

## ENQUADRAMENTO

O setor energético não escapou à emergência de saúde pública declarada pela OMS como uma *pandemia*, que tem reconhecidamente efeitos sobre o funcionamento das sociedades e das economias. Neste Boletim especial divulga-se informação de caracterização de efeitos nos setores elétricos e do gás natural, em linha com as atribuições da ERSE em matéria de supervisão do funcionamento dos mercados de eletricidade e de gás natural e de proteção dos interesses dos consumidores.

Em 17 de março de 2020, a ERSE aprovou o Regulamento n.º 255-A/2020<sup>1</sup>, que estabeleceu Medidas Extraordinárias no Setor Energético por Emergência Epidemiológica Covid-19, com um foco especial nos clientes. A ERSE aprovou mais um regulamento, o Regulamento n.º 356-A/2020<sup>2</sup>, de 8 de abril, que ajustou desenvolveu o anterior.

O principal objetivo das medidas aprovadas<sup>3</sup> foi permitir que os consumidores em situação de redução de rendimentos ou os clientes empresariais com redução da sua atividade tivessem proteção contra interrupções e mecanismos para reduzir ou fracionar custos. Esta abordagem, permitiu também mitigar os efeitos de incumprimentos e/ou cessação de atividade, com potencial impacte mais adverso sobre os agentes do setor e, com isso, colocando em risco a própria sustentabilidade do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e do Sistema de Nacional de Gás Natural (SNGN). Outras medidas, como o adiamento ou flexibilização de prazos e obrigações regulamentares na vigência da situação de emergência são, por natureza, menos tangíveis.

As secções seguintes apresentam os elementos de informação mais atuais de caracterização de impactes da pandemia Covid-19, no setor elétrico e no setor do gás natural.



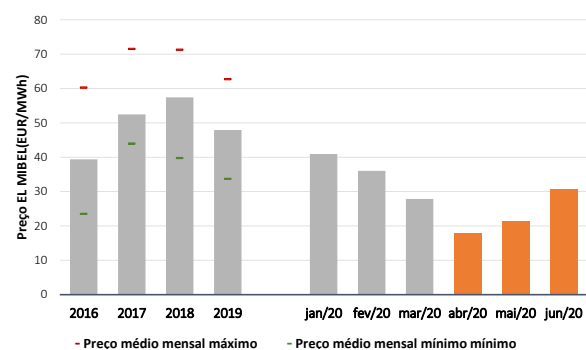
## ELETRICIDADE

### Evolução do preço e consumo de eletricidade Preço do mercado grossista

O preço da energia elétrica em mercado grossista é um elemento importante de aferição dos impactes da crise pandémica, devendo ter uma leitura conjugada com a evolução da procura (v. *infra*).

O gráfico abaixo explicita a evolução do preço médio de mercado grossista de eletricidade, tomando como referência o preço médio (anual ou mensal) para a área portuguesa do mercado diário do MIBEL.

Preço médio de mercado grossista de eletricidade



Fonte: OMIE; elaboração ERSE

A análise da evolução do preço permite constatar um preço médio entre abril e junho de 2020 (período integralmente exposto aos impactes da pandemia) abaixo do que se registou nos períodos precedentes. Em junho registou-se uma recuperação do preço para valores inclusivamente acima do registado em março de 2020. De todo o modo, o preço médio entre abril e junho (cerca de 23,26 EUR/MWh) é inferior em aproximadamente 33% quando comparado com os três primeiros meses do ano. A quebra relativamente a 2019 (totalidade do ano) excede os 50%.

<sup>1</sup> [Regulamento 255-A/2020](#)

<sup>2</sup> [Regulamento 356-A/2020](#)

<sup>3</sup> Medidas em vigor até dia 30 de junho.

Na atividade dos comercializadores de eletricidade, as quebras registadas nos preços médio refletem-se positivamente na compra diretamente exposta a mercado diário (spot). Mas, para aqueles que tenham de desfazer posições previamente adquiridas em mercado a prazo (por força da redução da procura), tal significa uma perda de valor unitário correspondente à diferença entre os preços de compra (a prazo) e de venda (em spot).

A evolução registada no preço de mercado implica um agravamento das condições de sobrecusto da produção com tarifa garantida (renováveis e CAE não cessados), que atinge um valor acumulado em junho que excede os 25 EUR/MWh (diferença entre um preço médio até junho de 2020 de cerca de 29 EUR/MWh e um preço considerado em 2019 nunca inferior a 54 EUR/MWh).

### Consumo global

Uma parte importante dos impactes da crise pandémica prende-se com a evolução dos consumos de eletricidade, tanto a nível agregado, como estratificado por nível de tensão e/ou segmento de clientes. Na figura seguinte é explicitada a evolução dos consumos de eletricidade na rede de distribuição em Portugal continental, tomando como referência a variação desse mesmo consumo face ao período homólogo correspondente.

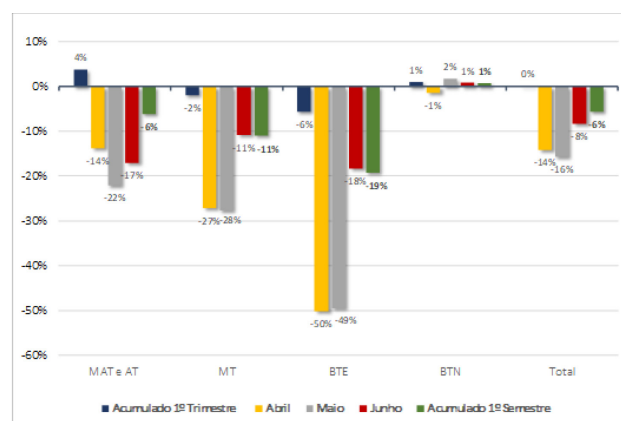
Avaliando a situação específica dos meses de abril, maio e junho, é possível verificar quebras globais de consumos de, respetivamente, 14%, 16% e 8%.

