

edp

LOVE
ENERGY

05 DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E NOTAS



**Demonstrações Financeiras
31 de Dezembro de 2018**

(Página intencionalmente deixada em branco)

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal

Demonstração dos Resultados Consolidados para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Milhares de Euros	Notas	2018	2017
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	7	15.278.085	15.745.987
Custo com vendas de energia e outros	7	-10.178.903	-10.354.909
		5.099.182	5.391.078
Outros proveitos	8	562.677	1.036.999
Fornecimentos e serviços externos	9	-956.961	-990.533
Custos com o pessoal e benefícios aos empregados	10	-651.540	-680.833
Outros custos	11	-715.379	-766.762
Imparidades de clientes e devedores	11	-20.850	-
		-1.782.053	-1.401.129
		3.317.129	3.989.949
Provisões	35	-287.938	3.627
Amortizações e imparidades	12	-1.444.812	-1.675.659
		1.584.379	2.317.917
Proveitos financeiros	13	456.245	439.636
Custos financeiros	13	-1.010.390	-1.248.089
Equivalências patrimoniais em <i>joint ventures</i> e associadas	20	10.858	11.521
Resultado antes de impostos e CESE		1.041.092	1.520.985
Impostos sobre os lucros	14	-99.666	-10.304
Contribuição extraordinária para o sector energético (CESE)	15	-65.345	-69.246
		-165.011	-79.550
Resultado líquido do período		876.081	1.441.435
Atribuível a:			
Accionistas da EDP		519.189	1.113.169
Interesses não controláveis	31	356.892	328.266
Resultado líquido do período		876.081	1.441.435
Resultado por Acção (Básico e Diluído) - Euros	28	0,14	0,31

LISBOA, 11 DE MARÇO DE 2019

O CONTABILISTA CERTIFICADO
N.º 17.713

A DIRECÇÃO

O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO EXECUTIVO

EDP - Energias de Portugal
Demonstração Consolidada do Rendimento Integral
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Milhares de Euros	2018		2017	
	Accionistas	Interesses não	Accionistas	Interesses não
	EDP	controláveis	EDP	controláveis
Resultado líquido do período	519.189	356.892	1.113.169	328.266
Itens que não serão reclassificados para resultados (i)				
Ganhos/(perdas) actuariais (iii)	-74.125	8.694	-46.326	-20.048
Efeito fiscal dos ganhos/(perdas) actuariais	22.199	-2.957	20.597	6.818
Reserva de justo valor sem reciclagem (activos financeiros) (ii)	-3.586	-	-	-
Efeito fiscal da reserva de justo valor sem reciclagem (activos financeiros) (ii)	917	-	-	-
	-54.595	5.737	-25.729	-13.230
Itens que poderão vir a ser reclassificados para resultados (i)				
Diferenças de câmbio	-122.280	-80.484	-216.158	-349.829
Reserva de justo valor (cobertura de fluxos de caixa) (ii)	-164.709	-7.811	-147.264	1.960
Efeito fiscal da reserva de justo valor (cobertura de fluxos de caixa) (ii)	42.020	1.641	41.304	-858
Reserva de justo valor com reciclagem (activos financeiros) (ii)	-2.739	-35	-15.762	94
Efeito fiscal da reserva de justo valor com reciclagem (activos financeiros) (ii)	863	-	-3.396	-
Variações do rendimento integral de <i>joint ventures</i> e associadas, líquidas de imposto	-13.658	-2.372	-1.006	4.644
	-260.503	-89.061	-342.282	-343.989
Outro rendimento integral do período (líquido de efeito fiscal)	-315.098	-83.324	-368.011	-357.219
Total do rendimento integral do período	204.091	273.568	745.158	-28.953

