edp
WE
LOVE
ENERGY

03 DESEMPENHO

ANÁLISE FINANCEIRA DO GRUPO 57

PERFORMANCE DA ACÇÃO 60

MERCADOS E REGULAÇÃO DO ANO 65

ANÁLISE POR ÁREA DE NEGÓCIO

Produção e Comercialização na Península Ibérica 77
Redes Reguladas na Península Ibérica 80
EDP Renováveis 82
EDP Brasil 84

GESTÃO DO RISCO DO ANO 87

03 DESEMPENHO

3.1. ANÁLISE FINANCEIRA DO GRUPO

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

MILHÕES DE EUROS	2018	2017	Δ %	Δ ABS.
Margem Bruta	5.099	5.391	-5%	-292
Custos Operacionais	1.609	1.671	-4%	-63
Outros proveitos/(custos)	-174	270	-	-444
EBITDA	3.317	3.990	-17%	-673
EBIT	1.584	2.318	-32%	-734
Resultado Líquido do Período	876	1.441	-39%	-565
Accionistas da EDP	**519**	**1.113**	**-53%**	**-594**
Interesses não controláveis	357	328	9%	29

EBITDA
€3.317M
-17% VS. 2017

O **EBITDA** atingiu €3.317 milhões em 2018 (-17% face a 2017). No entanto, se desconsiderado (i) o impacto líquido da venda das centrais mini-hídricas no Brasil (+€82 milhões); (ii) o impacto negativo em 2018 de €18 milhões da revisão do ajuste final do CMEC reconhecido em 2017; e (iii) custos de reestruturação de €34 milhões; e se ajustado em 2017 dos efeitos (i) da contribuição das redes de gás na Península Ibérica, alienadas no 2S17 (€140 milhões); (ii) do impacto líquido da venda do negócio de distribuição de gás em Portugal e Espanha (+€574 milhões); (iii) das provisões regulatórias relacionadas com o *clawback* em Portugal (-€35 milhões) e em Espanha com o reconhecimento do efeito da *lesividad* (-€42 milhões); e (iv) dos custos de reestruturação de recursos humanos (-€30 milhões); o EBITDA em 2018 teria caído 3% face a 2017 (-€96 milhões), totalizando €3.287 milhões.

- Na **Península Ibérica**, os resultados da distribuição foram impactados pela desconsolidação da actividade de distribuição de gás na Península Ibérica e pela revisão regulatória na distribuição de electricidade em Portugal. Na produção e comercialização, registou-se um aumento de 37% no EBITDA de 2018 face a 2017, devido à hidraulicidade mais elevada e maiores preços médios de venda;
- Na **EDP Renováveis**, redução de 5% do EBITDA em termos homólogos, devido à depreciação do USD e BRL contra o EUR, fraca eolicidade, diminuição do preço médio de venda e expiração de alguns PTCs de 10 anos, o que foi parcialmente mitigado pelo aumento da capacidade instalada e ganho com o primeiro *sell-down*;
- Na **EDP Brasil**, aumento de 6% no EBITDA em termos homólogos, apesar do efeito cambial adverso, suportado por um melhor desempenho operacional na distribuição e por uma adequada estratégia de coberturas e gestão dos volumes contratados/descontratados;
- Os **custos operacionais** reduziram €63 milhões, para €1.609 milhões em 2018, suportado por uma disciplina superior no controlo de custos;
- Os **outros proveitos/(custos) operacionais líquidos** alteraram-se em €444 milhões, para um custo líquido de €174 milhões, devido maioritariamente ao ganho com a venda da Naturgas em 2017.

EBIT
€1.584M
-32% VS. 2017

- O **EBIT** diminuiu 32% em termos homólogos, para €1.584 milhões em 2018, traduzindo sobretudo a evolução do EBITDA, e a provisão de €285 milhões decorrente da notificação da DGEG sobre uma Ordem do Secretário de Estado da Energia de 29-Ago relativamente ao impacto financeiro de uma alegada sobrecompensação dos CMECs.

RESULTADO LÍQUIDO (ATRIBUÍVEL AOS ACCIONISTAS DA EDP)
€519M
-53% VS. 2017

- Os **custos/(proveitos) financeiros líquidos e resultados de equivalências patrimoniais em *joint-ventures* e associadas** ascenderam a -€543 milhões em 2018, uma melhoria de €254 milhões face a 2017, resultante de uma queda em termos homólogos de 30 pp no custo médio da dívida (para 3,8% em 2018) e da queda da dívida líquida média.
- Os **impostos sobre os lucros** aumentaram em €89 milhões face ao período homólogo, atingindo €100 milhões em 2018.
- Os **interesses não controláveis** ascenderam a €357 milhões em 2018, um aumento de 9% face ao período homólogo, reflexo do impacto de maiores interesses não-controláveis no crescimento do resultado líquido da EDP Brasil.
- O **resultado líquido atribuível a accionistas da EDP** atingiu €519 milhões em 2018 (vs. €1.113 milhões em 2017).

INVESTIMENTO OPERACIONAL

INVESTIMENTO OPERACIONAL
€2.031M
+18% VS. 2017

MANUTENÇÃO
€637M
-10% VS. 2017

EXPANSÃO
€1.394M
+37% VS. 2017

- O investimento operacional ascendeu a €2.031 milhões em 2018, o que representa uma subida de 18% vs. 2017;
- Os projectos de expansão absorveram 69% do total de investimento operacional, utilizado nomeadamente em nova capacidade renovável e linhas de transmissão no Brasil;
- O investimento em capacidade eólica e solar atingiu €1.275 milhões em 2018, dos quais 59% foram aplicados na América do Norte, 27% na Europa e 13% no Brasil;
- O investimento dedicado à transmissão no Brasil aumentou, com €73 milhões investidos em 2018, com a antecipação da execução do plano de investimentos para o desenvolvimento das 5 linhas de transmissão até 2022;
- O investimento operacional de manutenção atingiu €637 milhões em 2018, maioritariamente dedicado às redes reguladas no Brasil e na Península Ibérica (67% do total). A redução em 2018 deve-se essencialmente à desconsolidação dos activos de distribuição de gás na Península Ibérica (€24 milhões em 2017) e à desvalorização do BRL vs EUR.

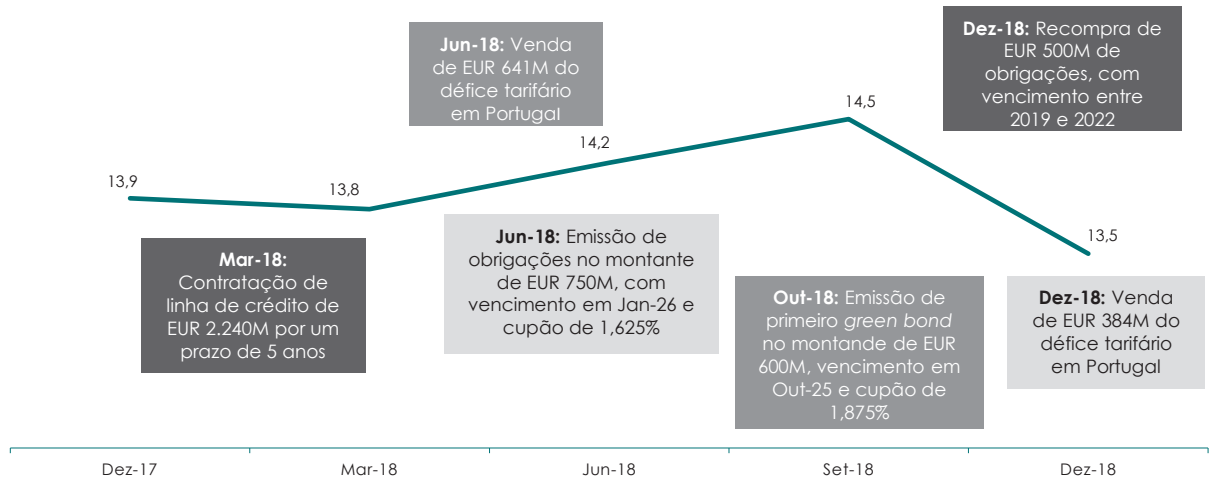
DÍVIDA LÍQUIDA

DÍVIDA LÍQUIDA
€13.480M
-3% VS. 2017

A dívida líquida situou-se em €13,5 mil milhões em Dez-18, o que representa uma redução de €0,4 mil milhões face a Dez-17. Esta diminuição deveu-se ao contributo da actividade operacional e à securitização da dívida tarifária (permitiu reduzir os activos regulatórios em €0,6 mil milhões). A contribuir no sentido oposto está o pagamento do dividendo anual aos accionistas da EDP, totalizando €0,7 mil milhões, e a actividade líquida de expansão no montante de €0,4 mil milhões.

O gráfico abaixo retrata a evolução da dívida líquida durante 2018 e destaca as mais importantes operações de financiamento do período.

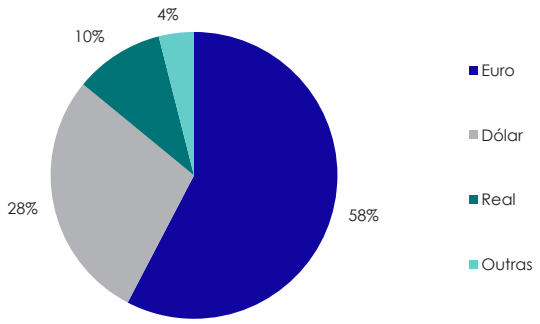
DÍVIDA LÍQUIDA (€M)



PRINCIPAIS DESTAQUES A DEZEMBRO DE 2018:

- Dívida bruta com maturidade média de 4,8 anos;
- Política de centralização de dívida financeira ao nível da EDP S.A. e EDP Finance BV (aproximadamente 85% da dívida bruta), estando a remanescente dividida sobretudo pela EDP Brasil e EDP Renováveis;
- Durante o ano de 2018, o custo financeiro médio da dívida situou-se nos 3,8% (vs. 4,1% no ano anterior), encontrando-se cerca de 56% da dívida bruta a taxa fixa.

DÍVIDA BRUTA POR MOEDA (1)



(1) Inclui as coberturas de "net investment"

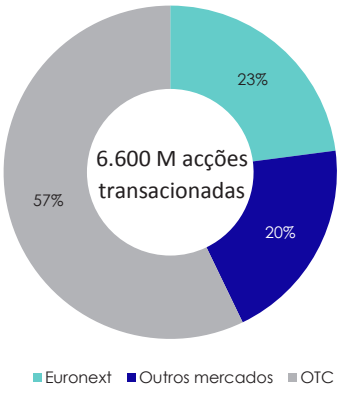
No que respeita ao *rating* da dívida da EDP não houve alterações de rating ao longo de 2018.

	LONGO PRAZO		CURTO PRAZO		OUTLOOK	DATA
S&P	↑	BBB-	↑	A-3	Estável	08/08/2017
Moody's	→	Baa3	→	P3	Estável	03/04/2017
Fitch	→	BBB-	→	F3	Estável	14/12/2017

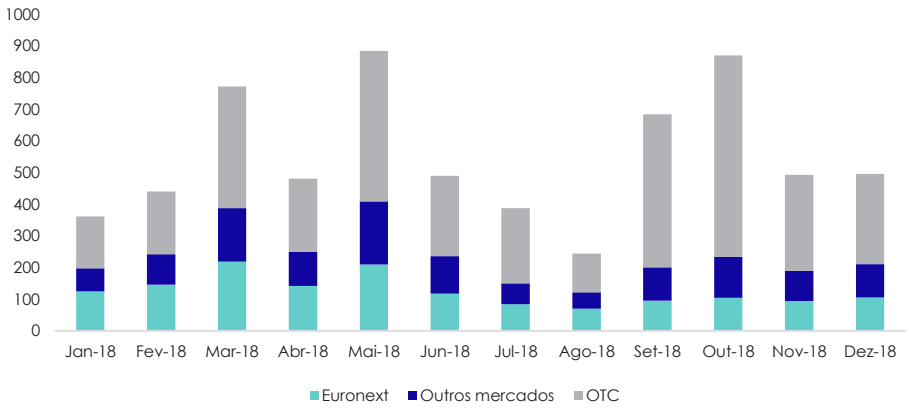
3.2. PERFORMANCE DA ACÇÃO

A EDP é uma sociedade emitente de acções que se encontram admitidas à negociação no mercado regulamentado da NYSE Euronext Lisbon. Em 2018, as acções da empresa foram transacionadas em 19 bolsas de valores (incluindo a Euronext, Turquoise e Chi-X Europa) e 8 mercados *Over-the-Counter* (incluindo BATS Chi-X Europa e BOAT).