O perfil de evolução temporal das variações homólogas de consumo sugere que a maior incidência de impactes da pandemia de Covid-19 nos consumos de eletricidade se verificou em maio (-16% de consumo face a maio de 2019).

O mês de junho apresenta já alguma retoma de consumos, indutora de uma menor variação homóloga (-8%). Este perfil é consistente com a estratégia nacional de abordagem à pandemia, em

particular com o fim do período mais crítico de confinamento e de redução de atividade, no início de junho.

### Variação homóloga do consumo de eletricidade na rede de distribuição



Fonte: EDP Distribuição; elaboração ERSE

Numa análise estratificada por nível de tensão ou segmento de clientes, é possível observar, pelos valores de variação homóloga dos consumos, que os clientes empresariais de pequena dimensão (clientes em BTE – Baixa Tensão Especial) são aqueles em que se registam maiores impactes, com uma variação homóloga que atingiu uma quebra para metade do consumo registado em período homólogo (abril e maio), observando-se em junho uma variação de -18% face ao mesmo mês de 2019.

Perfil de evolução semelhante verifica-se no segmento de clientes industriais (clientes em MT – Média Tensão), se bem que com valores de variação mais reduzidos – quebras ligeiramente superiores a ¼ do consumo nos meses de abril e maio, quando comparados com os mesmos meses de 2019.

Para os grandes consumidores (clientes em MAT – Muito Alta Tensão e AT – Alta Tensão), a evolução é de certa forma semelhante, se bem que com um perfil suavizado, tanto em quebra de consumos como, durante o mês de junho, na sua recuperação.

Para a generalidade dos consumidores residenciais e pequenos negócios (clientes em BTN – Baixa Tensão Normal) registou-se, ao invés dos demais segmentos

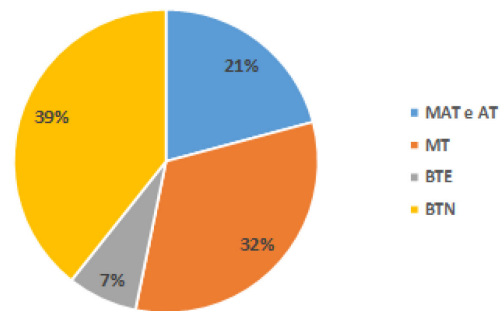
de clientes, um ligeiro acréscimo de consumo, de 1% a 2%. Tal deve, ainda assim, ser enquadrado na composição do segmento que tanto inclui clientes domésticos como clientes empresariais de menor dimensão. Para estes últimos, a variação de consumo terá sido de perfil semelhante à que se registou para os clientes em BTE, o que implica que o acréscimo de consumo dos clientes residenciais tenha sido acima dos 1% a 2% globais.

No acumulado do 1º semestre de 2020, a redução dos consumos globais atinge os 6%, face ao consumo observado no primeiro semestre de 2019. Os meses de abril e, sobretudo, de maio, em que se viveu o pico do período de confinamento da pandemia de Covid-19, foram os que registaram maiores impactes no consumo global, com quebras homólogas de, respetivamente, 14% e 16%. O mês de junho explicita já alguma retoma de consumos, o que é justificável com a recuperação de atividades económicas em período de desconfinamento. Em todo o caso, no 1º semestre de 2020, o consumo de eletricidade veiculado através das redes de distribuição reduziu-se em cerca de 6% face ao mesmo período de 2019.

### **Consumo por segmento de cliente e por comercializador**

De modo a melhor perceber o impacte que as variações de consumos de eletricidade têm na atuação dos comercializadores em mercado, é importante saber qual a distribuição dos consumos por segmento de cliente:

### **Composição do consumo por segmento de cliente**



Fonte: ADENE (OLMC); elaboração ERSE

O segmento de clientes no qual se observou a maior redução homóloga dos consumos – clientes em BTE – representa cerca de 7% do consumo global, enquanto os grandes consumidores (clientes em MAT e AT) representam cerca de 21%.

Dependendo do seu perfil de atuação em mercado, a exposição de cada comercializador a cada um dos referidos segmentos é distinta entre si e da própria estrutura média do mercado.

### **Recurso a medidas excecionais da ERSE**

Do conjunto de medidas adotadas pela ERSE visando gerir e reduzir os riscos decorrentes dos impactes da pandemia de Covid-19, são de especial relevância:

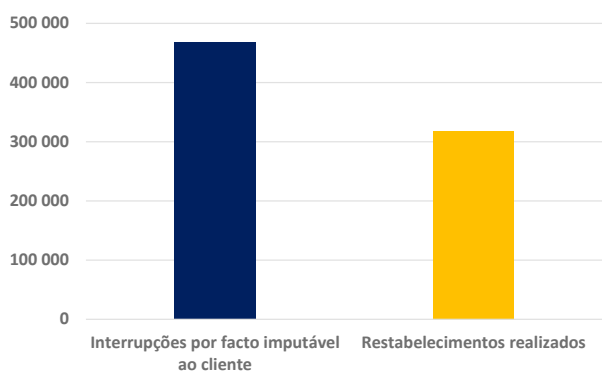
- Impossibilidade de interrupção de fornecimento por falta de pagamento da fatura pelo cliente;
- Possibilidade de fracionamento da faturação pelo comercializador ao cliente;
- Possibilidade de fracionamento da faturação de acessos pelo operador de rede ao comercializador;
- Possibilidade de redução da potência contratada.