(i) Ver Demonstração Condensada de Alterações nos Capitais Próprios Consolidados

(ii) Ver Nota 30

(iii) Ver Nota 34

LISBOA, 11 DE MARÇO DE 2019

O CONTABILISTA CERTIFICADO
N.º 17.713

A DIRECÇÃO

O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO EXECUTIVO

EDP - Energias de Portugal

Demonstração da Posição Financeira Consolidada
em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Milhares de Euros	Notas	2018	2017
Activo			
Activos fixos tangíveis	16	22.707.511	22.730.615
Activos intangíveis	17	4.736.530	4.747.360
Goodwill	18	2.251.461	2.232.668
Investimentos financeiros em <i>joint ventures</i> e associadas	20	951.613	843.082
Activos financeiros disponíveis para venda		-	124.016
Instrumentos de capital próprio ao justo valor	21	125.147	-
Propriedades de investimento		30.973	39.199
Activos por impostos diferidos	22	1.152.195	808.521
Devedores e outros activos de actividades comerciais	24	2.522.640	2.839.379
Outros devedores e outros activos	25	629.620	518.772
Impostos a receber	26	53.728	60.793
Depósitos colaterais associados à dívida financeira	33	25.466	34.874
Total dos Activos Não Correntes		35.186.884	34.979.279
Inventários	23	342.037	265.775
Devedores e outros activos de actividades comerciais	24	3.167.479	3.325.730
Outros devedores e outros activos	25	594.808	304.628
Impostos a receber	26	354.057	520.500
Activos financeiros ao justo valor através dos resultados		-	37.544
Depósitos colaterais associados à dívida financeira	33	167.425	10.381
Caixa e equivalentes de caixa	27	1.803.205	2.400.077
Activos não correntes detidos para venda	40	11.065	231.135
Total dos Activos Correntes		6.440.076	7.095.770
Total do Activo		41.626.960	42.075.049
Capitais Próprios			
Capital	28	3.656.538	3.656.538
Acções próprias	29	-62.410	-62.957
Prémios de emissão de acções	28	503.923	503.923
Reservas e resultados acumulados	30	4.350.938	4.335.265
Resultado líquido atribuível aos accionistas da EDP		519.189	1.113.169
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP		8.968.178	9.545.938
Interesses não controláveis	31	3.932.149	3.934.322
Total dos Capitais Próprios		12.900.327	13.480.260
Passivo			
Dívida financeira	33	13.462.390	15.469.636
Benefícios aos empregados	34	1.099.049	1.198.362
Provisões	35	982.515	726.771
Passivos por impostos diferidos	22	574.701	466.532
Parcerias institucionais nos EUA	36	2.231.249	2.163.722
Credores e outros passivos de actividades comerciais	37	1.356.245	1.343.171
Outros credores e outros passivos	38	756.899	874.984
Impostos a pagar	39	97.637	91.551
Total dos Passivos Não Correntes		20.560.685	22.334.729
Dívida financeira	33	2.622.509	1.448.129
Benefícios aos empregados	34	308.253	323.891
Provisões	35	35.930	26.058
Conta de hidraulicidade	32	-	1.574
Credores e outros passivos de actividades comerciais	37	3.862.245	3.498.131
Outros credores e outros passivos	38	770.922	284.140
Impostos a pagar	39	566.089	563.456
Passivos não correntes detidos para venda	40	-	114.681
Total dos Passivos Correntes		8.165.948	6.260.060
Total do Passivo		28.726.633	28.594.789
Total dos Capitais Próprios e Passivo		41.626.960	42.075.049