DISTRIBUIÇÃO POR MERCADO EM 2018



VOLUME MENSAL E POR MERCADO EM 2018
(Milhões de acções)



Fonte: Bloomberg

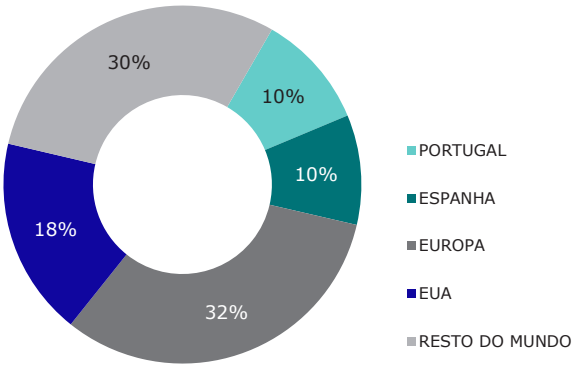
A ACÇÃO

O preço da acção EDP no final de 2018 foi de 3,049€, 5,7% acima do verificado no final de 2017 (2,885€). Com base no pagamento de dividendos realizado a 2 de Maio de 2018 (0,19€ por acção), que determinou um *dividend yield* de 6,6% (com base no preço de fecho de 2017), os accionistas da EDP obtiveram um retorno total em 2018 de 12,2%, assumindo o reinvestimento imediato dos dividendos recebidos em novas acções.

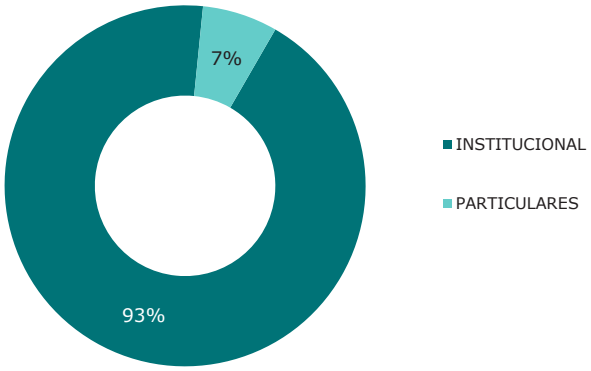
ESTRUTURA DE CAPITAL

A 31 de Dezembro de 2018, a maioria do capital accionista da EDP era detido por instituições estrangeiras.

REPARTIÇÃO GEOGRÁFICA DA ESTRUTURA ACCIONISTA



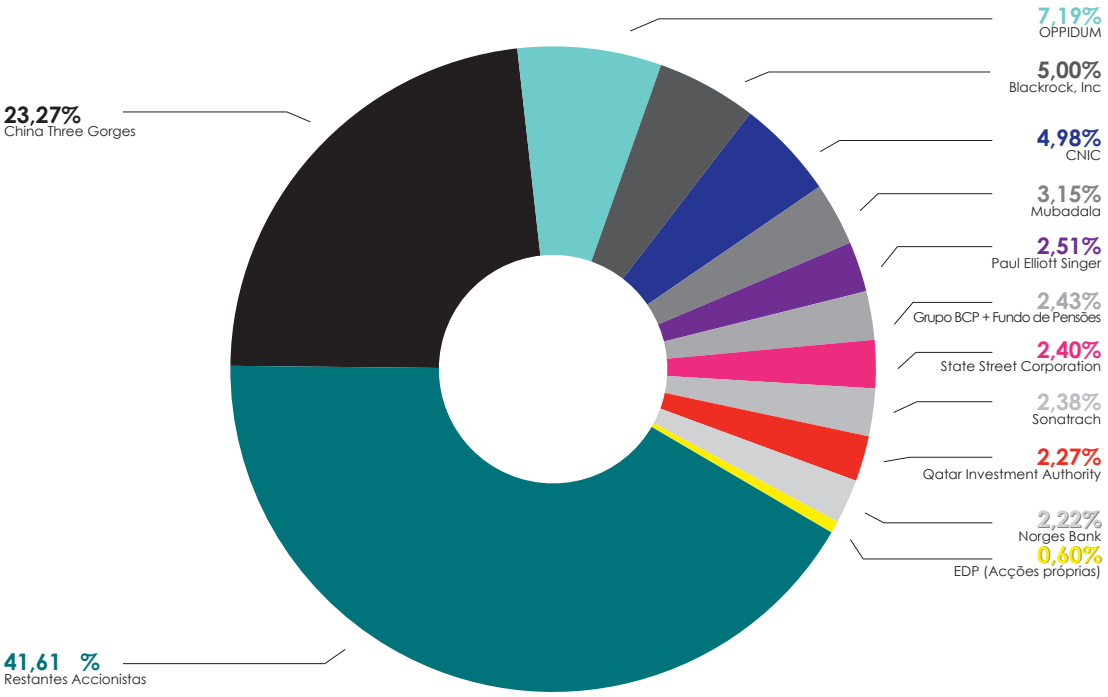
REPARTIÇÃO DA ESTRUTURA ACCIONISTA POR TIPO DE INVESTIDOR



Fonte: Interbolsa

Relativamente a alterações na estrutura accionista, de referir que o Capital Group deixou de ter participação qualificada no capital social e nos direitos de voto da EDP. Adicionalmente, a State Street Corporation e Paul Elliot Singer passaram a deter uma participação qualificada de 2,40% e 2,51%, respectivamente. A 6 de Fevereiro de 2019, a State Street Corporation comunicou uma diminuição na sua participação para 1,99%.

ESTRUTURA ACCIONISTA



VALOR ACCIONISTA

A EDP entende que uma relação transparente com os investidores e com o mercado envolve a definição de critérios claros e objectivos razoáveis quanto à política de distribuição de dividendos, conforme tem sido salientado pela crescente exigência por parte da comunidade de investidores face à instabilidade dos mercados de capitais que se tem feito sentir nos últimos anos.

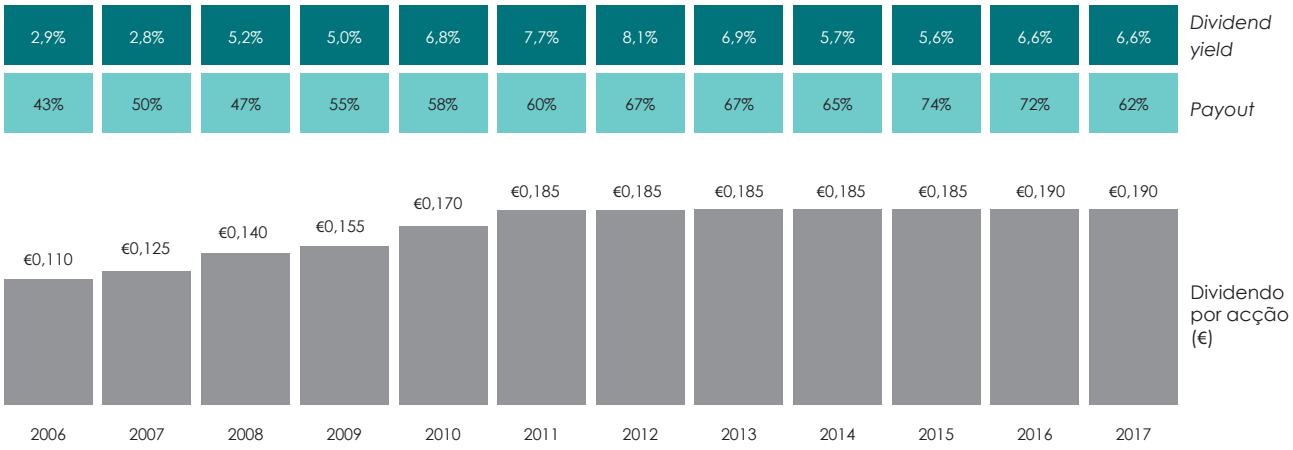
A criação de valor para o accionista é sustentada pela capacidade da empresa aumentar o seu resultado líquido e consequentemente dos seus dividendos, e o preço da acção, ou seja, é suportada na soma das decisões estratégicas que afectam a sustentabilidade das actividades do negócio do Grupo, assumindo uma importância estratégica, o perfil de baixo risco adoptado pela EDP.

DIVIDENDO

A EDP tem seguido anualmente uma política sustentada de distribuição de dividendos que procura conciliar, por um lado, a estrita observância das disposições legais e estatutárias relevantes, e, por outro lado, a partilha com todos os seus accionistas de uma parcela relevante do valor criado pelo Grupo em harmonia com as condições concretas da empresa e do mercado.

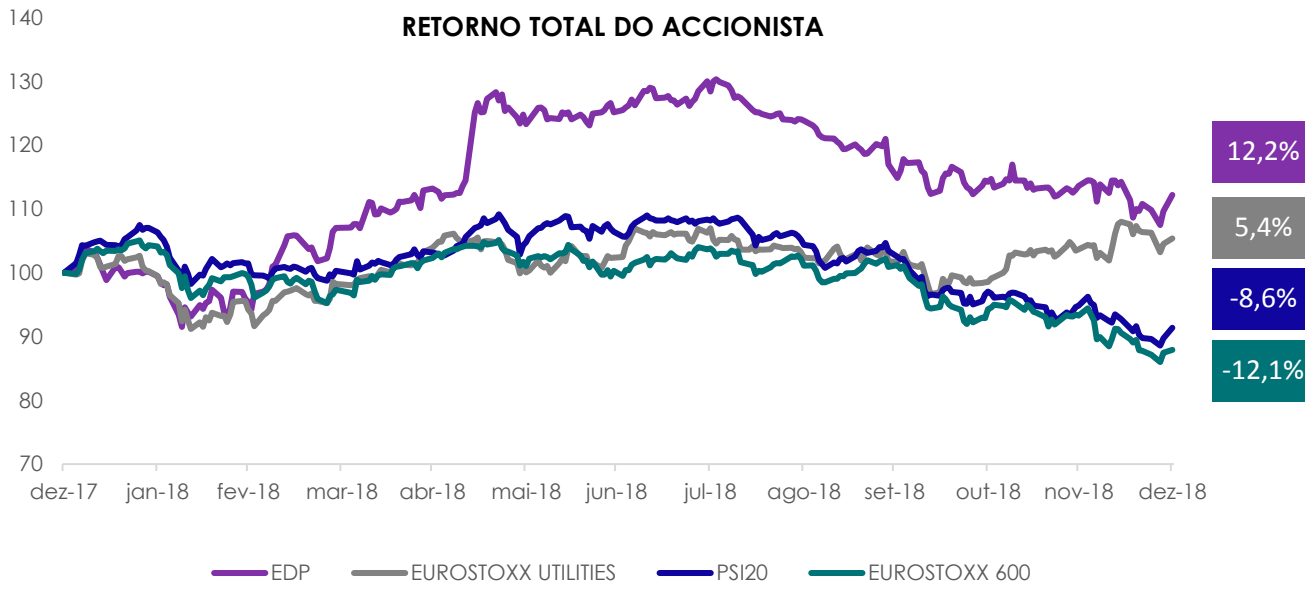
Neste sentido, no evento *Capital Markets Day*, realizado no dia 5 de Maio de 2016, foi comunicada ao mercado a actual política de dividendos, que consiste por um lado num valor mínimo de dividendo por acção de 0,19€ e um objectivo em termos *payout* entre 65% e 75% do resultado líquido.

Em relação ao exercício de 2017, o Conselho de Administração Executivo da EDP submeteu à aprovação da Assembleia Geral, realizada em 5 de Abril de 2018, uma proposta de aplicação do resultado líquido, do qual 694,7 milhões de euros se destinavam à distribuição aos accionistas sob a forma de dividendos. A proposta foi aprovada por maioria de votos (100%) na Assembleia Geral, tendo sido colocado a pagamento, em 2 de Maio de 2018, um dividendo bruto de 0,19€ por cada acção.



PERFORMANCE DA ACÇÃO VS. MERCADO

No ano de 2018 registou-se uma desvalorização no índice de referência da zona euro, o Eurostoxx 600, que apresentou uma rentabilidade de -12,1%, penalizado principalmente por uma desaceleração da economia europeia, com incerteza do Brexit e crescentes tensões comerciais entre Estados Unidos e China. O sector das *utilities* foi aquele com melhor performance do Eurostoxx 600, com uma rentabilidade anual de 5,4%, suportada pelo maior apetite dos investidores por sectores mais defensivos. Adicionalmente, a subida do preço das licenças de CO_2 e maior visibilidade dos objectivos de energia e clima a nível europeu para 2030 também promoveu a valorização do sector. Em Portugal, o índice PSI20 registou uma rentabilidade negativa de -8,6%, afectado pelos mesmos factores do índice europeu. A EDP registou uma valorização de 12,2%, claramente acima do PSI20 e das *utilities* Europeias.



LIQUIDEZ DA EDP NA EURONEXT	
Cotação média (€)	3,16
Volume de Negócios (M€)	4.739
Volume de Negócios Médio (M€)	18,66
Volume Transacionado (M acções)	1.514
Volume Médio Diário (M acções)	5,96

Fonte: Bloomberg

FACTORES QUE INFLUENCIARAM O PREÇO DA ACÇÃO EDP

A performance accionista da EDP em 2018 foi reflexo não só do ambiente regulatório, político e operacional, mas também foi bastante influenciado pelo anúncio da OPA por parte da CTG em 11 de Maio, a um preço de 3,26€ por acção. Ao nível operacional, houve uma melhoria de contexto, com reposição dos níveis de armazenamento hídrico e aumento do consumo eléctrico na Península Ibérica. Adicionalmente, a subida do preço do CO_2 na Europa beneficia as *utilities* com maior peso de geração com tecnologias de baixo carbono, como é o caso da EDP. A nível regulatório, destaca-se o impacto negativo de várias medidas em Portugal, em particular a provisão por alegadas sobrecompensações dos CMEC (285 milhões de euros) relativo a aspectos inovatórios.