A avaliação dos resultados das medidas a) e b) depende de informação dos comercializadores, ainda não integralmente disponível. Em relação às medidas c) e d), a sua avaliação é feita com informação veiculada pelo operador de rede de distribuição e é apresentada de seguida.

Ainda assim, no que concerne a uma estimativa do impacto da medida de inibição de interrupção, a caracterização do número de interrupções por facto imputável ao cliente e que foram efetuadas em 2019, permite ter uma aproximação grosseira ao número de situações que não se concretizaram no período de confinamento por força da pandemia.

Cabe mencionar que, em termos médios, cerca de 70% das interrupções originam restabelecimento e que uma parte substancial das interrupções objeto de reposição são motivadas por falta de pagamento dos valores faturados aos clientes.

#### Número de interrupções e restabelecimentos em 2019



Fonte: EDP Distribuição; elaboração ERSE

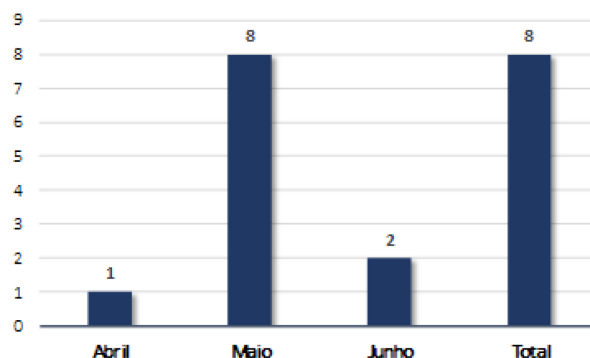
Relativamente ao 1º trimestre de 2020, foram reportados um número total de interrupções de cerca de 94 mil, que corresponde a menos 20,6% que o registado em igual período de 2019. Se for considerado o diferencial entre o número de interrupções e o número de reposições, pode ter-se uma aproximação ao número de interrupções que se concretizam em qualquer circunstância, incluindo em contingências como a pandemia de COVID-19. Nesse contexto, considerando essas interrupções e a existência de um período de cerca de 12 dias do primeiro trimestre de 2020 como estando já a refletir impactes da pandemia, a redução homóloga corrigida no 1º trimestre será de cerca de 12,9%. O diferencial entre as duas taxas de redução (cerca de

7,7%) pode diretamente atribuir-se, assim, a impactes da situação de contingência de COVID-19 e da medida aprovada pela ERSE, num volume de cerca de 9,2 mil interrupções não efetuadas no 1º trimestre do ano.

No período que abrange a vigência das medidas excecionais (abril a junho), um total de 8 comercializadores solicitaram que se lhes fosse aplicada a medida de fracionamento de faturação. O mês de maio foi aquele em que mais se recorreu à aplicação desta medida (com os mesmos 8 comercializadores a solicitarem o fracionamento da faturação do acesso às redes).

A figura seguinte explicita essa repartição temporal, sendo que os valores ao longo dos meses não são aditivos, pois alguns comercializadores efetuam pedidos de fracionamento em meses distintos, mas com referência a um conjunto de pontos de entrega diferente.

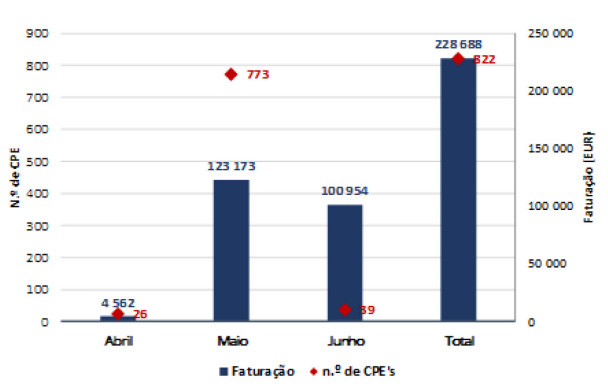
#### Número de comercializadores que solicitaram fracionamento de faturação



Fonte: EDP Distribuição; elaboração ERSE

Considerando o número de pontos de entrega (CPE) envolvidos na solicitação de fracionamento da faturação do acesso às redes, entre abril e maio registou-se um total de 822 CPE em que o comercializador requereu a faturação fracionada.

Número de CPE em solicitação de fracionamento e  
respetivo valor de faturação



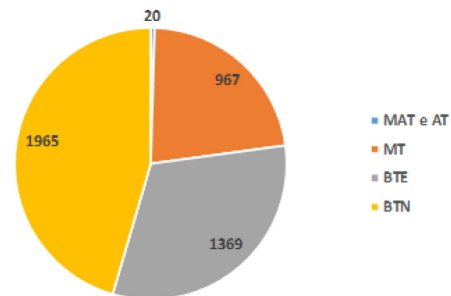
Fonte: EDP Distribuição; elaboração ERSE

Lembra-se que, apenas os pontos de entrega para os quais o comercializador aplica planos de pagamento faseado ao seu cliente são elegíveis para faturação fracionada pelo operador da rede de distribuição ao comercializador. O volume estimado de faturação em regime de fracionamento requerido foi cerca de 229 mil euros.

