Na Figura 7-9 apresenta-se a distribuição das reclamações por comercializadores do ML em 2018 e 2019. A EDP Comercial é, naturalmente, dado o seu peso na quota de mercado em número de clientes, o comercializador do ML que regista o maior número de reclamações em 2018 e 2019, com, respetivamente, 51% e 58% do total de reclamações dirigidas aos comercializadores do ML. Em 2019, seguem-se a Endesa, a Galp Power, a Iberdrola e a Goldenergy que são, todas elas, comercializadores que estão na lista dos 5 primeiros comercializadores do ML, em número de clientes, em ambos os setores.

Entre 2018 e 2019, a Endesa e a Iberdrola registam um aumento do seu peso no total das reclamações, o que está alinhado com o aumento da base de clientes registado. Em sentido contrário, o peso das reclamações dirigidas à GALP Power reduziu-se para 13% em 2019, quase metade do verificado no ano anterior. Esta redução é particularmente significativa dado que a GALP Power registou um ligeiro crescimento da sua base de clientes.

Figura 7-9 – Comercializadores do ML com mais reclamações em 2018 e 2019



Fonte: ERSE.

8 PRINCIPAIS DESENVOLVIMENTOS LEGISLATIVOS E REGULAMENTARES EM 2019

8.1 DESENVOLVIMENTOS LEGISLATIVOS

No ano de 2019 registaram-se as seguintes alterações no quadro legislativo com impacto direto nos mercados retalhistas:

- Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019 relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/UE
- Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro - Regime de cumprimento do dever de informação do comercializador de energia ao consumidor
- Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho - Altera o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade
- Decreto-Lei n.º 60/2019, de 13 de maio - Determina a aplicação da taxa reduzida do imposto sobre o valor acrescentado (IVA) à componente fixa de determinados fornecimentos de eletricidade e gás natural
- Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro - Aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva 2018/2001.

Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento europeu e do Conselho de 5 de junho de 2019

A revisão da Diretiva relativa ao mercado interno da eletricidade trouxe diversas alterações com impacto no mercado retalhista destacando-se as seguintes:

- Estabelece-se o direito de os consumidores com contadores inteligentes deverem ter acesso a contratos de eletricidade a preços dinâmicos e de os comercializadores com mais de 200.000 clientes deverem oferecer este tipo de contratos. Os consumidores devem ser informados das vantagens, custos e riscos destes contratos
- São introduzidas disposições no sentido de as condições contratuais e de serviços agrupados serem apresentadas de forma visível, clara e concisa.

- Prevê-se a possibilidade de cobrança de comissões de rescisão desde que previamente comunicadas e proporcionais às perdas resultantes da rescisão.
- Estabelece-se que o procedimento técnico de mudança de comercializador deve ter uma duração inferior a 24 horas
- Estabelece-se a obrigação de publicação de critérios definidores de carência energética.
- Introdução do conceito de cliente ativo
- Introdução do conceito de Comunidades de Cidadãos para a energia
- Disposições relativas à implantação de contadores inteligentes

Lei 5/2019, de 11 de janeiro

Esta lei estabeleceu o regime de cumprimento do dever de informação do comercializador de energia ao consumidor, sem prejuízo do disposto na Lei n.º 23/96, de 26 de julho, que cria no ordenamento jurídico alguns mecanismos destinados a proteger o utente de serviços públicos essenciais, na sua redação atual.

No âmbito desta lei, o comercializador de energia deve informar o consumidor das condições em que o fornecimento e ou prestação de serviços é realizada, e prestar todos os esclarecimentos que se justifiquem, de acordo com as circunstâncias, de forma clara e completa.

O dever de informação dos comercializadores de energia elétrica e de gás natural é cumprido através da fatura detalhada, ou, não sendo possível, nos termos previstos na Lei n.º 51/2008, de 27 de agosto, que estabelece a obrigatoriedade de informação relativamente à fonte de energia primária utilizada. No âmbito desta lei, são também determinados os elementos necessários a uma completa e acessível compreensão dos valores totais e desagregados que devem constar das faturas a apresentar pelos comercializadores.

Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho

No que às matérias relativas ao mercado retalhista diz respeito, este decreto-lei estabelece o regime de gestão de riscos e garantias do SEN de modo a assegurar uma gestão prudencial, que minimize os riscos decorrentes da mora ou incumprimentos das obrigações do comercializador ou agente de mercado, tanto no âmbito do uso das infraestruturas de rede como da sua participação na gestão global do SEN.

No âmbito deste regime o comercializador ou agente de mercado presta garantias relativas à sua participação no SEN ao gestor integrado de garantias, cabendo à ERSE regulamentar a atividade de gestão de garantias no âmbito do SEN.

Adicionalmente, o Decreto-Lei n.º 76/2019 veio estabelecer que a atribuição do registo de comercialização carece de prévia demonstração da capacidade e idoneidade técnica e económica para operar nos mercados para os quais se solicita o respetivo registo, devendo ser definidos critérios económicos para a verificação da idoneidade e capacidade económica dos agentes de mercado.

Finalmente, este decreto-lei estabelece que a revogação do registo da atividade de comercialização de eletricidade por perda da capacidade e idoneidade técnica e económica do comercializador implica a inibição do exercício da atividade por um período de cinco anos para a entidade titular do registo, seus administradores ou gerentes, consoante o caso, bem como para todas as entidades participadas por aquela ou com quem aquela esteja em relação de domínio ou de grupo.

Decreto-Lei n.º 60/2019, de 13 de maio

Este decreto-lei procedeu à alteração do Código do Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA), determinando a aplicação da taxa reduzida do IVA à componente fixa de determinados fornecimentos de eletricidade e gás natural.

A componente fixa de um dos elementos do preço devido pelos fornecimentos de eletricidade e de gás natural passa a ser tributada em sede de IVA pela taxa reduzida de 6 % no Continente e de 4 % e 5 %, respetivamente, nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, para os consumidores que, em relação à eletricidade, tenham uma potência contratada que não ultrapasse 3,45 kVA e que, no gás natural, tenham consumos em BP que não ultrapassem os 10.000 m³ anuais.

Os montantes variáveis a pagar em função do consumo e as componentes fixas dos fornecimentos de eletricidade cuja potência contratada ultrapasse 3,45 kVA e dos fornecimentos de gás natural em BP que ultrapassem 10.000 m³ anuais continuam a ser tributados à taxa normal de IVA de 23 %.

Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro

Este decreto-lei estabelece o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, estabelecendo a disciplina da atividade de produção associada às instalações de utilização do autoconsumidor de energia renovável, bem como o regime jurídico das comunidades de energia renovável,

procedendo, nesta parte, à transposição parcial para o direito interno da Diretiva europeia relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

O novo regime de autoconsumo aprovado por este Decreto-Lei, introduz o conceito autoconsumo coletivo e passa a abranger apenas a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis. O autoconsumo coletivo corresponde à produção de energia elétrica para consumo próprio de várias instalações de utilização associadas entre si, devendo estas estar na proximidade da UPAC. Neste regime é necessário estabelecer as regras de partilha da produção coletiva, sendo a produção imputada a cada instalação de utilização, através do processamento dos dados medidos da produção na UPAC e do consumo em cada uma das IU associadas, pelo operador de rede.