FACTORES INTERNOS	Crescimento focado: renováveis e redes no Brasil	▲	• Em 2018, a EDP continuou a crescer nas energias renováveis com + 0.6 GW de capacidade eólica • Entrada na Grécia • Entrada em operação da primeira linha de transmissão no Brasil • A EDP Brasil adquiriu uma participação de 23,56% na CELESC (Centrais Eléctricas de Santa Catarina)
	Restruturação de portefólio de activos	▲	• Venda de mini-hídricas em Portugal e no Brasil • Venda de 80% do capital social relativo a um portefólio de 499 MW de activos eólicos *onshore* nos EUA • Venda de participações nos projectos eólicos *offshore* no Reino Unido e França
	Gestão da dívida	▲	• Venda de 1,3 mil milhões de euros do défice tarifário em Portugal • Parcerias institucionais (*tax equity*) nos Estados Unidos de ~400 milhões de dólares em Dezembro • Primeira emissão de *green bonds* em Out-18, no montante de 600 milhões de euros e com vencimento a 7 anos
	Eficiência	▲	• Redução do OPEX na Península Ibérica em 3% em termos nominais e no Brasil em 1% em termos reais • Poupanças do programa OPEX V de 62 milhões de euros (10% acima do objectivo)
FACTORES EXTERNOS	Potencial OPA	=	• Proposta de OPA anunciada pela CTG a 11-Maio a um preço de 3,26€/acção levou a uma valorização da acção nesta altura • Decisão da ERSE no final do ano sobre os remédios a impor à Datang (uma empresa pública Chinesa) pela compra da Generg reforçou o sentimento no mercado de baixa probabilidade da OPA se concretizar
	Enquadramento político	▲	• Desde 17 de Outubro de 2018, transição da pasta da energia no governo em Portugal do Ministério da Economia para o Ministério do Ambiente (depois renomeado para Ministério do Ambiente e da Transição Energética), o que veio a dar nova ênfase à necessidade de investimento no sector para atingir as metas climáticas a que o país se comprometeu • Em Espanha, a nova Ministra da "Transición Ecológica" também recolocou a necessidade de transição energética na agenda política • Novo governo no Brasil tendencialmente mais favorável ao investimento privado
	Alterações regulatórias em Portugal	▼	• Decisões regulatórias desfavoráveis sobre o valor do CMEC final (referente ao período 2017-27) e sobre as alegadas sobrecompensações das centrais CMEC pela inexistência de testes de disponibilidade no passado • Modelo regulatório para as concessões na Baixa Tensão ainda em discussão
	Mercados de energia	▲	• A subida do preço das licenças de CO_2 no mercado europeu foi o principal impulsionador do aumento dos preços nos mercados grossistas de electricidade na Europa
	Consumo de electricidade	▲	• Contexto económico levou a um aumento do consumo de electricidade na Península Ibérica, em particular em Portugal onde o consumo subiu 2,5%

3.3
MERCADOS E REGULAÇÃO DO ANO

3.3.1 COMBUSTÍVEIS NO MUNDO E NA EUROPA

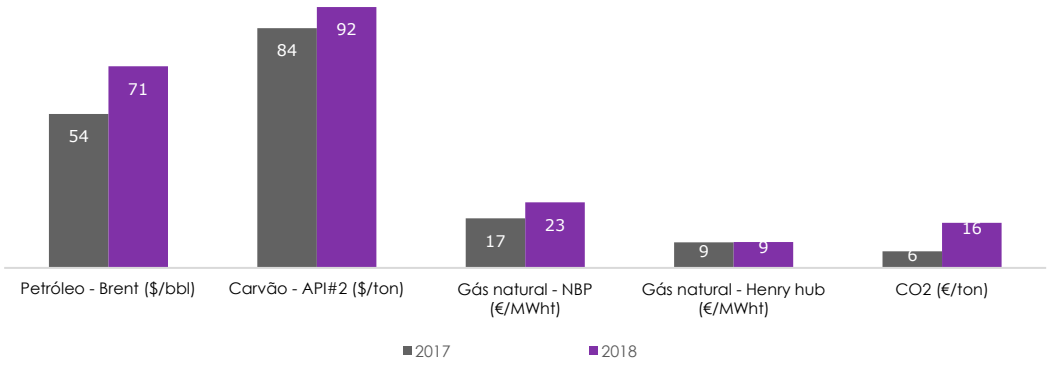
O preço médio do petróleo viu um **aumento substancial entre 2017 e 2018**, tendo o *Brent* subido de 54 para 71 USD/bbl. Durante os primeiros três trimestres, o preço registou uma **tendência crescente**, subindo dos 66 USD/bbl no início do ano para atingir um máximo de 86 USD/bbl no início de Outubro, motivado pela **quebra de produção em vários membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP)**, incluindo a Venezuela e a Angola. O último trimestre viu o preço a cair para cerca de 54 USD/bbl no final do ano, ao nível dos preços de Setembro de 2017. A caída acentuada do preço de petróleo deveu-se a um excesso de oferta criado pelo aumento da produção mundial e um crescimento económico mais moderado.

O preço do gás natural registou tendências muito distintas nos mercados Europeus e da América do Norte. Na **Europa (NBP)**, o preço do gás registou uma **tendência crescente em 2018**, com uma média anual de 23 €/MWht, derivado de **menor oferta** na Europa, **elevada procura** (associada aos requerimentos de injecção em armazenamento subterrâneo), maior **incerteza no preço do petróleo** e um **maior custo de substituição do carvão** no mercado de electricidade. O último trimestre foi caracterizado por uma queda ligeira do preço, ao contrário do que é comum acontecer pela sazonalidade dos consumos, devido aos elevados níveis de armazenamento e ao aumento da oferta.

O **carvão** registou um **aumento de preço em 2018**, continuando a subida iniciada em 2017, tendo o preço do API#2 atingido valores **acima dos 100 USD/ton** e fechando o ano com uma média de 92 USD/ton. Os preços elevados são maioritariamente justificados por vários países (incluindo a China) estarem a **dificultar o licenciamento de novas minas** ou a **restringir a sua operação**, impossibilitando assim a oferta de acompanhar o crescimento da procura. Os últimos meses viram uma queda do preço devido à proibição imposta na China sobre a importação de carvão.

O **preço médio do CO_2** no mercado europeu em 2018 **registou um forte aumento face a 2017**, despoletado por um crescimento acentuado do preço nos primeiros três trimestres, seguido de uma estabilização até ao final do ano. O aumento de preços reflecte o potencial impacte da **reforma do mercado de licenças de emissão,** cuja aprovação final pelo Conselho Europeu ocorreu em Fevereiro de 2018.

EVOLUÇÃO DOS PREÇOS MÉDIOS ANUAIS DOS COMBUSTÍVEIS E CO_2



Fonte: Reuters, Agentes

3.3.2 POLÍTICA ENERGÉTICA EUROPEIA

MERCADO CO_2

A **reestruturação do mercado de CO_2 europeu** (RCLE-UE) teve a sua aprovação final pelo Conselho Europeu em Fevereiro de 2018. O acordo final tem como objectivo repor o balanceamento entre procura e oferta e mitigar os riscos de deslocalização das indústrias intensivas em carbono. No que concerne o balanceamento entre procura e oferta, ficou definido aumentar o ritmo de redução de licenças disponíveis para 2,2%/ano a partir de 2021 e reforçar o mecanismo de reserva do mercado através do aumento da taxa de retenção para 24% durante cinco anos a partir de 2019 e da redução do número máximo de licenças que podem estar no mecanismo de reserva a partir de 2024 para o volume leiloado no ano anterior, eliminando as restantes licenças. A mitigação dos riscos de deslocalização será feita através da alocação de licenças gratuitas para sectores específicos e da criação de fundos de desenvolvimento que apoiem a inovação e investimentos em tecnologias de baixo carbono.

DESCARBONIZAÇÃO E RENOVÁVEIS

Em 2018 concluíram-se as negociações políticas sobre o pacote de "**Energia Limpa para todos os Europeus**", apresentado pela Comissão Europeia no final de 2016. Este pacote visa acelerar a transição energética europeia, traduzindo os objectivos de política energética e climática estabelecidos pelo Conselho Europeu em Outubro de 2014 em propostas legislativas concretas. Para finalizar o pacote falta apenas a aprovação por parte do Conselho Europeu e do Parlamento Europeu de uma directiva e três regulamentos, cujo processo deverá estar terminado no segundo trimestre de 2019. Após a aprovação final de cada directiva e publicação no Jornal Oficial da União Europeia, os Estados-membros têm 18 meses para transpor para a lei nacional os seus conteúdos. O pacote estabelece como **objectivos para 2030 atingir 32% de energias renováveis**, através da Directiva de Energias Renováveis, e **32,5% de eficiência energética**, através da Directiva de Eficência Energética. Ambos os valores poderão ser revistos em 2023 para garantir o alinhamento com o Acordo de Paris. Apesar das directivas não considerarem a definição de objectivos nacionais, o Regulamento de Governação da União da Energia deverá ajudar a garantir que os objectivos são cumpridos. É esperado que este pacote leve a uma **redução de emissões de 45% em 2030**, comparado com 1990, acima dos 40% estabelecidos como objectivo da União Europeia.

MERCADO DE ELECTRICIDADE

A directiva e o regulamento relacionados com o **desenho de mercado de electricidade** foram os últimos a ser acordados, em Dezembro de 2018. Um dos pontos principais da **Directiva relativa a regras comuns para o mercado interno de electricidade** é a necessidade dos Estados-membros permitirem aos consumidores participar activamente no mercado de electricidade, seja através da venda de electricidade gerada em excesso para autoconsumo, da participação em mecanismos de gestão da procura ou juntando-se a comunidades de energia. Adicionalmente, a directiva confere vários direitos aos consumidores, garantindo-lhes uma maior flexibilidade na sua participação no mercado. O **Regulamento relativo ao mercado de electricidade** definiu um conjunto de regras que os mercados devem seguir. Alguns dos temas mais relevantes incluem as responsabilidades das renováveis pelos desvios que criam, a alteração de regras de despacho, a necessidade de pelo menos **70% das capacidades de interligação ser disponibilizada para trocas comerciais** e a definição de condições para a implementação de mercados de capacidade. A **participação em mercados de capacidade está condicionada a um *Standard* de Emissões**, excepto para contratos assinados antes de 2020. Assim, centrais novas apenas podem participar se emitirem menos de 550 gCO_2/kWh, e centrais existentes que emitam mais de 550 gCO_2/kWh só poderão receber pagamentos a partir de 1 de Julho de 2025 se emitirem menos de 350 $kgCO_2/kW/ano$.

MOBILIDADE ELÉCTRICA

Para garantir a contribuição do sector da **mobilidade e transportes** para atingir os objectivos do Acordo de Paris, foi lançado em Novembro de 2017 pela Comissão Europeia o "**Pacote de Mobilidade Limpa**". Em Dezembro de 2018 foram acordados em trílogo (Comissão, Parlamento e Conselho Europeus) vários objectivos que apoiam a redução das emissões nos transportes. No que concerne aos ***Standards* de Emissões**, foi imposto que os **novos veículos ligeiros de transporte de passageiros** devem emitir em média **menos 37,5% em 2030 que em 2021**, sendo o objectivo para **veículos ligeiros de transporte de mercadorias 31%**. Foi ainda estabelecido um objectivo intermédio para 2025 de 15% para ambos os tipos de veículos. O esforço de redução será distribuído pelos fabricantes com base na massa média de veículos vendidos, existindo a possibilidade de se permitir uma menor redução das emissões de cada fabricante consoante a sua venda de veículos com baixas emissões. A penetração mínima de veículos com baixas emissões que permite ao fabricante uma menor redução das emissões foi definida para 2030 como 35% (veículos ligeiros de transporte de passageiros) e 30% (veículos ligeiros de transporte de mercadorias) e para 2025 como 15% para ambos os tipos de veículos.