Num outro plano de medidas excecionais, os comercializadores podem solicitar a redução dos valores de potência contratada para os clientes, cuja atividade económica se tenha reduzido. Como valor limite, a potência contratada pode, no caso da BTN, ser reduzida para o escalão de 2,3 kVA. Até final de junho, tinham sido apresentados 4 321 pedidos de redução de potência contratada, 1 965 dos quais por clientes em BTN.

A figura seguinte explicita a repartição dessas solicitações, sendo de destacar que tal se verificou para 2 instalações ligadas à rede em MAT e outras 18 instalações consumidoras em AT. De notar o número de solicitações em BTE, que ascendeu a 1 369, sendo este o segmento de clientes em que se observaram as quebras mais acentuadas no consumo acumulado no 1º semestre de 2020, quando comparado com o homólogo de 2019.

Número de pedidos de redução de potência por nível de  
tensão

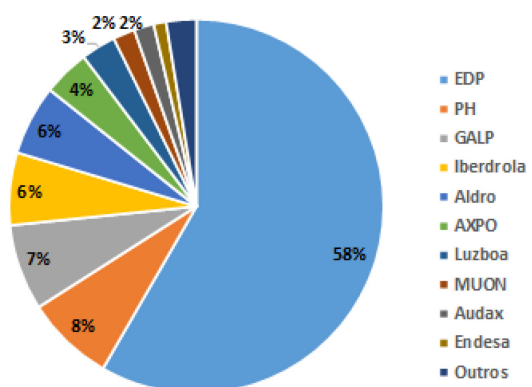


Fonte: EDP Distribuição; elaboração ERSE

Refira-se que a perda de receita estimada (na faturação de acesso) com a redução de potência, para o conjunto dos 4 321 pedidos, ascende a cerca de 701 mil euros, sendo que 62 mil euros respeitam a clientes em BTN e 639 mil euros aos demais segmentos.

Do número total de pedidos de redução de potência contratada para clientes em BTN, o comercializador EDP Comercial representa a parcela mais significativa, com cerca de 58% do total. Os demais pedidos de redução de potência contratada em BTN estão distribuídos de forma relativamente homogénea, tendo um total de 17 comercializadores diferentes veiculado pedidos para os seus clientes em BTN (v. figura seguinte).

N.º de pedidos de redução de potência em BTN, por  
comercializador



Fonte: EDP Distribuição; elaboração ERSE

A análise da distribuição dos pedidos de redução de potência por escalão de origem e destino é apresentada na tabela seguinte, sendo que o dado mais expressivo é o facto de mais de 87% dos pedidos ter como escalão de potência contratada de destino na redução solicitada o escalão de 2,3 kVA, o menor dos valores admissíveis no quadro das regras excepcionais aprovadas pela ERSE. Ainda assim, 218 pedidos de redução de potência contratada dizem respeito ao escalão de 3,45 kVA como destino. O escalão de potência contratada com maior “erosão” relativa é o de 6,9 kVA, com quase 23% dos pedidos a significarem redução da potência contratada a partir deste patamar.

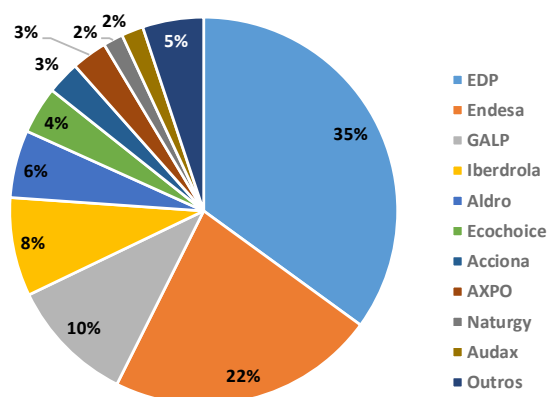
#### Pedidos de redução de potência contratada em BTN

		Potência contratada solicitada									TOTAL	
		2,3	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	17,25	20,7	27,6		
Potência contratada anterior	3,45	112	0	0	0	0	0	0	0	0	112	5
	4,6	52	3	0	0	0	0	0	0	0	55	2
	5,75	26	12	0	0	0	0	0	0	0	38	1
	6,9	320	126	0	2	0	0	0	0	0	448	2
	10,35	253	8	0	0	0	0	0	0	0	261	1
	13,8	181	17	1	0	0	0	0	0	0	199	1
	17,25	245	16	0	0	0	0	0	0	0	261	1
	20,7	192	20	0	0	8	6	1	0	0	227	1
	27,6	82	8	0	0	2	1	0	0	0	93	4
	34,5	93	4	0	0	1	0	0	0	0	98	5
41,4	190	4	0	0	0	5	0	2	2	173	8	
<b>TOTAL</b>	<b>1716</b>	<b>218</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>1965</b>		
	87,3%	11,1%	0,1%	0,1%	0,6%	0,6%	0,1%	0,1%	0,1%			

Fonte: EDP Distribuição

Já no que respeita à repartição de pedidos de redução de potência em MAT, AT, MT e BTE, essa informação é explicitada na figura seguinte, cabendo novamente ao comercializador EDP Comercial o maior valor de pedidos, se bem que com uma menor percentagem do total (35%), seguindo-se-lhe a Endesa (com 22% dos pedidos) e a GALP (com 10% das solicitações de redução de potência).

#### N.º de pedidos de redução de potência em MAT, AT, MT e BTE, por comercializador



Fonte: EDP Distribuição; elaboração ERSE

Para os mais de 2 300 pedidos de redução de potência em MAT, AT, MT e BTE, estiveram envolvidos 22 comercializadores ou grupos económicos de comercializadores, o que significa uma abrangência um pouco maior do que a que se observou para o segmento de BTN.