8.2 DESENVOLVIMENTOS REGULAMENTARES

Em 2019 registou-se a aprovação de diversas peças regulamentares que impacto direto no funcionamento dos mercados retalhistas:

- Regulamento n.º 76/2019, de 18 de janeiro – Primeira alteração ao Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.
- Diretiva n.º 13/2019, de 18 de julho - Termos e condições do mecanismo de aquisição a prazo de energia elétrica por parte de comercializador de último recurso
- Regulamento n.º 361/2019, de 23 de abril- Aprovação do Regulamento Tarifário do setor do gás natural.
- Regulamento n.º 365/2019, de 24 de abril - Alteração ao Regulamento de Relações Comerciais do Setor do Gás Natural.
- Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto – Aprova o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica.
- Diretiva n.º 16/2019, de 6 de dezembro - Codificação do registo individualizado de agente.
- Diretiva n.º 2/2019, de 7 de janeiro – Aprova o Aviso do GTG sobre garantias no âmbito da adesão à Gestão Técnica Global do SNGN.

Regulamento Tarifário do setor elétrico

A revisão do Regulamento Tarifário do setor elétrico publicada em 2019 definiu o enquadramento para os mecanismos de aprovisionamento eficiente do CUR e de adequação da tarifa de energia, que atuará de forma 'ex ante' e 'ex post' no sentido de garantir preços adequados para a tarifa de energia.

Do ponto de vista 'ex ante', estabeleceu-se uma estratégia de aprovisionamento através da contratação conjunta no mercado de futuros e no mercado à vista, que permitirá a definição dos proveitos permitidos do CUR.

Do ponto de vista 'ex post', estabeleceu-se uma monitorização trimestral do preço médio de energia do CUR em comparação com o preço médio de energia do CUR utilizado na aprovação das tarifas e preços do setor elétrico. Sempre que a diferença entre os dois valores seja superior a um determinado limiar pré-estabelecido e aprovado ocorrerá uma atualização da tarifa de energia.

Estas alterações foram introduzidas com o objetivo de assegurar uma melhor coexistência do MR e do ML ao melhorar a estimativa da tarifa de energia para o ano tarifário e bem como a sua firmeza, reduzindo-se os valores dos desvios de energia, assegurando-se simultaneamente a possibilidade de se proceder a uma atualização da tarifa de energia em situações excecionais de forma transparente e expedita sempre que existam alterações relevantes na evolução dos preços de energia.

Diretiva n.º 13/2019, de 18 de julho

Esta Diretiva veio aprovar os termos e condições de contratação de energia elétrica por parte do CUR, através de contratação a prazo em leilão. As opções de contratação de produtos a prazo de maturidade diversa permitem uma maior previsibilidade do processo tarifário e adequação das tarifas praticadas pelo CUR ao cliente final.

Regulamento de Relações Comerciais do Setor do Gás Natural

A revisão do RRC do Setor do Gás Natural introduziu diversas alterações das quais se destacam a criação da figura do Gestor de Garantias e respetivo modelo de atuação, bem a introdução de um registo obrigatório e continuamente atualizado dos comercializadores que efetivamente atuam no mercado de gás natural, sem que tal se substitua ou complemente a necessária obtenção de licença de comercialização junto da DGEG.

Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto

O Regulamento n.º 610/2019 corresponde ao Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica que tem por objeto regulamentar os serviços a prestar no âmbito das instalações elétricas integradas nas redes inteligentes de distribuição de energia elétrica, bem como as disposições aplicáveis às instalações não integradas em redes inteligentes, relativamente à periodicidade de leitura, ao acesso aos dados, aos preços dos serviços regulados e ao fecho das carteiras de comercialização, quando expressamente indicado.

Diretiva n.º 16/2019, de 6 de dezembro

As presentes regras estabelecem a metodologia e critérios aplicáveis à atribuição de um código de registo individualizado a todas os agentes que operem em Portugal continental tanto no MR como no ML, do setor de elétrico e do setor do gás natural, tal como previsto nos RRC do setor elétrico e do setor do gás natural.

Diretiva n.º 2/2019, de 7 de janeiro

Esta Diretiva aprovou o Aviso do GTG sobre garantias no âmbito da adesão à Gestão Técnica Global do SNGN, que contém disposições sobre as espécies de garantias que podem ser prestadas, bem como com as regras para a determinação do montante de garantia a prestar pelos agentes de mercado.