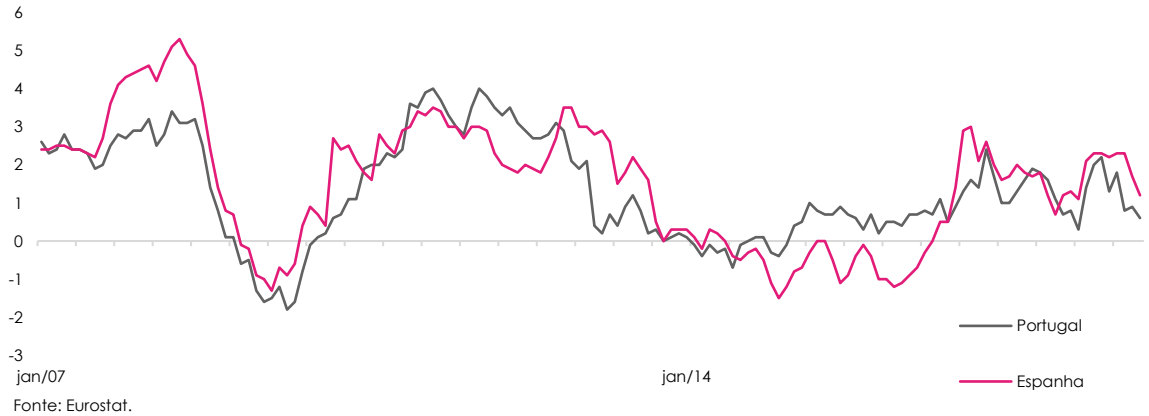
3.3.3. PENÍNSULA IBÉRICA

ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO

Em 2018, a **economia portuguesa** deverá ter registado novamente um **crescimento ligeiramente superior** ao do conjunto dos países da região do euro. O *consensus* das diferentes projecções (Governo, Banco de Portugal, FMI, CE) aponta para que a actividade tenha registado uma expansão de **2,2%** em 2018, comparando com a estimativa de crescimento do PIB na **Zona Euro** de **2%** (FMI). Já em **Espanha** o crescimento registado em 2018 foi de **2,5%**, representando uma desaceleração acentuada do crescimento económico do país. Em ambos os países, os principais motores de crescimento deverão ser as **exportações,** o **consumo privado** e o **investimento**.

A **taxa de inflação média** registou em Portugal este ano uma queda para os 1,2% face aos 1,6% de 2017, devido ao fraco crescimento dos preços dos produtos alimentares e bebidas não alcoólicas que compensaram os aumentos dos transportes, habitação e bens energéticos. Em Espanha, a inflação acabou por ser de 1,8%, apesar de ter andado grande parte do ano acima dos 2%, devido sobretudo à queda do preço dos combustíveis nos últimos meses do ano.

EVOLUÇÃO DA INFLAÇÃO EM PORTUGAL E ESPANHA
(%, 2007 - 2018)



Fonte: Eurostat.

O **mercado de trabalho** evoluiu também favoravelmente nas economias ibéricas, continuando a registar-se acréscimos moderados do emprego (em torno de 2% face ao período homólogo em ambas as economias) e reduções significativas do número de desempregados. A taxa de desemprego em Novembro situou-se em 6,6% em Portugal e 14,7% em Espanha (respectivamente 8,1% e 16,5% no ano anterior).

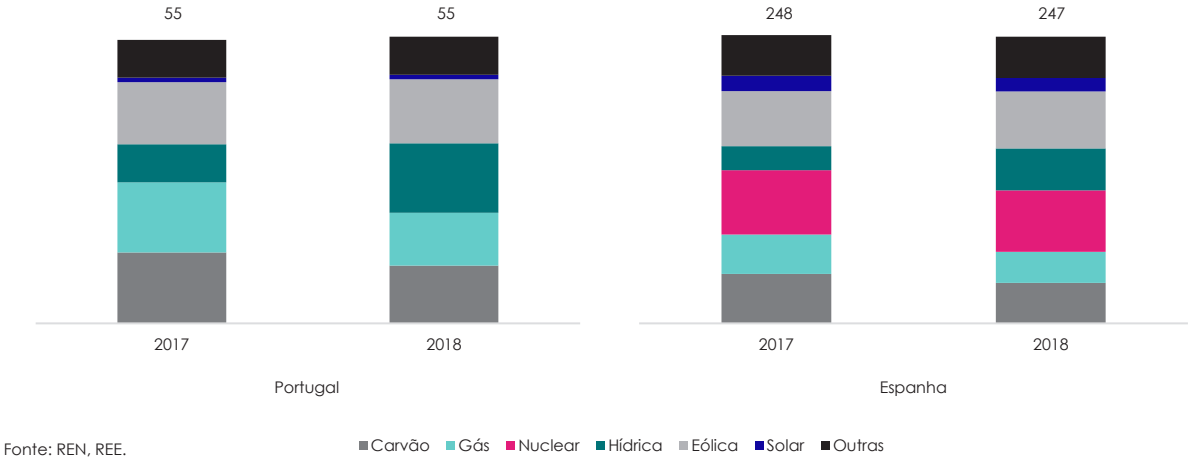
EVOLUÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO

A retoma económica registada em 2018 reflectiu-se num aumento do consumo de electricidade em Portugal e em Espanha, face a 2017:

- **+2,5%** - aumento do consumo em **Portugal** (+1,7% corrigido dos efeitos de temperatura e dias úteis)
- **+0,4%** - aumento do consumo em **Espanha** (+0,3% corrigido dos efeitos de temperatura e dias úteis)

No que diz respeito à geração de electricidade, o ano de 2018 foi um **ano hidrológico médio** com um **índice de produção de hidraulicidade** (IPH) de **1,05** em **Portugal** e **1,3** em **Espanha**, ao contrário de 2017 que foi um ano seco (IPH de 0,47 em Portugal e 0,5 em Espanha). A **maior geração hídrica** que se verificou na Península Ibérica provocou uma **redução da procura residual térmica** na Península Ibérica de 104 TWh em 2017 para 83 TWh em 2018. O crescimento da procura e as paragens para manutenção das nucleares foram maioritariamente compensadas pelo aumento de geração das renováveis, principalmente hídrica, e do saldo importador.

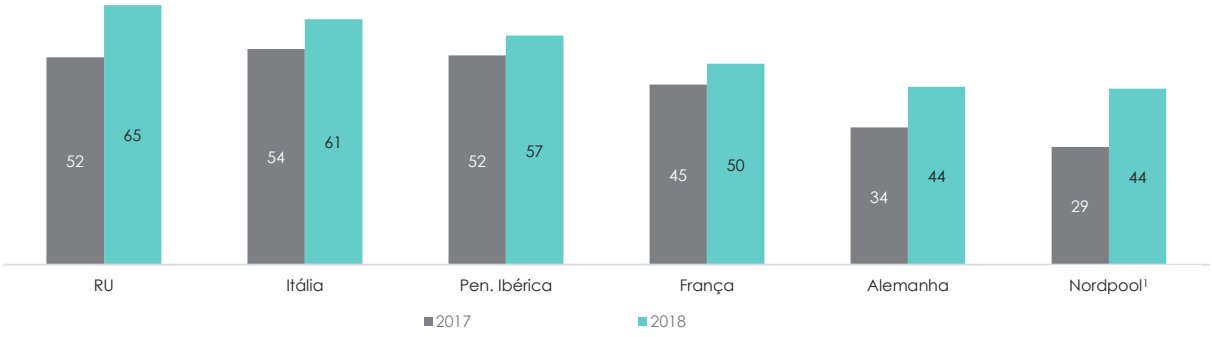
Produção de Electricidade em Portugal e Espanha (TWh)



Fonte: REN, REE.

Os aumentos significativos do **preço dos combustíveis** fósseis e das **licenças de CO_2** conduziram ao **aumento do preço grossista** de **electricidade** na Península Ibérica para cerca de 57 EUR/MWh, situando-se entre alguns mercados europeus, como o Italiano e o Francês. Nos mercados com maior penetração de renováveis, nomeadamente a Escandinávia e a Alemanha, continuam a registar-se os preços grossistas mais baixos da Europa.

Comparação dos Preços Grossistas de Electricidade em Mercados Europeus (€/MWh)



[1] Inclui Noruega, Suécia, Finlândia, Dinamarca, Estónia, Letónia e Lituânia; Fonte: EnergyMarketPrice, Nord Pool.

ENQUADRAMENTO REGULATÓRIO

PORTUGAL

A 27 de Agosto, o Decreto-Lei n.º 69/2018 determinou a concentração das competências de fiscalização de todo o sector energético numa única entidade fiscalizadora, a Entidade Nacional para o Sector Energético (ENSE), que resulta da reestruturação da Entidade Nacional para o Mercado dos Combustíveis (ENMC) e agrega também competências da Autoridade de Segurança Alimentar e Económica (ASAE) e Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG).

Na actividade de **produção de electricidade**, a Portaria n.º 93/2018, de 3 de Abril, determinou o adiamento do leilão para a atribuição de reserva de segurança do Sistema Eléctrico Nacional (também conhecida como Garantia de Potência), "*até que seja recepcionada pelo Estado Português a pronúncia inequívoca da Comissão Europeia relativamente à compatibilidade do mecanismo de reserva de segurança do SEN com as disposições comunitárias relativas a auxílios do Estado no sector da energia*".

A Lei do Orçamento de Estado de 2019 (LOE 2019) prevê que o Governo proceda, até final do 1º trimestre de 2019, à revisão do mecanismo previsto no Decreto-Lei n.º 74/2013 ("*clawback*"), de 4 de Junho, adaptando-o às novas regras do MIBEL, com o objectivo de criação de mecanismos regulatórios harmonizados, que reforcem a concorrência e a protecção dos consumidores. Já em 2019, foi publicado o Despacho n.º 895/2019, de 23 de Janeiro, que estabelece a suspensão deste mecanismo por um período de seis meses, com efeitos desde 1 de Outubro de 2018.

Ainda no âmbito da LOE 2019, foi também estabelecido que a taxa correspondente a 25% do adicionamento sobre as emissões de CO_2, aplicável ao carvão e coque de carvão utilizados na produção de electricidade, passa a resultar da diferença entre um preço de referência para o CO_2 de 20 €/tCO_2 e o preço resultante da aplicação da média aritmética resultante dos leilões de licenças de emissão de GEE (entre Outubro do ano n-2 e Setembro do ano n-1), com o limite máximo de 5€/tCO_2.

O Decreto-Lei n.º 109-A/2018, de 7 de Dezembro, alterou a afectação da Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético (CESE), via Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Sector Energético (FSSSE), com o objectivo de acelerar a diminuição da dívida tarifária: 1/3 para o financiamento de políticas do sector energético de cariz social e ambiental, relacionadas com medidas de eficiência energética; e 2/3 para redução da dívida tarifária do Sistema Eléctrico Nacional. Com a LOE 2019, passou a estar abrangida na CESE também a produção de electricidade através de fontes de energia renovável abrangida por regimes de remuneração garantida e a cogeração de fonte renovável com potência instalada igual ou superior a 20 MW (não inclui a atribuída por concurso público).

Ainda no que diz respeito às renováveis, a Portaria n.º 62/2018, de 2 de Março, aprovou o regulamento para atribuição de licenças de produção ou aceitação de comunicação prévia, por sorteio, para a produção de electricidade em regime especial e no regime remuneratório geral. Tal decorreu da necessidade de alterar o regime jurídico, nomeadamente no solar, onde têm sido aprovados pelo Governo vários projectos sem remuneração garantida.

Na actividade de **distribuição de electricidade**, foi aprovado o Programa de Acções e Estudos a desenvolver pela ERSE (com a DGEG e a Associação Nacional de Municípios Portugueses) no âmbito dos procedimentos de concurso público relativo às concessões das redes municipais de distribuição de electricidade em baixa tensão (Resolução do Conselho de Ministros n.º 5/2018, de 11 de Janeiro). Para esse efeito, a ERSE lançou uma consulta pública que terminou em Setembro, e com base na qual apresentou, entretanto, uma proposta ao Governo, com o objectivo de lançar o procedimento concursal no início de 2019.

Na actividade de **comercialização de electricidade**, é de destacar a disposição da LOE 2019, pela qual o Governo fica autorizado a prever a aplicação da taxa reduzida de IVA no fornecimento de electricidade (potência contratada <= 3,45 kVA) e de gás natural (BP <= 10 000 m^3/ano).

No que diz respeito à **dívida tarifária no sector eléctrico**, as tarifas prevêem uma dívida *ex-ante* para o sector eléctrico no final de 2019 de €3.217 milhões que, face a 2018, corresponde a uma queda de €436 milhões. A evolução da dívida e a

evolução tarifária considerada para 2019 (de -3,5% para as tarifas transitórias em BTN e de +0,1% para as tarifas transitórias dos restantes níveis de tensão) beneficiaram de 3 factos extraordinários:

- Devolução ao Sistema Eléctrico Nacional de €140 milhões que os produtores em regime especial alegadamente beneficiaram cumulativamente, nos termos definidos pela Portaria n.º 69/2017, de 16 de Fevereiro, embora não tenha sido emitido qualquer despacho do membro do Governo responsável pela área da energia com a definição deste valor;

- Inclusão de €90 milhões dos €285 milhões que decorrem dos Despachos do SEE de 29 de Agosto e de 4 de Outubro, onde foi declarada, por integração da Informação n.º 111/DSPEE/2018 da DGEG, a nulidade parcial dos cálculos dos ajustamentos anuais dos CMEC e respectivos actos homologatórios (aspecto inovatório da disponibilidade dessas centrais), decisão questionada pela EDP pela falta de fundamento legal;

- Dedução ao sobrecusto com a Produção em Regime Especial de €154 milhões de transferências do FSSSE, relativas ao pagamento de CESE em 2018 pelos diversos agentes do sector.