Como balanço das medidas excepcionais aprovadas pela ERSE, parece poder concluir-se que a medida de redução de potência contratada teve maior abrangência que a de fracionamento da faturação do acesso às redes, quer em número de situações – 822 pontos de entrega para a faturação fracionada e 4 321 situações de redução de potência –, quer em valor económico subjacente – 228 mil euros, para o fracionamento de faturação e cerca de 701 mil euros para a redução de potência contratada.

Podem existir algumas explicações para esta situação. Alguns comercializadores têm referido dificuldade em formalizar planos de pagamento com os seus clientes, o que, sendo condição para o fracionamento da faturação de acesso, restringe o recurso à mesma. Também a circunstância da medida de redução de potência contratada poder estar ajustada a uma redução de consumos e, como tal, ser fácil de implementar quer junto dos clientes, quer junto do operador de rede.



## GÁS NATURAL

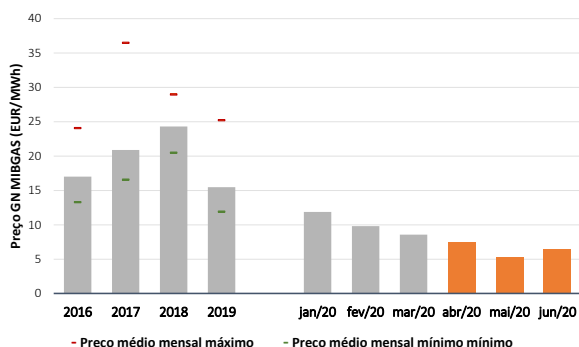
### Evolução do preço e do consumo de gás natural

#### Preço do mercado grossista

O preço do gás natural em mercado grossista constitui um elemento importante de aferição dos impactes da crise pandémica, de forma conjugada com a evolução da procura respetiva.

O gráfico abaixo explicita a evolução do preço médio de mercado grossista de gás natural, com maior representatividade para Portugal, tomando como referência o preço médio (anual ou mensal) para o ponto virtual de entrega de Espanha no MIBGAS.

**Preço médio de mercado grossista de gás natural**



Fonte: MIBGAS; elaboração ERSE

A análise da evolução do preço permite constatar um preço médio entre abril e junho de 2020 (período integralmente exposto aos impactes da pandemia) abaixo do registado nos períodos precedentes, ainda que, em junho, se tenha registado uma recuperação do preço, que, todavia, se mantém abaixo do valor de março ou mesmo abril de 2020. O preço médio entre abril e junho (cerca de 6,41 EUR/MWh) é inferior em aproximadamente 36% se comparado com os três primeiros meses do ano. A quebra relativamente a 2019 (totalidade do ano) excede os 59%.

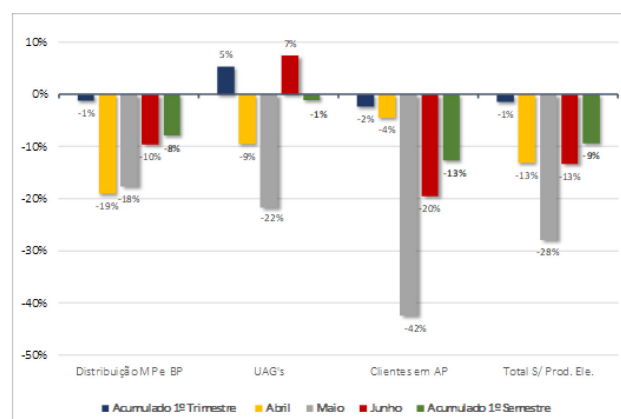
Na atividade dos comercializadores, as quebras registadas nos preços médios refletem-se

positivamente na compra diretamente exposta a mercado *spot*, mas a uma perda nas posições contratualizadas em mercado a prazo (eminentemente em negociação *Over-the-counter* (OTC)) de valor unitário correspondente à diferença entre os preços de compra (a prazo) e de venda ou liquidação (com referencial de mercado *spot*).

### Consumo global

Parte importante dos impactes da pandemia refletiu-se na evolução dos consumos, tanto a nível agregado, como por nível de pressão e/ou segmento de clientes. Na figura seguinte é explicitada a evolução dos consumos de gás natural em Portugal continental, tomando como referência os valores registados pela REN Gasodutos, enquanto gestor técnico global do SNGN e efetuando-se a aferição da variação desse mesmo consumo face ao período homólogo correspondente. Para mais correta explicitação de impactes, não se incluem os valores relativos a consumos para a produção de energia elétrica, que apresentam grande variabilidade, fruto de condições próprias do sistema electroprodutor e que em nada se relacionam com a crise pandémica.

**Variação homóloga do consumo de gás natural no SNGN (sem centros electroprodutores)**



Fonte: REN Gasodutos; elaboração ERSE

Pelos dados da evolução dos consumos reportados pela REN Gasodutos, é possível verificar a existência de uma redução global de consumo no período da pandemia, que conduz a que, para o 1º semestre do

ano, se registre uma quebra de consumos (sem consumos dos centros electroprodutores<sup>4</sup>) que ascende a 9%, face ao 1º semestre de 2019.