Outras Instruções e Recomendações

Para além das alterações regulamentares destaca-se ainda a aprovação em 2019 das seguintes Instruções e Recomendações com impacto no funcionamento dos mercados retalhistas:

- Recomendação N.º 1/2019 sobre a revisão dos contratos de fornecimento de eletricidade
- Instrução n.º 5/2019 ao Comercializador de Último Recurso do Setor Elétrico sobre diferenciação de imagem

9 GLOSSÁRIO

9.1 SIGLAS E ACRÓNIMOS

AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV)

ACE – Apoio ao Consumidor de Energia

BP – Baixa Pressão

BTE – Baixa Tensão Especial (fornecimentos em Baixa Tensão com potência contratada superior a 41,4 kW)

BTN – Baixa Tensão Normal (fornecimentos em Baixa Tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA)

CBF – Contrato Bilateral Físico

CO₂ – Dióxido de Carbono

CUR – Comercializador de Último Recurso

CURr – Comercializador de Último Recurso Retalhista

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

GO – Garantias de origem

HHI – Índice Herfindhal-Hirschman

ILC – Incidente no local de consumo

IVA – Imposto sobre o Valor Acrescentado

MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV)

ML – Mercado Liberalizado

MR – Mercado Regulado

MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV)

ORD – Operador da Rede de Distribuição

PME – Pequenas e Médias Empresas

Q1 – Quota de mercado do comercializador de maior dimensão

Q3 – Soma das quotas de mercado dos três comercializadores de maior dimensão

RRC – Regulamento de Relações Comerciais

RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço

UE – União Europeia

10 ANEXO ESTATÍSTICO

No presente anexo estatístico são apresentados a evolução das quotas de mercado, entre 2015 e 2019, dos sete comercializadores com a quota de mercado mais elevada em 2019 em cada segmento analisado. São também apresentados, por ordem de importância, os restantes comercializadores presentes em cada segmento analisado, sem apresentar referência explícita à sua quota de mercado.

As quotas de mercado relativas ao número de clientes apresentadas neste anexo referem-se aos valores registados em dezembro de cada ano.

As quotas de mercado em consumo apresentadas neste anexo referem-se, no caso da eletricidade ao consumo anualizado de cada carteira em dezembro de cada ano e, no caso do gás natural, à soma dos consumos mensais registados em cada carteira ao longo do ano.

10.1 ELETRICIDADE

Quota de mercado global por número de clientes

Data	dez/15	dez/16	dez/17	dez/18	dez/19
EDP	84,8%	84,9%	83,8%	80,8%	78,4%
Endesa	4,0%	3,7%	4,3%	5,7%	6,5%
Iberdrola	2,1%	2,2%	2,9%	4,9%	6,2%
GALP	6,1%	5,6%	5,3%	5,1%	5,2%
Goldenergy	1,4%	2,1%	1,8%	1,7%	1,9%
GN Fenosa	1,0%	0,8%	0,7%	0,6%	0,4%
Axpo	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%
Enforcesco					
PT Live					
PH					
Audax					
Lusíadaenergia					
Luzboa					
ENAT					
HEN					
Aldro					
Logica					
Jaf Plus					
Elergone					
Muon					
Ezurimbol					
Ecochoice					
Acciona					
On Demand					
Usenergy					
Rolear					
Alfa Energia					
G9Telecom					
Fortia					
CEPSA					
PropensaA					
Clidomer					