ESPANHA

Em 2018 prevê-se que o sector eléctrico espanhol volte a fechar com um ligeiro superavit tarifário, como nos anos anteriores (€151 milhões em 2017 e €421 milhões em 2016). A estabilidade financeira dos últimos anos permitiu ao Governo, através do Real Decreto-Lei 15/2018 e com efeitos a partir de outubro 2018, eliminar definitivamente o imposto sobre os hidrocarbonetos para produção de electricidade com gás natural e suspender temporariamente o imposto sobre o valor da produção de electricidade (7%), de forma a mitigar o impacto que os altos preços de combustível e CO_2 estavam a causar no preço do mercado de electricidade. Para garantir o equilíbrio tarifário para o ano de 2018, o sector prevê a contabilização na tarifa de até €750 milhões dos leilões de direitos de CO_2. De igual modo, para garantir o equilíbrio tarifário de 2019, até €1.000 milhões desses leilões podem ser incluídos na tarifa, através do Real Decreto-Lei 25/2018.

Em termos regulatórios destaca-se o impulso dado ao **autoconsumo**, através da publicação do Real Decreto-Lei 15/2018, que elimina desde outubro 2018 encargos sobre a energia autoconsumida. O mesmo decreto abre a porta para o desenvolvimento futuro do autoconsumo compartilhado, que é esperado que possa ser começado a aplicar durante o ano de 2019, assim que o enquadramento regulatório correspondente seja publicado.

Por outro lado, no que concerne o mercado de electricidade, foi terminado em julho de 2018 o serviço de disponibilidade que era prestado por centrais a carvão e ciclo combinado. É também de destacar o lançamento do mercado intradiário contínuo desde 13 de junho.

Para reduzir o preço da electricidade para os consumidores industriais, foram tomadas várias medidas. Pelo Real Decreto-Lei 20/2018 é criada a figura da rede de distribuição fechada e o Governo é instado a aprovar um Estatuto do Consumidor Electro-intensivo que agrupe as ajudas concedidos a esse tipo de consumidor.

Relativamente à **protecção dos clientes de electricidade vulneráveis**, o Governo alargou em 2018 a protecção dada aos consumidores vulneráveis através do Real Decreto-Lei 15/2018. Este decreto estabeleceu, por um lado, o aumento da quantidade de energia que cada cliente tem com direito ao abono social e, por outro lado, um novo sistema para evitar o corte de fornecimento de determinados consumidores vulneráveis que não podem pagar as suas contas, que se adiciona ao mecanismo já existente para clientes em risco de exclusão social. De acordo com o mecanismo de financiamento em vigor, a EDP foi responsável pelo financiamento de 3,69% do custo dos abonos sociais do sistema em 2018.

No que diz respeito à **mobilidade sustentável**, destaca-se a liberalização dos carregamentos de electricidade que, desde o Real Decreto-Lei 15/2018, podem ser fornecidos por qualquer entidade sem necessidade de se constituírem como gestores de cargas.

Em 2018, as contribuições para o **Fundo Nacional de Eficiência Energética** mantiveram-se em linha com os anos anteriores, tendo a EDP uma obrigação de contribuição financeira para este Fundo de €6 milhões.

3.3.4 MERCADOS DA EDPR

ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO

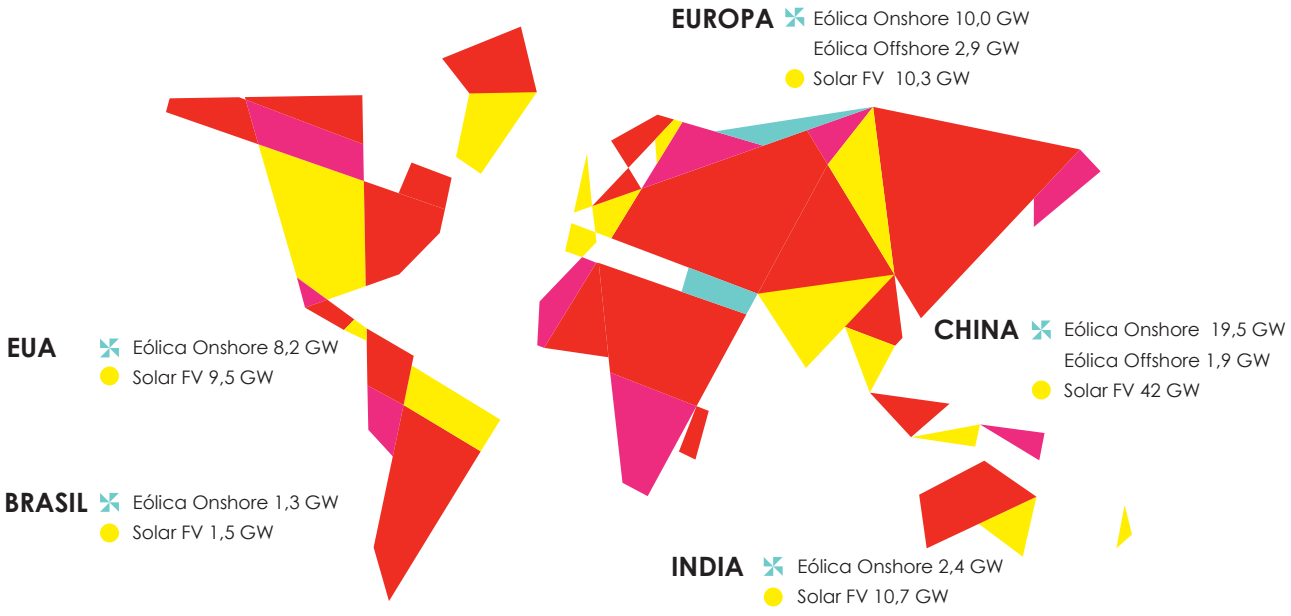
Na União Europeia (UE), as últimas estimativas da Comissão apontam para um crescimento do PIB em 2018 de 2,1%, demonstrando uma desaceleração da economia comparativamente a 2017. Esta desaceleração foi registada em algumas das grandes economias, como a Alemanha (devido ao pequeno crescimento do consumo privado, redução da procura externa e fraca produção industrial, principalmente na indústria automóvel), Itália (devido à fraca procura doméstica e altas taxas de juro), França (essencialmente devido ao impacto negativo dos protestos verificados na produção industrial) e Reino Unido (devido à incerteza relativamente ao Brexit). Para os próximos anos é esperado que o crescimento económico continue moderado.

Nos Estados Unidos da América (EUA) o crescimento foi substancialmente superior ao da UE, atingindo 2,9% em 2018 de acordo com as últimas estimativas, bastante acima do crescimento de 2,2% registado em 2017. O crescimento económico foi suportado pelo forte consumo interno, derivado de um mercado laboral forte, reduções de impostos e incentivos ao investimento. Apesar dos riscos criados pela guerra comercial entre os EUA e a China, é esperado que o seu impacto em 2018 tenha sido limitado, devido a um aumento das exportações nos meses anteriores à implementação das tarifas no comércio internacional. No entanto, é esperado que nos próximos anos a economia dos EUA abrande, com crescimentos económicos mais moderados mas superiores à UE.

A inflação na zona Euro encerrou 2018 em 1,6%, abaixo dos níveis de objectivo do Banco Central Europeu de 2%, principalmente derivado da queda do preço do petróleo nos últimos meses, do crescimento menor que o esperado dos preços dos bens energéticos e da queda do crescimento das exportações durante o ano. Nos EUA, a inflação registou 2,4% no final de 2018, sendo o valor mais elevado desde 2011. O crescimento reflecte a depreciação do dólar, o aumento dos produtos energéticos e dos produtos importados devido à implementação de taxas no comércio externo.

EVOLUÇÃO DAS RENOVÁVEIS NO MUNDO

As adições de capacidade eólica no Mundo totalizaram aproximadamente 52 GW em 2018, um número muito próximo do verificado no ano anterior e que fixou o total de capacidade instalada desta tecnologia em aproximadamente 592 GW. Relativamente ao solar, o mercado terá crescido a um ritmo inferior a anos anteriores, sendo que as novas adições de capacidade estão estimadas em cerca de 102 GW.



ENQUADRAMENTO REGULATÓRIO

Estratégia de longo prazo para a Europa 2050

No dia 28 de Novembro de 2018, a Comissão Europeia apresentou a sua visão estratégica de longo prazo para uma "economia próspera, moderna, competitiva e neutra em relação ao clima até 2050". Esta estratégia sublinha amplamente as oportunidades para uma acção energética e climática rápida e ambiciosa, que deverá trazer benefícios sociais, económicos e de saúde para os europeus. Este documento, define um caminho para a neutralidade climática e inclui a avaliação das actuais medidas assim como de cenários futuros sobre todos os sectores emissores de gases de efeito estufa.

Não surpreendentemente, o sector de energia desempenha um papel central em tornar a Europa neutra no que concerne a emissões de carbono. Maximizar a implantação de energias renováveis e o uso de electricidade é considerado crítico para o cumprimento da estratégia de descarbonização do sistema energético europeu. De acordo com este documento, até 2050, mais de 80% da electricidade terá de ser proveniente de fontes de energia renováveis com a energia eólica a representar entre 51% a 56% do total.

Espanha

No dia 6 de Outubro, foram introduzidas, através da publicação do Real Decreto 15/2018, várias medidas destinadas a limitar o custo da electricidade para os consumidores. Este decreto foi também considerado um primeiro passo para uma estratégia de transição energética de longo prazo. As medidas implementadas incluem, entre outras, a suspensão do imposto de geração de 7% durante um período de 6 meses, a facilitação do autoconsumo e a extensão administrativa, até março de 2020, dos direitos de conexão para toda a capacidade atribuída em leilão durante o ano de 2017.

França

A 20 de Junho, o governo francês anunciou ter chegado a acordo para que os primeiros seis parques eólicos *offshore* em território francês, reduzissem as tarifas que haviam sido contratadas entre 2012 e 2014. Este acordo visa o desbloqueio da execução destes projectos que se encontravam num impasse, tendo o governo assumido uma posição de força perante os intervenientes.

Em Setembro foram anunciados os resultados do segundo leilão de potência eólica *onshore* tendo sido concedidos pelo governo francês um total de 118 MW de capacidade a instalar, divididos entre cinco projectos. Menos de um quarto dos 500 MW que se encontravam em jogo. O preço médio de fecho não foi divulgado.

Foram também promulgadas a 1 de Dezembro duas medidas destinadas a acelerar a implantação de capacidade éolica *onshore,* promovendo uma mais rápida resolução de eventuais disputas judiciais.

Bélgica

O governo da Valónia aprovou em Março a chamada "Pax eolienica", um conjunto de 15 medidas destinadas a promover o desenvolvimento de energia eólica na região, entre as quais está a redução do apoio a novos projectos *onshore*.

A 29 de Setembro, a Comissão energética da Valónia aprovou a redução do número de certificados verdes concedidos por MWh de produção líquida (valor do parâmetro Keco) para novos projectos de 1 para 0,86. A medida terá efeitos a partir de Janeiro de 2019.

Polónia

A 29 de Junho, o Parlamento polaco aprovou um conjunto de alterações às Leis das Energias Renováveis ("*RES Act*") e do Investimento em Parques Eólicos ("*WF Act*"). Entre outros impactos, estas alterações visaram o regime de certificados verdes atribuídos a activos produtores, e incidiram principalmente em questões operacionais, clarificando o novo regime de concurso. As alterações da *WF* implicam um ajuste à base tributável utilizado para o cálculo do imposto sobre imóveis, a partir de Janeiro de 2018, e a extensão da validade da Licença de Construção.

Um leilão conjunto de atribuição de capacidade renovável para projectos superiores a 1 MW de potência foi realizado a 5 de Novembro. Toda a capacidade licitada foi de tecnologia eólica, com 31 projectos seleccionados, a um preço médio de PLN 196 / MWh (cerca de 45,4 € / MWh). Na sequências deste leilão, a EDPR garantiu um contrato a 15 anos para um projecto de 38 MW.

Roménia

A 26 de Junho foi aprovada a Lei 198, que veio substituir a Portaria de Emergência 24/2017, que altera a Lei 220/2008. O conjunto final de emendas incluiu, entre outras: (i) uma eventual mudança no esquema *Feed-in-Premium* para activos operacionais; (ii) um aumento gradual do impacto máximo permitido sobre os consumidores finais (actualmente o tecto máximo é de 11,1 € / MWh), (iii) a remoção de perdas em certificados verdes dos desequilíbrios positivos; (iv) a alocação pro rata dos certificados verdes vendidos nas plataformas centralizadas quando a oferta excede a procura; e (v) modificações nos certificados verdes destinados à energia solar fotovoltaica.

Grécia

Os projectos de energias renováveis na Grécia são apoiados por tarifas *feed-in (CfD)* atribuídas através de leilão e por um período de 20 anos. O primeiro leilão de energias renováveis em grande escala foi realizado a 2 de Julho, e foram atribuídos 277 MW de capacidade a instalar dos quais 171 MW de capacidade eólica e 106 MW de solar. A EDPR viu serem-lhe atribuídos 45 MW de capacidade eólica a instalar.

Uma segunda ronda de leilões foi realizada a 10 de Dezembro, quando foram concedidos 222 MW de contratos para instalação de energia renovável. Sete projectos eólicos, num total de 160MW foram adjudicados, enquanto a capacidade restante foi atribuída a projectos de energia solar fotovoltaica. A oferta média ponderada para projectos eólicos *onshore* foi de 58,60 € / MWh, uma redução de 16% em comparação com o leilão anterior. A EDPR assegurou um *CfD* de 10 anos para um projecto eólico de 15MW.