Nos meses de abril, maio e junho, é possível verificar quebras globais de consumos de, respetivamente, 13%, 28% e 13%. À semelhança do verificado no setor elétrico, o perfil de evolução temporal das variações homólogas de consumo de gás natural sugere que a maior incidência de impactes da pandemia nos consumos se verificou em maio (-28% de consumo face a maio de 2019), sendo que os meses de abril e de junho apresentam variações homólogas semelhantes. Com estes valores, é possível observar que as quebras globais de consumo de gás natural são mais expressivas que na eletricidade e a retoma de consumos mais lenta.

Numa análise estratificada por nível de pressão ou segmento de clientes, é possível observar, pelos valores de variação homóloga dos consumos, que os clientes industriais de maior dimensão (clientes na rede em AP – Alta Pressão) são justamente aquele que observam os maiores impactes em consumo, com uma variação acumulada homóloga para o primeiro semestre de 2020 que explicita uma quebra de 13% nos consumos de gás natural. Neste segmento, a maior quebra registou-se em maio, sendo que a quebra de consumos no mês de abril é bastante ligeira, sobretudo quando comparada com os restantes segmentos.

Nos consumos agregados dos clientes residenciais e empresariais de menor dimensão e dos clientes industriais de pequena e média dimensão, tomados por agregado no segmento da distribuição em BP – Baixa Pressão e MP – Média Pressão, regista-se uma quebra de consumos no 1º semestre de 2020 que, em termos homólogos, atinge cerca de 8%. Este segmento explicita uma evolução temporal das variações de consumo que, por sua vez, sugere que se tratou do segmento que mais rapidamente

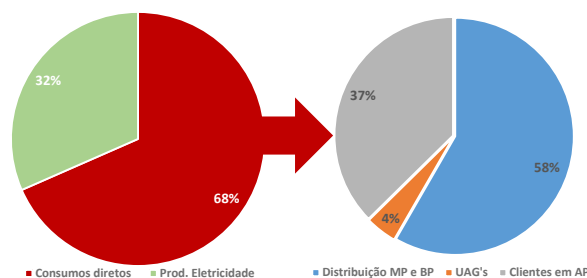
repercutiu os impactes da pandemia - em abril registou-se uma quebra de consumos de 19%, que se foi suavizando nos meses seguintes.

### Consumo por segmento de cliente e por comercializador

O setor do gás natural tem a especificidade de assegurar consumos para produção de eletricidade, que em acréscimo ao seu caráter mais indireto de consumo final, têm uma variabilidade no tempo que se explica pelas condições do setor elétrico. Neste sentido, o consumo por segmento é, em primeira instância, repartido entre consumos diretos de clientes finais de gás natural e consumos para geração elétrica, sendo os primeiros repartidos por segmentos de destino a partir da rede nacional de transporte de gás natural: consumos na distribuição, nas próprias redes de alta pressão e nas unidades autónomas de Gás Natural Liquefeito (UAG).

Os consumos diretos representam cerca de 68% do consumo total no SNGN, sendo que, na sua composição, 58% tem como destino as redes de distribuição, 37% os clientes ligados à rede de AP e cerca de 4% para clientes em UAG.

#### Composição do consumo de gás natural por segmento de cliente



Fonte: REN Gasodutos, ADENE (OLMC); elaboração ERSE

O segmento de clientes com maior redução homóloga dos consumos – clientes em AP, com uma quebra estimada de 13% de consumos acumulados

5%, fortemente influenciada pela maior utilização de centrais de ciclo combinado a gás natural no primeiro trimestre de 2020, com um acréscimo de 90% face ao mesmo período de 2019.

<sup>4</sup> Com a consideração dos consumos dos centros electroprodutores, a variação homóloga do consumo de gás natural no SNGN, no primeiro semestre de 2020, apresenta uma redução de 5%. Os consumos de gás natural para a produção de eletricidade apresentam uma variação homóloga no final do primeiro semestre de 2020 de um acréscimo de



no 1º semestre de 2020 face a igual período de 2019 – representa cerca de 37% dos consumos diretos. Por sua vez, os consumos reportados ao segmento de clientes nas redes de distribuição podem ser decompostos<sup>5</sup> em grandes consumidores (por ex. os que consomem mais de 1 milhão de m<sup>3</sup> de gás natural nas redes de média pressão), industriais (consumos anuais entre 10 mil m<sup>3</sup> de gás natural e 1 milhão de m<sup>3</sup>), pequenos negócios (consumos anuais entre 500 m<sup>3</sup> e 10 mil m<sup>3</sup> de gás natural) e residenciais (com consumos anuais tipicamente abaixo de 500 m<sup>3</sup> de gás natural).

De acordo com os dados recolhidos a partir da informação de reporte no âmbito da mudança de comercializador, as variações estimadas de consumo para cada um destes subsegmentos situam-se em: -9% para grandes consumidores na distribuição; -4% para clientes industriais; -9% para pequenos negócios; e -7% para clientes residenciais.

Dependendo do perfil de atuação em mercado, a exposição de cada comercializador a cada um dos segmentos é distinta entre si e da própria estrutura média do mercado.

## **Recurso a medidas excecionais adotadas na regulamentação da ERSE**

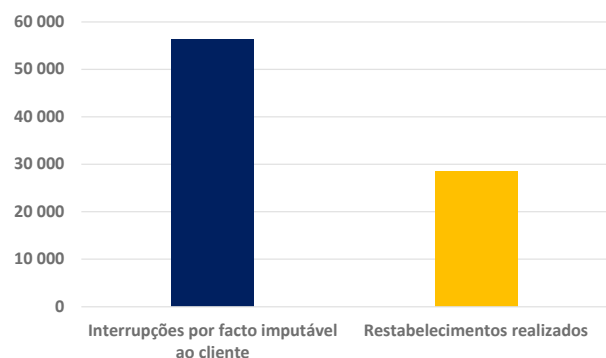
Como referido, a ERSE adotou regulamentação com medidas que estabeleceram: a impossibilidade de interrupção de fornecimento por falta de pagamento da fatura pelo cliente; a possibilidade de fracionamento da faturação (pelo comercializador ao cliente); a possibilidade de fracionamento da faturação de acessos pelo operador de rede ao comercializador; e a possibilidade de redução dos termos fixos de faturação.