Quota de mercado global por consumo abastecido

Data	dez/15	dez/16	dez/17	dez/18	dez/19
EDP	42,9%	46,0%	42,8%	41,7%	41,7%
Iberdrola	17,4%	14,8%	15,6%	17,1%	17,6%
Endesa	17,9%	18,1%	18,3%	16,8%	16,6%
GALP	9,2%	7,8%	9,0%	7,6%	6,6%
Fortia	3,3%	3,1%	3,1%	3,2%	3,2%
Axpo	0,7%	0,9%	1,1%	1,3%	2,4%
Acciona	0,0%	0,0%	0,9%	1,8%	2,2%
Aldro					
GN Fenosa					
Elergone					
Audax					
PH					
Goldenergy					
Enforcesco					
Ecochoice					
Luzboa					
PT Live					
Jaf Plus					
Muon					
HEN					
On Demand					
Lusíadaenergia					
Logica					
ENAT					
Usenergy					
Alfa Energia					
Ezurimbol					
Rolear					
Clidomer					
CEPSA					
G9Telecom					
PropensaA					

Quota de mercado por consumo abastecido - Doméstico

Data	dez/15	dez/16	dez/17	dez/18	dez/19
EDP	80,8%	81,0%	79,3%	76,4%	73,8%
Endesa	3,4%	3,0%	3,8%	5,9%	7,3%
Iberdrola	4,6%	4,0%	4,1%	5,9%	6,9%
Galp	5,5%	5,7%	5,8%	5,5%	5,2%
Goldenergy	1,1%	1,5%	1,4%	1,3%	1,5%
GN Fenosa	3,2%	2,4%	1,9%	1,6%	1,1%
PT Live				0,1%	0,7%
Axpo					
PH					
Audax					
Aldro					
Enforcesco					
HEN					
Luzboa					
Lusíadaenergia					
ENAT					
Jaf Plus					
Elergone					
Logica					
Muon					
Ecochoice					
On Demand					
Ezurimbol					
Usenergy					
Rolear					
Alfa Energia					
Acciona					
CEPSA					
G9Telecom					
Propensa					
Clidomer					

Quota de mercado por consumo abastecido - Pequenos negócios

Data	dez/15	dez/16	dez/17	dez/18	dez/19
EDP	43,5%	44,8%	39,8%	41,2%	42,6%
Endesa	20,4%	20,2%	18,7%	18,0%	16,0%
Iberdrola	13,2%	12,6%	11,4%	11,3%	11,0%
Galp	9,5%	8,1%	12,5%	10,6%	9,5%
Axpo	0,4%	0,4%	1,3%	2,3%	3,4%
GN Fenosa	6,2%	5,0%	4,5%	4,4%	3,1%
Aldro			0,0%	1,9%	2,7%
Audax					
PH					
Luzboa					
Elergone					
Enforcesco					
Ecochoice					
PT Live					
Jaf Plus					
On Demand					
Muon					
Lusíadaenergia					
Acciona					
HEN					
Logica					
Usenergy					
ENAT					
Alfa Energia					
Ezurimbol					
Goldenergy					

Quota de mercado por consumo abastecido - Industriais

Data	dez/15	dez/16	dez/17	dez/18	dez/19
Endesa	27,7%	29,2%	29,1%	27,2%	24,5%
Iberdrola	25,1%	20,8%	22,3%	21,4%	23,7%
EDP	21,6%	24,7%	19,0%	19,2%	20,4%
GALP	14,0%	11,1%	12,6%	8,5%	6,8%
Axpo	1,6%	2,1%	2,4%	2,6%	4,6%
Aldro			0,0%	3,5%	4,1%
Acciona	0,0%	0,1%	0,9%	2,9%	3,5%
Elergone					
Audax					
PH					
GN Fenosa					
Ecochoice					
Enforcesco					
Muon					
Luzboa					
On Demand					
Jaf Plus					
Alfa Energia					
Logica					
Lusíadaenergia					
Usenergy					
HEN					
Ezurimbol					
ENAT					
CEPSA					
Fortia					
Rolear					
PT Live					