Brasil

A 4 de Abril, o Brasil realizou o seu primeiro leilão holandês de 2018 para capacidade de energia renovável a instalar (Leilão A-4). O resultado deste leilão atribuiu um total de 1.024,5 MW distribuídos entre capacidade solar fotovoltaica (806,6 MW a um preço marginal de $R118,4 / MWh) e éolica *onshore* (114,4 MW a um preço marginal de $R67,6 / MWh). A restante capacidade foi concedido a projectos hídricos e de biomassa.

A 31 de Agosto foi realizado o leilão A-6 no qual foram atribuídos *PPAs* de longo prazo sobre capacidade renovável a instalar. No total foram atribuídos 669,5 MW dos quais 538,8 MW de energia eólica. O preço médio estabelecido em leilão para a energia eólica foi de $R90,45 / MWh. A EDPR assegurou um *PPA* por um período de 20 anos para dois parques eólicos com capacidade de 176 e 253 MW.

Estados Unidos da América

A 22 de Junho, a autoridade tributária americana divulgou o Aviso 2018-59, que fornece orientações no sentido de determinar os prazos em que um projecto solar deve iniciar a construção para fins de ITC, e especifica que os projectos têm até 2024 para entrar em operação e se qualificarem para um *ITC* acima de 10%. A percentagem de ITC para um projecto solar é determinada com base no ano em que a construção do projecto se inicia. Desde que o projecto solar seja colocado ao serviço antes de 1 de Janeiro de 2024 os créditos fiscais são concedidos conforme lista: (i) antes de 1 de janeiro de 2020, 30% ; (ii) em 2020, 26%; (iii) em 2021, 22%; e (iv) a qualquer momento (independentemente do ano em que o projecto solar for colocado em serviço), 10%. Semelhante à orientação das autoridades tributárias referente à *PTC* eólica, é estabelecido como início da construcção: (i) contratação de trabalho físico significativo ou (ii) desembolso de 5% da base fiscal final do projecto. Assim, se um operador aloca 5% do CAPEX do projecto em 2019, o projecto será qualificado para 30% de ITC se a construcção for concluída antes de 1 de janeiro de 2024. Da mesma forma, se um operador aloca 5% do CAPEX do projecto em 2021, o projecto ficará qualificado para um *ITC* de 22% se a construcção estiver concluída antes de 1 de Janeiro de 2024.

Canadá

Historicamente, a nova oferta renovável canadiana é determinada por atribuições ao nível da província. Embora algumas províncias já produzam grande parte da sua electricidade através de fontes renováveis (em grande parte hidroeléctrica), Alberta, Saskatchewan e Ontário tomaram medidas para aumentar ainda mais a sua penetração. O plano para o clima da província de Alberta inclui a eliminação, até 31 de Dezembro de 2030, do carvão como fonte de energia, um preço para o carbono e uma exigência para que 30% da produção de electricidade advenha de fontes renováveis. A província de Alberta pretende lançar um Programa de Energia Renovável para o desenvolvimento de 5 GW de capacidade renovável até 2030. A SaskPower, a principal concessionária de energia eléctrica de Saskatchewan, tem uma meta de 50% de capacidade de produção renovável até 2030. A New Brunswick comprometeu-se a que 40% das vendas de electricidade na província terão origem em fontes renováveis até 2020. A província da Nova Escócia definiu limites máximos de emissões para o seu sistema electroprodutor e comprometeu-se a que 50% da electricidade produzida advenha de capacidade renovável até 2020.

A 21 de Junho, o Canadá adoptou a Lei de *Pricing* para Gases de Efeito Estufa, incluindo a criação um sistema federal de licenças de emissão de carbono. Este sistema pressupõe a valorização das licenças para emissão de carbono, bem como uma taxa regulatória sobre os combustíveis. Embora o impacto final disso não seja claro, pressupõe-se que qualquer aumento no preço das emissões favoreça recursos limpos, como a energia eólica e a energia solar fotovoltaica.

México

O México redesenhou o seu sector energético a partir da emenda constitucional realizada em 2013 e cuja implementação foi realizada até final de 2018. As reformas trouxeram o fim dos monopólios estatais verticalmente integrados e abriram portas para que o sector privado pudesse participar nas oportunidades criadas ao nível do abastecimento de combustíveis e electricidade. As reformas energéticas do México avançaram significativamente em 2016 tendo sido implementadas mudanças que visam a remuneração de todas as formas de produção eléctrica, incluindo eólica e solar. Em paralelo, foram criados mecanismos como a implementação de um mercado grossista de electricidade, leilões de fornecimento a longo prazo e direitos de transmissão financeira, cuja finalidade é a promoção de um verdadeiro mercado de energia. Foi também lançado um concurso para atribuição de capacidade renovável de longo prazo a instalar.

O recém-eleito Presidente Andrés Manuel Lopez Obrador anunciou alterações às directrizes gerais para a política de produção eléctrica afirmando que seriam uma verdadeira mudança de regime. O Presidente Obrador solicitou uma auditoria técnica e administrativa do mercado de electricidade à *CFE*, empresa pública de electricidade neste país da América central. Decorrente desta auditoria, foram apuradas medidas para resolver o que ele chamou de "dependência energética na compra de electricidade". Estas medidas não seriam tomadas no curto prazo, mas antes o novo governo estaria a elaborar um plano mais alargado no tempo e baseado nas descobertas deste estudo da *CFE*. Embora sejam difíceis de prever as ramificações de longo prazo das acções do Presidente Obrador, parece prudente considerar a possibilidade de que mudanças ocorrerão na forma como o fornecimento de electricidade eólica e solar é contratado e remunerado.

3.3.5 BRASIL

ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO

O ano de 2018 ficou marcado por incertezas económicas e políticas tanto no cenário nacional quanto internacional. No cenário político nacional, as eleições presidenciais, que culminaram com a vitória de Jair Bolsonaro, trouxeram fôlego e expectativas renovadas na retoma do crescimento económico. Ao longo de 2018, a greve dos camionistas impactou

directamente as actividades económicas do país apesar da melhoria dos indicadores macroeconómicos, com a inflação[1] de 3,75% (abaixo da meta de 4,5% para o ano) e taxas de juros[2] de 6,50% a.a, mínima histórica. Nos nove primeiros meses do ano o PIB[3] cresceu 1,1%.

Foi com este ambiente favorável que o emprego formal também avançou. De acordo com CAGED[4], o saldo de empregos no Brasil, no acumulado até Novembro, registou uma subida de 2,27%, com a criação de 858 mil vagas de carteira assinada. O sector de serviços sobressaiu-se com um saldo positivo de 512 mil vagas, seguido pelo sector de transformação, com 122 mil vagas.

ENQUADRAMENTO ENERGÉTICO

O ano foi marcado por desafios, reflexo de um cenário hidrológico adverso, com o período húmido (entre Janeiro e Abril) ainda crítico para o Submercado Sudeste (SE/CO). Com níveis críticos de vazões, a recuperação dos reservatórios ficou comprometida, fechando o período húmido com 44% de Energia Armazenada (EARM), 2% acima em relação ao mesmo período de 2017. Apesar de intervalos que demonstraram melhoria nas chuvas, o Sudeste (SE/CO) fechou o ano com 90% da Média de Longo Termo (MLT) da Energia Natural Afluente (ENA) acumulada e 27,6% de Energia Armazenada (EARM). No Nordeste, a ENA manteve-se abaixo da média, encerrando o período com 49% MLT e 40% de EARM. Este cenário reflectiu-se no PLD médio do ano, de R$ 288/MWh para o SE/CO e R$ 274/MWh para o Nordeste, chegando a atingir o máximo de R$ 505/MWh para todos os submercados no mês de Agosto. O GSF (*Generation Scaling Factor*) médio do ano de 2018 foi de 81,6%, chegando a atingir a mínima de 55,8% no mês de Setembro.

ENQUADRAMENTO REGULATÓRIO

Assim como nos anos anteriores, 2018 foi caracterizado por importantes acontecimentos no ambiente regulatório, iniciados com a Medida Provisória nº 814, de Dezembro de 2017, que abordava possíveis soluções para o risco hidrológico das geradoras com contratos no mercado livre, a aprovação para o início das privatizações dos activos da Eletrobras, bem como custeio de subsídios e encargos (CCC/CDE, ampliação do Baixa Renda, Programa Luz para Todos) e aumento do preço de energia para retomada de Angra 3. A Medida Provisória tinha como intuito reduzir os impactos de um dos principais problemas do sector eléctrico, vinculado ao GSF, mas deixou de ter efeito em Junho devido às demais propostas, relacionadas aos subsídios e Angra 3, que resultariam em aumentos significativos nas tarifas de energia.

Ainda sobre o GSF ocorreram diversas tentativas de aprovação de um acordo para resolução do passivo no Ambiente de Contratação Livre (ACL), mas a proposta para o mercado livre não recebeu adesão dos agentes. Nesse contexto, em Outubro, ocorreu a queda da liminar (APINE) que protegia os agentes do pagamento da exposição no MCP. O passivo ainda permanece em discussão, mas os agentes hídricos passaram a pagar as exposições nas liquidações referentes aos meses que se seguem. Adicionalmente, foi aprovado um projecto de lei no final de Dezembro de 2018 pelo Senado, que abordava uma solução para os débitos de geradores com contratos no mercado livre e a nova composição do MME elencou como prioridade solucionar a questão do passivo até ao fim de Fevereiro, através do PL 10.985/2018 na Câmara dos Deputados (PL 209/2015 no Senado).

No âmbito das medidas estruturais, objecto das discussões da Consulta Pública nº 033 do MME em 2017, as principais medidas não foram votadas no Congresso Nacional. Algumas medidas administrativas e infralegais foram tomadas, tais como a diminuição da potência da instalação de um consumidor para que possa adquirir energia no mercado livre (2,5 MW a partir de Julho de 2019 e 2,0 MW a partir de Janeiro de 2020). Outra importante iniciativa tomada em 2018 foi a estruturação do processo de precificação em base horária, que deverá entrar em operação em 2019, trazendo uma nova dinâmica ao mercado de curto prazo. Finalmente, como resultado de um grupo de trabalho criado pelo governo, foi publicado um decreto que extinguiu os subsídios tarifários ao longo de 5 anos para consumidores das classes rural, serviços públicos de

[1] Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. Sistema Nacional de Índices de Preços ao Consumidor IPCA e INPC – Dezembro/2018.
[2] Fonte: Banco Central do Brasil. Meta SELIC em 31/12/2018.
[3] Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. Contas Nacionais Trimestrais. Julho/setembro 2018.
[4] Fonte: CAGED/MTE. Novembro/2018

água, esgoto e saneamento, serviços públicos de irrigação e cooperativas de electrificação rural. Também suprimiu a acumulação dos subsídios para as classes rural e irrigante.

No que diz respeito às regulamentações sobre novas tecnologias, a Agência Nacional de Energia Eléctrica (ANEEL) promoveu amplo debate com a sociedade sobre a sua função regulamentadora do sector eléctrico para a inserção dos veículos eléctricos no mercado brasileiro. Após consulta pública, *workshop* internacional, reuniões diversas e audiência pública, o regulador compreendeu que o mercado de mobilidade eléctrica é uma actividade não regulada. Dessa forma, seria necessário estabelecer procedimentos somente para que as distribuidoras atendessem às solicitações para instalação das estações de recarga e publicou uma Resolução Normativa, com o objectivo de evitar interferências às actividades de operação eléctrica pelas distribuidoras.

As bandeiras tarifárias também foram um mote do ano com a divulgação de novos critérios em Abril. A ANEEL alterou as faixas de accionamento, englobando questões de risco hidrológico definidas através do histórico operativo do Sistema Interligado Nacional (SIN) e a definição de custo do risco hidrológico, onde há relação indirecta entre o GSF e o PLD. A composição dessas duas variáveis faz com que a arrecadação prevista, com os valores propostos, se aproxime mais dos custos incorridos. Dessa forma, a bandeira amarela permanece R$ 1 a cada 100 kWh consumidos e fracções, a bandeira vermelha no patamar 1, R$ 3 a cada 100 kWh e, no patamar 2, R$ 5 a cada 100 kWh.

A fim de mitigar os impactos da sobrecontratação de energia nas distribuidoras, a ANEEL criou o Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE), que permite as distribuidoras negociarem até 15% da energia sobrecontratada com o Ambiente Livre de Contratação (ACL) através de leilão com preço fixo declarado pela vendedora.

Por fim, com o intuito de suprir o sistema eléctrico em situações de contingência, como, por exemplo, quando fontes de energia intermitentes reduzem a geração, a ANEEL criou o Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa. Este Serviço de Sistema é definido como o despacho de unidades geradoras de usinas termoeléctricas despachadas centralizadamente, visando preservar a reserva de potência operativa nas usinas hidroeléctricas participantes do Controle Automático de Geração em qualquer subsistema.