A avaliação dos resultados das duas primeiras medidas depende de informação por parte dos comercializadores, que ainda não está integralmente disponível. Ainda assim, no que concerne a uma

estimativa do impacto da medida que constitui a inibição de interrupção, a caracterização do número de interrupções por facto imputável ao cliente e que foram efetuadas em 2019, permite ter uma aproximação grosseira ao número de situações que não se concretizaram na vigência do período de confinamento por força da pandemia de COVID-19.

Em termos médios, no setor do gás natural cerca de 50% das interrupções são restabelecidas e uma parte muito substancial das interrupções objeto de reposição são motivadas por falta de pagamento dos valores faturados aos clientes.

**Número de interrupções e restabelecimentos em 2019**



Fonte: GGND, REN Portgás; elaboração ERSE

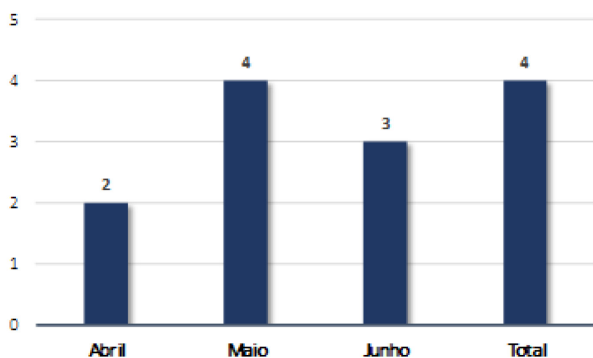
Não houve ainda reporte de informação relativo ao 1º trimestre de 2020, pelo que se não podem efetuar as mesmas considerações que se formularam para o setor elétrico. Caso a evolução no setor do gás natural tenha sido semelhante à do setor elétrico, poder-se-ia estimar um número de interrupções não concretizadas por força da pandemia e medida aprovada pela ERSE, ainda no 1º trimestre de 2020, da ordem das mil interrupções.

No caso do setor do gás natural, a informação existente permite caracterizar a medida de recurso a faturação fracionada, não existindo ainda informação com carácter estável e abrangente para caracterizar o acesso à medida de redução do termo fixo de faturação.

<sup>5</sup> Grandes consumidores na distribuição com 41% dos consumos diretos; clientes industriais com 11%; pequenos negócios com cerca de 4% e os residenciais com aproximadamente 7% dos consumos diretos.

No período de vigência das medidas excecionais (abril a junho), um total de 4 comercializadores solicitaram que se lhes fosse aplicada a medida de fracionamento de faturação, sendo que o mês de maio foi aquele em que mais se recorreu à aplicação desta medida (com os mesmos 4 comercializadores a solicitarem o fracionamento da faturação do acesso às redes), o que traduz um perfil semelhante ao que se observou para o setor elétrico. A figura seguinte explicita essa repartição temporal, sendo que os valores ao longo dos meses não são aditivos, pelas razões já expostas para o setor elétrico.

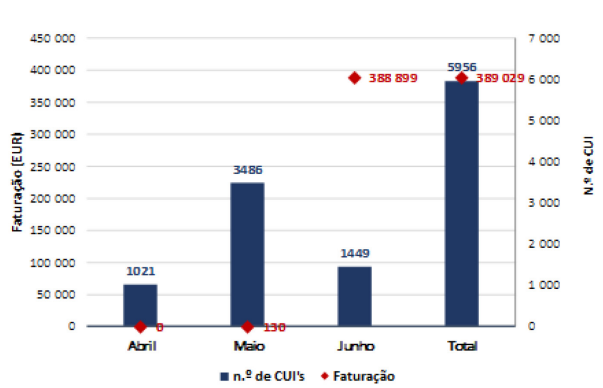
#### Número de comercializadores que solicitaram fracionamento de faturação



Fonte: GGND, Sonorgás, REN Portgás; elaboração ERSE

Considerando o número de pontos de entrega (CUI) envolvidos na solicitação de fracionamento da faturação do acesso às redes, entre abril e maio registou-se um total de 5 956 CUI para os quais se requereu a faturação fracionada pelo comercializador. Importa lembrar que apenas os pontos de entrega para os quais o comercializador aplica planos de pagamento faseado ao cliente são elegíveis para faturação fracionada pelo operador de rede ao comercializador. O volume estimado de faturação em regime de fracionamento requerido ascendeu a cerca de 389 mil euros.