Quota de mercado por consumo abastecido - Grandes consumidores

Data	dez/15	dez/16	dez/17	dez/18	dez/19
Iberdrola	25,6%	24,0%	24,9%	30,7%	27,8%
EDP	19,8%	23,3%	23,5%	20,9%	22,4%
Endesa	23,3%	23,8%	24,4%	17,8%	19,6%
Fortia	14,6%	14,6%	14,2%	14,7%	14,7%
Galp	7,0%	5,7%	7,0%	8,4%	7,6%
Acciona			2,6%	3,8%	4,7%
GN Fenosa	9,0%	8,0%	2,9%	3,0%	1,6%
Axpo					
Elergone					
Enforcesco					
Clidomer					
Muon					

10.2 GÁS NATURAL

Quota de Mercado por número de cliente

Data	dez/15	dez/16	dez/17	dez/18	dez/19
EDP	51,3%	55,3%	57,4%	55,1%	52,8%
Galp	27,3%	25,6%	23,9%	23,7%	24,1%
Goldenergy	20,8%	16,8%	13,8%	12,3%	11,5%
Endesa	0,5%	2,1%	3,9%	5,9%	7,0%
Iberdrola	0,0%	0,0%	0,8%	2,9%	4,5%
PH Energia	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%
Lusíadaenergia	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Audax					
GN Fenosa					
Rolear					
Aldro					
G9Telecom					
Douro Gás Natural					

Quota de Mercado por consumo abastecido

Data	dez/15	dez/16	dez/17	dez/18	dez/19
Galp	56,7%	55,2%	56,0%	55,5%	60,5%
GN Fenosa	15,0%	13,6%	10,6%	14,0%	12,5%
Endesa	7,0%	9,5%	14,1%	11,0%	11,0%
EDP	11,5%	11,1%	8,3%	10,1%	10,9%
Goldenergy	3,9%	3,9%	3,7%	3,7%	4,0%
Iberdrola	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%
PH Energia	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%	0,3%
Douro Gás Natural					
Rolear					
Audax					
Aldro					
Lusíadaenergia					
G9Telecom					

Quota de Mercado por consumo abastecido - Domésticos e PME

Data	dez/15	dez/16	dez/17	dez/18	dez/19
EDP	48,3%	52,1%	52,8%	55,2%	52,0%
Galp	28,4%	28,4%	25,9%	25,2%	25,6%
Goldenergy	23,1%	18,3%	14,5%	12,4%	11,1%
Endesa	0,1%	0,9%	5,9%	5,0%	6,7%
Iberdrola	0,0%	0,0%	0,3%	1,6%	4,0%
PH Energia	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	0,2%
GN Fenosa	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%
Audax					
Rolear					
Aldro					
Lusíadaenergia					
G9Telecom					

Quota de Mercado por consumo abastecido - Industriais

Data	dez/15	dez/16	dez/17	dez/18	dez/19
Galp	52,4%	53,6%	53,4%	56,5%	55,2%
Goldenergy	10,5%	11,7%	14,4%	14,7%	15,7%
EDP	21,4%	20,1%	15,0%	12,4%	12,2%
Endesa	7,7%	6,2%	7,6%	6,2%	8,9%
GN Fenosa	7,4%	6,5%	6,1%	6,5%	4,8%
PH Energia	0,0%	0,0%	0,4%	1,6%	2,1%
Rolear	0,0%	0,3%	0,6%	0,5%	0,5%
Audax					
Douro Gás Natural					
Iberdrola					
Aldro					
Lusíadaenergia					

Quota de Mercado por consumo abastecido - Grandes Consumidores

Data	dez/15	dez/16	dez/17	dez/18	dez/19
Galp	59,3%	57,8%	59,0%	58,2%	64,8%
GN Fenosa	17,1%	15,6%	12,0%	16,4%	14,8%
Endesa	7,4%	10,6%	15,5%	12,1%	11,7%
EDP	7,6%	6,4%	3,7%	5,4%	6,4%
Goldenergy	1,6%	1,8%	1,6%	1,6%	1,7%
Douro Gás Natural	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%
PH Energia	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	0,1%
Audax					



Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 – 3.º
1400- 113 Lisboa
Telefone: 213 033 200
e-mail:erseerse.pt
www.erse.pt