3.4
ANÁLISE POR ÁREA DE NEGÓCIO

3.4.1 PRODUÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO NA PENÍNSULA IBÉRICA

3.4.1.1 ANÁLISE FINANCEIRA

PRODUÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO NA P. IBÉRICA

EBITDA: €762M
+37% VS. 2017

O EBITDA da Produção e Comercialização na Península Ibérica aumentou 37% em termos homólogos, para €762 milhões, impactado por:

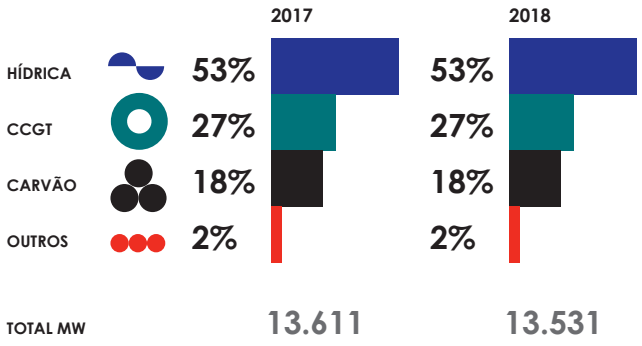
- Maior geração hídrica, devido à recuperação dos níveis de hidraulicidade na Península Ibérica, que conduziu a um menor custo médio da electricidade vendida;
- Aumento do preço de venda da energia, quase em linha com o aumento do preço final de electricidade de mercado;
- Impacto adverso dos resultados obtidos na gestão de energia, devido às coberturas contratadas em 2017.

3.4.1.2 ANÁLISE OPERACIONAL

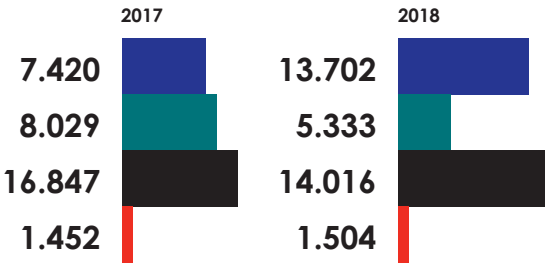
ACTIVIDADE DE PRODUÇÃO

- O portefólio de geração da EDP na Península Ibérica (excluindo geração eólica e solar) integra um total de 13,5 GW, dos quais mais de 50% corresponde a centrais hídricas.
- A produção em 2018 subiu 2% em termos homólogos (+0,8 TWh), para 34,6 TWh, reflectindo uma forte recuperação dos recursos hídricos para níveis normalizados em 2018 (IPH de 1,05 em Portugal e 1,3 em Espanha), o que permitiu um aumento da produção hídrica de 6,3 TWh face a 2017. Este crescimento da produção hídrica foi, contudo, parcialmente mitigado pela diminuição da produção a carvão (-2,8 TWh) e CCGTs (-2,7 TWh).
- Em Portugal, a EDP alienou em Dez-18 100% da EDP Small Hydro, S.A., detentora de 7 centrais mini-hídricas e 100% do capital da Pebble Hydro - Consultoria, Investimentos e Serviços, Lda. que, por sua vez, detém 14 centrais mini-hídricas. O impacto no portefólio total do Grupo EDP corresponde a 80 MW.
- Foi igualmente alienada, em Jul-18, a participação financeira que a EDP detinha na empresa EDP Produção Bioeléctrica, S.A.

CAPACIDADE INSTALADA
(MW)



PRODUÇÃO LÍQUIDA
(GWh)



ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

- Para a EDP a gestão da relação com o cliente é crucial, pelo que tem dado forte relevância à melhoria da qualidade dos serviços prestados. A EDP tem vindo a construir uma posição de notoriedade no mercado de energia, com o objectivo de ser uma empresa envolvente e inovadora, em que os clientes se revêm. Como reflexo desta aposta na relação com o cliente, a EDP obteve em 2018 um nível de satisfação global dos clientes de 78% em linha com a meta definida;
- Na Península Ibérica, a EDP continua a desenhar a sua posição na oferta alargada de produtos e serviços integrados de electricidade e gás, tanto para clientes B2B como B2C.
- Em dezembro de 2018, o portefólio da EDP contava com 5,3 milhões de clientes de electricidade, sobretudo no segmento residencial e PME (cerca de 43% do total do consumo). O portefólio de clientes manteve-se estável em comparação com o ano anterior;
- A electricidade comercializada no mercado liberalizado recuou 5% face a 2017, para 31TWh em 2018, reflexo sobretudo da descida do volume de electricidade vendida a clientes finais em Espanha;
- No sector do gás a carteira de clientes registou um ligeiro aumento de 1% face a 2017;
- O volume de gás comercializado na Península Ibérica em 2018 foi de 18,8 GWh, um acréscimo de 1% face ao ano anterior, reflexo sobretudo do aumento das vendas no mercado residencial em Espanha;
- No sector dos serviços, a forte aposta numa carteira com diversidade de soluções de eficiência energética, microgeração, mobilidade eléctrica e assistência técnica, permitiu que a carteira de clientes *B2C* crescesse 6% face a 2017, para 1,34 milhões de contratos/adjudicações.

2017	
CLIENTES DE ELECTRICIDADE	**5.286.804**
Portugal	**4.153.315**
Espanha	**1.133.489**
ELECTRICIDADE COMERCIALIZADA (GWh**)**	**32.249**
Portugal	**18.246**
Espanha	**14.003**

2018	
CLIENTES DE ELECTRICIDADE	**5.272.557**
Portugal	**4.118.610**
Espanha	**1.153.947**
ELECTRICIDADE COMERCIALIZADA (GWh**)**	**30.669**
Portugal	**18.119**
Espanha	**12.549**

2017	
CLIENTES DE GÁS	**1.540.819**
Portugal	**657.619**
Espanha	**883.200**
GÁS COMERCIALIZADO (GWh**)**	**18.642**
Portugal	**3.628**
Espanha	**15.014**

2018	
CLIENTES DE GÁS	**1.554.774**
Portugal	**659.485**
Espanha	**895.289**
GÁS COMERCIALIZADO (GWh**)**	**18.748**
Portugal	**3.605**
Espanha	**15.143**

3.4.1.3 ANÁLISE ESTRATÉGICA

	PILAR ESTRATÉGICO	INDICADOR	META	ESTADO
1	**Optimização do CAPEX de manutenção na produção**	CAPEX	Manutenção €0,5B Expansão €0,3B Acum. 2016-20	Manutenção €0,4B Expansão €0,3B Acum. 2016-18
2	**Melhoria na Eficiência**	OPEX/ Margem Bruta (%)	-2 p.p. 2020 VS 2015	+2 p.p. 2018 VS 2015
3	**Abordagem de risco controlado através do *hedging* da carteira de clientes e a gestão da agenda regulatória**	Venda a Clientes/ Produção Própria	>100% 2015-20	114% 2018
4	**Melhoria na libertação de *cash-flow***	EBITDA	+16% CAGR 2015[1]-20	-1% CAGR 2015[1]-18

1 EBITDA ajustado de efeitos recorrentes e de impacto meteorológico em 2015.

3.4.1.4 OUTLOOK RISCO

- **Risco político/ regulatório (Portugal):** despacho relativo aos "aspectos inovatórios" dos CMEC, suspensão do "*clawback*" à geração durante um período de 6 meses, outras decisões governamentais/ regulatórias
- **Risco político/ regulatório (Espanha):** suspensão do imposto de geração de 7% durante um período de 6 meses, outras decisões governamentais/ regulatórias
- **Desenho de mercado:** directivas da UE (nomeadamente, sobre remuneração de capacidade)
- **Regulação e precificação do CO_2:** evolução dos mecanismos de precificação do carbono e impacto sobre preços e ordens de mérito (centrais a carvão vs. gás natural)
- **Volumes hídricos:** incerteza relativa a níveis de geração hídrica
- **Margem de retalho/ quota de mercado:** redução da margem de retalho ou perda de quota de mercado, comercialização de novos produtos e serviços
- **Operação e disponibilidade de activos:** danos em activos e/ ou perda de lucros

3.4.2 REDES REGULADAS NA PENÍNSULA IBÉRICA

3.4.2.1 ANÁLISE FINANCEIRA

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA

EBITDA: €625M

-30% VS. 2017

O EBITDA das redes reguladas na Península Ibérica diminuiu 30% face ao período homólogo, para €625 milhões em 2018, impactado por:

- Venda da Naturgas Energía Distribuición e da EDP Gás, em Julho 2017 e Outubro 2017, respectivamente;
- Em Portugal (77% do EBITDA em 2018), novos termos regulatórios aplicáveis à distribuição de electricidade e comercializador de último recurso desde 1-Jan-2018 (-€160 milhões em termos homólogos), que foi parcialmente compensado pelo controlo de custos apertado;
- Em Espanha (23% do EBITDA em 2018), abordagem prudente quanto ao impacto de potenciais alterações regulatórias ainda antes do final do período regulatório em curso, em 2020.

3.4.2.2 ANÁLISE OPERACIONAL

- No final de 2018, a EDP tinha cerca de 2,6 milhões de telecontadores instalados em toda a rede de distribuição na Península Ibérica, com destaque para Portugal onde houve um aumento de 55%, vs 2017, de contadores inteligentes nos clientes domésticos.
- Em 2018 voltou a registar-se, pelo terceiro ano consecutivo, um aumento dos volumes de electricidade distribuída na Península Ibérica (+2% vs 2017), traduzindo-se num total de 55 TWh.
- O Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (TIEPI) em Portugal registou um ligeiro aumento face a 2017, com 61 minutos, tendo, no entanto, ficado abaixo da referência do regulador. Em Espanha, a EDP manteve a liderança na qualidade de serviço do sector eléctrico espanhol, com um TIEPI historicamente baixo de 17 minutos. A Frequência Média de Interupções do Sistema (SAIFI) em Portugal teve também um aumento face a 2017, tendo-se registado 1,61 interrupções para clientes domésticos e pequenos negócios e 1,87 interrupções para clientes empresariais.
- Nas perdas da rede de distribuição de electricidade destaque positivo para a melhoria deste indicador face a 2017. Em Portugal o nível de perdas atingiu os 9,6%, mantendo-se ainda assim acima da referência regulatória de 9,00%.

2017	
KM DE REDE	**246.641**
Linhas de distribuição aéreas	**193.016**
Linhas de distribuição aéreas	**53.625**
ELECTRICIDADE DISTRIBUÍDA (GWh)	**54.084**
Portugal	**44.753**
Espanha	**9.331**

2018	
KM DE REDE	**247.017**
Linhas de distribuição aéreas	**193.215**
Linhas de distribuição aéreas	**53.802**
ELECTRICIDADE DISTRIBUÍDA (GWh)	**55.419**
Portugal	**46.059**
Espanha	**9.360**

3.4.2.3 ANÁLISE ESTRATÉGICA

	PILAR ESTRATÉGICO	INDICADOR	META	ESTADO
1	**CAPEX selectivo em redes inteligentes**	CAPEX	€1,8B Acum. 2016-20	€1,0B Acum. 2016-18
2	**Melhoria na Eficiência**	OPEX/ Margem Bruta (%)	-2 p.p. 2020 VS 2015	-1 p.p. 2018 VS 2015

3.4.2.4 OUTLOOK RISCO

- **Concessões de baixa tensão (Portugal):** renovação de *framework*, possível fragmentação e aumento de custos de sistema
- ***Smart-grids*:** nível de suporte regulatório e iniciativas
- **Operação e disponibilidade de activos:** danos em activos e/ ou perda de lucros
- **Continuidade do negócio:** interrupção das operações prolongada e generalizada devido a eventos extremos (p. ex., desastres naturais, terrorismo)

3.4.3 EDP RENOVÁVEIS

3.4.3.1 ANÁLISE FINANCEIRA

EDP RENOVÁVEIS

EBITDA:
€1.300M
-5% VS. 2017

O EBITDA da EDP Renováveis desceu 5% (-€66 milhões), para €1.300 milhões em 2018, penalizado por:

- Depreciação do USD e BRL vs. Euro (-€35 milhões em EBITDA);
- Fraca eolicidade, que se situou 6% abaixo dos níveis médios em 2018;
- Menor preço médio de venda (-7% excluindo efeitos cambiais) decorrente de algumas evoluções regulatórias (Roménia) e do efeito *mix* da nova capacidade instalada;
- Expiração de Créditos Fiscais de Produção de 10 anos, para alguns parques eólicos (-€50 milhões face ao período homólogo).

3.4.3.2 ANÁLISE OPERACIONAL

- A produção eólica e solar aumentou 3% em 2018, reflectindo o aumento da capacidade instalada para os 11,3 GW;
- Durante 2018 a EDP Renováveis construiu 826 MW: 478 MW nos EUA; 137 MW no Brasil (*Babilónia*); e os restantes 211 MW foram instalados em Itália (77 MW), Espanha (68 MW), Portugal (55 MW) e França (11 MW);
- No seguimento da estratégia de *sell-down*, a EDP Renováveis vendeu 80% de um parque eólico *onshore* nos EUA com 200 MW, passando a consolidar pelo método de equivalência patrimonial os restantes 20% (40 MW);
- No final de 2018, a EDP Renováveis contava com 344 MW de eólica *onshore* em construção, relativos a parques a entrar em operação em 2019, nomeadamente 199 MW nos EUA (*Prairie Queen*), 50 MW em Itália (*Conza* e *San Nicola*), 47 MW em Portugal (Penacova), 29 MW em Espanha (*La Peña*) e 19 MW em França (*Paudy* e *Long Champs*). De salientar que, com excepção de Espanha, todos os parques têm contratos de longo prazo assegurados;
- Relativamente a eólica *offshore*, a 31-Dez encontravam-se em construção 316 MW no Reino Unido (*Moray East*) e 14 MW do projecto flutuante Windplus em Portugal.