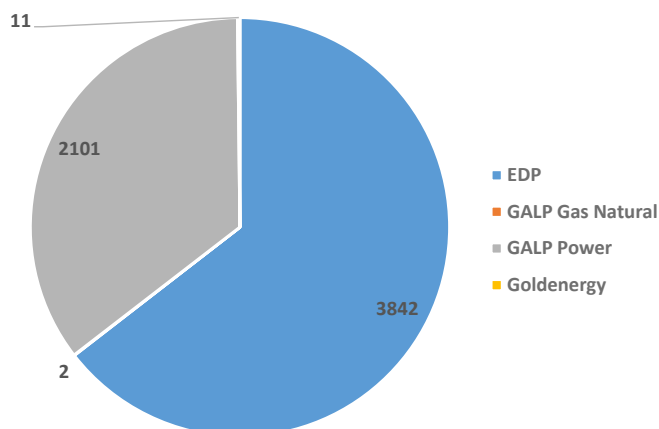
#### Número de CUI em solicitação de fracionamento e respetivo valor de faturação



Fonte: GGND, Sonorgás, REN Portgás; elaboração ERSE

Analisando-se a distribuição do número de CUI por comercializador, é possível constatar que a EDP concentra uma parte significativa dos pontos de entrega para os quais se solicitou a faturação fracionada do acesso às redes, com cerca de 64% do número de CUI (3 842 CUI no total para este comercializador).

#### Repartição do n.º de CPE em fracionamento por comercializador



Fonte: GGND, Sonorgás, REN Portgás; elaboração ERSE

**ANEXO**

**Principais medidas excepcionais adotadas pela ERSE**

Identificação da medida	Destinatários	Significado da medida
[Med.01] Alargamento do prazo de interrupção	Clientes em Baixa Tensão Normal e baixa pressão com consumo anual igual ou inferior a 10 000 m <sup>3</sup> (n)	O fornecimento de energia elétrica e de gás natural passa apenas a poder ser interrompido, nos casos de facto imputável ao cliente, volvidos 30 dias adicionais face ao termo regulamentarmente previsto
[Med.02] Pagamento fracionado	Clientes em Baixa Tensão Normal e baixa pressão com consumo anual igual ou inferior a 10 000 m <sup>3</sup> (n)	Possibilidade de faseamento do pagamento entre 6 e 12 meses, sem cobrança de juros de mora
[Med.03] Faturação dos termos de potência, de capacidade, fixo e de energia	Clientes empresariais de eletricidade e de gás natural	Os clientes do fornecimento de energia elétrica e do fornecimento de gás natural que se encontrem em situação de crise empresarial (de acordo com Decreto-Lei n.º 10-G/2020, de 26 de março), podem solicitar alteração dos encargos de potência ou capacidade, do termo fixo e de energia a serem faturados
[Med.04] Moratória de pagamentos de valores devidos e fracionamento de valores de faturação pelos operadores de redes aos comercializadores	Comercializadores	Os montantes em dívida, calculados como o diferencial entre os montantes recebidos pelos comercializadores dos clientes e os cobrados pelos ORD e pelos operadores da GGS e de GTG, durante o respetivo período de exceção, são temporariamente suportados por estes últimos, sem juros de mora e com possibilidade de pagamento faseado em 9 prestações mensais, iguais e sucessivas, com exceção da última, que pode incluir o acerto final de valores em dívida
[Med.05] Moratória de pagamento dos valores devidos pelo operador de rede de distribuição ao operador de rede de transporte	ORD	Estabelecimento de moratória de pagamento dos valores devidos pelo operador de rede de distribuição ao operador de rede de transporte, por um período de até 120 dias, na proporção dos montantes suportados pelo operador de rede a título de fracionamento de pagamentos pelos comercializadores no total de valores a estes faturados, sem aplicação de juros de mora.
[Med.06] Moratória adicional dos encargos de acesso às redes	Comercializadores	Os comercializadores com quota de mercado que não exceda 5% do volume de energia comercializado no respetivo mercado (a 31 de dezembro de 2019), que observem uma diminuição do valor que lhes é faturado de acesso às redes igual ou superior a 40% do valor médio registado nos últimos 12 meses anteriores à data de 1 de março de 2020, podem requerer ao operador de rede uma moratória adicional do pagamento dos respetivos encargos, por um período máximo de 60 dias, contados da data de verificação das condições para a sua solicitação, à qual não são acrescidos juros de mora.
[Med.07] Moratória adicional de pagamento dos valores devidos pelo operador de rede de distribuição ao operador de rede de transporte	ORD	Estabelecimento de moratória de pagamento dos valores devidos pelo operador de rede de distribuição ao operador de rede de transporte, por um período de até 60 dias, na proporção dos montantes suportados pelo operador de rede a título de moratória de pagamentos pelos comercializadores no total de valores a estes faturados, sem aplicação de juros de mora.

Identificação da medida	Destinatários	Significado da medida
[Med.08] Consolidação de desvios de comercialização no SEN	Comercializadores	<p>Para efeitos da sua valorização global, os desvios de comercialização consideram-se agregados em perímetro único para todos os comercializadores, sendo o valor de desvio de cada comercializador individualmente considerado apurado pelo produto da valorização do desvio global com a proporção do desvio individual respetivo no desvio global de comercialização no SEN, de acordo com o regime com a designação de “Unidade de Desvio de Comercialização”, com exceção das normas que se aplicam à elegibilidade para participação dessa unidade.</p> <p>É ainda permitida a consolidação de desvios, para um mesmo agente de mercado, entre as unidades de programação de desvios para abastecimento das carteiras de comercialização e as unidades de programação de produção em regime de mercado, com exclusão de unidades de liquidação que correspondam a Áreas de Balanço.</p>
[Med.09] Consolidação de desequilíbrios de comercialização no SNGN	Comercializadores	<p>Aos agentes de mercado que registem um desequilíbrio individual aplica-se o preço marginal de venda ou o preço marginal de compra definido no MPGTG, considerando, para o efeito, o preço médio ponderado verificado em Espanha, ao qual não é adicionada ou descontada qualquer valorização associada a tarifas de utilização de capacidade de interligação.</p>