2017	
CAPACIDADE INSTALADA (MW)	**10.676**
Europa	**5.061**
América do Norte	**5.284**
Brasil	**331**
PRODUÇÃO LÍQUIDA (GWh)	**27.621**
Europa	**11.669**
América do Norte	**15.091**
Brasil	**861**

2018	
CAPACIDADE INSTALADA (MW)	**11.301**
Europa	**5.272**
América do Norte	**5.562**
Brasil	**467**
PRODUÇÃO LÍQUIDA (GWh)	**28.359**
Europa	**11.480**
América do Norte	**15.644**
Brasil	**1.235**

3.4.3.3 ANÁLISE ESTRATÉGICA

	PILAR ESTRATÉGICO	INDICADOR	META	ESTADO
1	**Crescimento selectivo potenciando sólida criação de valor**	GWh	+10% CAGR 2015-2020	+10% CAGR 2015-2018
2	**Maior eficiência e incremento das adições de capacidade**	EBITDA	+8% CAGR 2015-2020[1]	+7% CAGR 2015-2018[1]
3	**Portefólio de qualidade com boa libertação de cash-flow**	RCF[2]	€3,9B Acum. 2016-2020	€2,7B Acum. 2016-2018
4	**Rendibilidade crescente dos accionistas EDPR**	Resultado Líquido	+16% CAGR 2015-2020[1]	+43% CAGR 2015-2018[1]
5	**Manutenção da política de dividendos**	*Payout* de Dividendos	25-35%	24%

[1] EBITDA e Resultado Líquido ajustados de efeitos não recorrentes
[2] Fluxo de caixa retido. Montante disponível para pagar dividendos aos accionistas e/ou para financiar novos investimentos e corresponde ao EBITDA líquido de juros de dívida, distribuições de capital a accionistas e investidores institucionais e impostos

3.4.3.4 OUTLOOK RISCO

- **Preços:** incerteza relativa a preços de electricidade (particularmente a longo-prazo), certificados verdes e RECs (*Renewable Energy Credits*)
- **Volumes de produção:** volatilidade anual da geração eólica e solar
- **Suporte político/ regulatório de energia renovável:** incerteza relativa a *frameworks* regulatórios de longo-prazo (incentivos, capacidade)
- **Contraparte:** possibilidade de contrapartes fazerem *default* nas suas obrigações (contratos de longo prazo de venda de energia, contratos de compra de equipamentos, etc.)
- **FX:** evolução das principais moedas (USD, BRL, CAD, RON, PLN, GBP)

3.4.4 EDP BRASIL

3.4.4.1 ANÁLISE FINANCEIRA

EDP BRASIL

EBITDA: €649M
+6% VS. 2017

O EBITDA da EDP Brasil subiu 6% em termos homólogos, para €649 milhões em 2018, apesar da desvalorização do BRL face ao EUR, que teve um impacto negativo de €127 milhões. Em moeda local, o EBITDA da EDP Brasil aumentou 27% para R$2.815 milhões em 2018, devido a:

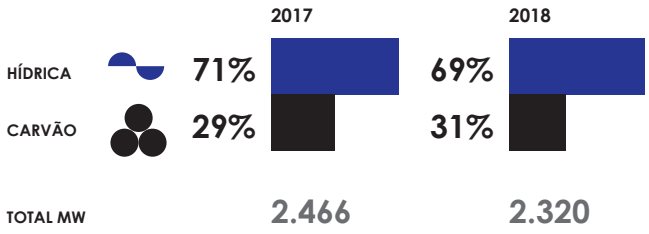
- Na distribuição, aumento de 7% no EBITDA face a 2017, devido à melhoria da *performance* operacional, aumento do volume de energia distribuída e actualização do valor dos activos;
- Na geração e comercialização, a gestão bem-sucedida do portefólio integrado, que permitiu mitigar o impacto adverso das condições hídricas;
- A venda das centrais mini-hídricas em 2018, com um ganho de R$375 milhões.

3.4.4.2 ANÁLISE OPERACIONAL

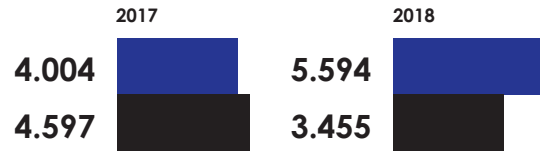
ACTIVIDADE DE PRODUÇÃO

- O volume de vendas de energia na produção hídrica, aumentou 4,8% em relação a 2017 (7.403 GWh vs. 7.066 GWh), sobretudo devido a uma maior contratação bilateral na Energest e Lajeado (+231GWh e +111GWh respectivamente). Este efeito foi em parte mitigado pelo encerramento dos contratos de vendas das PCH's vendidas.
- No Brasil, em Abril de 2018 entrou em exploração o último grupo de São Manoel (175 MW de um total de 700 MW, 33% EDP), em parceria com Furnas e CTG.

CAPACIDADE INSTALADA
(MW)



PRODUÇÃO LÍQUIDA
(GWh)



ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

- A energia distribuída cresceu 1,4% vs 2017. O volume de energia vendida cresceu ligeiramente (0,5%) quando comparado a 2017. Embora os segmentos residencial, comercial e rural tenham crescido, o segmento industrial reduziu em 8,2%, principalmente pela migração de mercado cativo para livre. A energia distribuída aos clientes industriais no mercado livre subiu 6,5% em 2018, passando de 10,4 TWh para 11,1 TWh.
- Quanto à qualidade de serviço em 2018, a EDP São Paulo obteve um DEC de 7,8 horas e um FEC de 4,8 vezes, o que corresponde, respectivamente, a uma diminuição de 2% e 3% em cada um dos indicadores face ao ano 2017, em resultado, essencialmente, de condições atmosféricas mais favoráveis. A EDP Espírito Santo apresentou um DEC de 8,3 horas, ou seja, uma diminuição de 4% face ao ano anterior, e um FEC de 4,8 vezes, menos 9% face a 2017.

2017	
KM DE REDE	**91.538**
Linhas de distribuição aéreas	**91.293**
Linhas de distribuição aéreas	**245**
ELECTRICIDADE DISTRIBUÍDA (GWh**)**	**24.652**

2018	
KM DE REDE	**92.160**
Linhas de distribuição aéreas	**91.906**
Linhas de distribuição aéreas	**254**
ELECTRICIDADE DISTRIBUÍDA (GWh**)**	**25.007**

ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

- O número de clientes no mercado regulado subiu 2% no ano o que se traduziu num incremento da electricidade comercializada em último recurso de cerca de 1%.
- A EDP Comercializadora, obteve um aumento de 2% na energia comercializada (18.102 GWh em 2018 vs. 17.804 GWh em 2017) reflectindo: aumento de volume de energia comercializada no mercado de curto prazo; aumento de acordos bilaterais ao longo de 2018; aumento de energia comercializada para novos consumidores livres no decurso do ano; integração da estratégia de cobertura do portefólio das hidroeléctricas do grupo no Brasil.

2017	
CLIENTES DE ELECTRICIDADE	**3.376.425**
Clientes em mercado livre	**337**
Clientes de último recurso	**3.376.088**
ELECTRICIDADE COMERCIALIZADA	**31.501**
Energia comercializada em mercado livre	**17.804**
Energia comercializada em último recurso	**13.697**

2018	
CLIENTES DE ELECTRICIDADE	**3.450.487**
Clientes em mercado Livre	**309**
Clientes de último recurso	**3.450.178**
ELECTRICIDADE COMERCIALIZADA	**31.871**
Energia comercializada em mercado livre	**18.102**
Energia comercializada em último recurso	**13.769**

ACTIVIDADE DE TRANSMISSÃO

- Durante o ano de 2018 entraram em exploração os primeiros 137km de rede de transmissão estando ainda em fase de desenvolvimento 1.184km com entrada prevista em exploração até 2021.

3.4.4.3 ANÁLISE ESTRATÉGICA

	PILAR ESTRATÉGICO
A	Compromisso com a execução
B	Excelência operacional e eficiência superior
C	Foco regulatório
D	Reforço da eficiência
E	Disciplina de Capital e Retorno para o accionista

INDICADOR	META	ESTADO
Capacidade Instalada	3,0GW	2,9GW
Dívida Líquida/ EBITDA	< 2,x	1,6x
Política de Dividendos	> 50%	60%

3.4.4.4 OUTLOOK RISCO

- **Regulatório:** ritmo de liberalização do mercado retalhista incluído na proposta em curso de revisão do modelo de mercado (Geração, Distribuição, Comercialização); manutenção da taxa de remuneração de capital investido (WACC) para as distribuidoras de energia
- **Volume hídrico:** disparidade entre geração de energia (incerta) e energia vendida em contratos de longo-prazo, diferenças pagas a preços *spot* voláteis (PLD)
- **Preço (*Spot* PLD):** impacto transversal ao negócio na Geração, Distribuição, Comercialização
- **Risco político/ social:** incertezas políticas com nova legislatura com impacto a nível macroeconómico e no negócio
- **Alterações climáticas:** escassez de recursos hídricos com impacto no negócio de Geração (hídrica e térmica)

3.5
GESTÃO DO RISCO NO ANO

A gestão do risco no Grupo EDP procura actuar de forma integrada ao longo de 5 pilares fundamentais:

	ACTIVIDADES RECORRENTES	DESENVOLVIMENTOS EM 2018	PRIORIDADES PARA 2019
CONHECIMENTO APROFUNDADO SOBRE PRINCIPAIS FONTES DE EXPOSIÇÃO AO RISCO	**Mapeamento dos principais riscos** (e representação em taxonomia). **Análise quantitativa de exposições** (com base na perda esperada e perda máxima).	**Desenvolvimento do mapa de riscos** com os principais riscos para 2019. **Aprofundamento do mapa de riscos** para o negócio da geração em Portugal. **Mapeamento dos principais riscos climáticos**, de acordo com recomendações TCFD (principais riscos de transição e riscos físicos).	**Desenvolvimento de ferramenta para seguimento das principais preocupações emergentes** da gestão do Grupo EDP, no sentido de actualizar o exercício de mapeamento de riscos emergentes realizado em 2017. **Actualização do exercício anual de mapa de risco** com os principais riscos para 2020.
DEFINIÇÃO DE ESTRATÉGIA DE GESTÃO DO RISCO	**Apoio à explicitação e reflexão sobre *trade-offs* de risco-retorno** (e apetite ao risco) nas principais decisões de gestão. **Actualização periódica do *statement* de apetite ao risco,** formalizado e divulgado em Relatório e Contas.	**Consolidação das metodologias de risco-retorno** (custo marginal do risco).	**Reflexão sobre capacidade e tolerância ao risco ao nível** do Grupo EDP.
PARTICIPAÇÃO ACTIVA DO RISCO NAS PRINCIPAIS DECISÕES E PROCESSOS DE GESTÃO	**Parecer na óptica do risco relativamente a Plano de Negócios e Orçamento.** **Suporte a decisões de investimento** (inc. participação em Comité de Investimento). **Apoio à definição de estratégias de cobertura** para principais exposições. **Análise e parecer sobre temas com possível impacto** no perfil de risco do Grupo. **Acompanhamento e controlo das principais exposições** (através de relatórios periódicos ao nível do Grupo e das UNs mais relevantes). **Realização periódica de Comités de Risco** (para debate de principais exposições e medidas de tratamento).	**Uniformização de políticas de risco de crédito.** **Análise do risco e composição** dos activos do Fundo de Pensões do Grupo. **Suporte ao robustecimento, uniformização e formalização das práticas de Gestão de Crise e Continuidade de Negócio em áreas seleccionadas** (EDP Distribuição, EDP Produção, DGU, UNGE, EDP Valor, EDP Comercial, EDP Espanha, EDP Renováveis). **Lançamento de piloto para integração do exercício do mapa de riscos no Orçamento.** **Estudo de mecanismos de mitigação de risco de volume hídrico.**	**Estratégia de cobertura do risco de mercado na Ibéria.** **Consolidação das práticas de Gestão de Crise e Continuidade de Negócio** e alargamento do perímetro às restantes UNs.
FORMALIZAÇÃO DE MODELO DE GOVERNO DO RISCO	**Estabelecimento de política e princípios da gestão do risco** no Grupo EDP.	**Divulgação contínua do modelo de governo do risco, e integração da estrutura corporativa de risco com os *risk-officers* das várias UNs**, dando visibilidade sobre os principais temas de risco à gestão de topo.	**Apoio à dinamização da rede de *risk-officers* e ao amadurecimento da função de risco** (nas UNs com modelos de governo de risco mais recentes).

STAY

WE
LOVE
SUSTAINABILITY