LISBOA, 11 DE MARÇO DE 2019

O CONTABILISTA CERTIFICADO
N.º 17.713

A DIRECÇÃO

O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO EXECUTIVO

EDP - Energias de Portugal
Demonstração de Alterações nos Capitais Próprios Consolidados
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Milhares de Euros	Total dos Capitais Próprios	Capital social (i)	Prémios de emissão (i)	Reserva legal (ii)	Reservas e resultados acumulados	Reserva de Justo Valor (cobertura FC) (iii)	Reserva de Justo Valor (act financ) (ii)	Diferenças cambiais (ii)	Acções próprias (iii)	Capital Próprio atribuível accionistas da EDP	Interesses não controláveis (iv)
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	13.736.372	3.656.538	503.923	739.024	4.635.564	29.486	50.098	-144.818	-63.528	9.406.287	4.330.085
Rendimento integral:											
Resultado líquido do período	1.441.435	-	-	-	1.113.169	-	-	-	-	1.113.169	328.266
Variações na reserva de justo valor (cobertura de fluxos de caixa) líquidas de imposto	-104.858	-	-	-	-	-105.960	-	-	-	-105.960	1.102
Variações na reserva de justo valor (activos financeiros disponíveis para venda) líquidas de imposto	-19.064	-	-	-	-	-	-19.158	-	-	-19.158	94
Variações do rendimento integral de joint ventures e associadas, líquidas de imposto	3.638	-	-	-	-	-	-	-1.006	-	-1.006	4.644
Ganhos/(perdas) actuariais líquidas de imposto	-38.959	-	-	-	-25.729	-	-	-	-	-25.729	-13.230
Variações na diferença cambial de consolidação	-565.987	-	-	-	-	-	-	-216.158	-	-216.158	-349.829
Rendimento integral total do período	716.205	-	-	-	1.087.440	-105.960	-19.158	-217.164	-	745.158	-28.953
Pagamento de dividendos	-690.637	-	-	-	-690.637	-	-	-	-	-690.637	-
Dividendos atribuíveis a interesses não controláveis	-118.251	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-118.251
Compra e venda de acções próprias	-869	-	-	-	-	-	-	-	-869	-869	-
Prémios em acções e exercício de "stock options"	1.364	-	-	-	-76	-	-	-	1.440	1.364	-
Oferta Pública de Aquisição sobre a subsidiária EDP Renováveis S.A.	-299.620	-	-	-	17.338	-1.608	315	26	-	16.071	-315.691
Alienação de vários parques eólicos na Europa sem perda de controlo	210.098	-	-	-	72.479	1.940	-	-	-	74.419	135.679
Variações resultantes de aquisições/alienações e aumentos/reduções de capital e outras	-74.402	-	-	-	-5.855	-	-	-	-	-5.855	-68.547
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	13.480.260	3.656.538	503.923	739.024	5.116.253	-76.142	31.255	-361.956	-62.957	9.545.938	3.934.322
Rendimento integral:											
Resultado líquido do período	876.081	-	-	-	519.189	-	-	-	-	519.189	356.892
Variações na reserva de justo valor (cobertura de fluxos de caixa) líquidas de imposto	-128.859	-	-	-	-	-122.689	-	-	-	-122.689	-6.170
Variações na reserva de justo valor (activos financeiros) líquidas de imposto	-4.580	-	-	-	-	-	-4.545	-	-	-4.545	-35
Variações do rendimento integral de joint ventures e associadas, líquidas de imposto	-16.030	-	-	-	-	-14.484	-	826	-	-13.658	-2.372
Ganhos / (perdas) actuariais líquidas de imposto	-46.189	-	-	-	-51.926	-	-	-	-	-51.926	5.737
Variações na diferença cambial de consolidação	-202.764	-	-	-	-	-	-	-122.280	-	-122.280	-80.484
Rendimento integral total do período	477.659	-	-	-	467.263	-137.173	-4.545	-121.454	-	204.091	273.568
Pagamento de dividendos	-690.517	-	-	-	-690.517	-	-	-	-	-690.517	-
Dividendos atribuíveis a interesses não controláveis	-196.852	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-196.852
Compra e venda de acções próprias	-952	-	-	-	-	-	-	-	-952	-952	-
Prémios em acções e exercício de "stock options"	1.393	-	-	-	-106	-	-	-	1.499	1.393	-
Impactos da adopção IFRS 9 e 15 (v)	-81.494	-	-	-	-60.609	-	-16.423	-	-	-77.032	-4.462
Variações resultantes de aquisições/alienações e aumentos/reduções de capital e outras	-89.170	-	-	-	-14.743	-	-	-	-	-14.743	-74.427
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	12.900.327	3.656.538	503.923	739.024	4.817.541	-213.315	10.287	-483.410	-62.410	8.968.178	3.932.149

(i) Ver nota 28

(ii) Ver nota 30

(iii) Ver nota 29

(iv) Ver nota 31

(v) Ver nota 3

LISBOA, 11 DE MARÇO DE 2019

O CONTABILISTA CERTIFICADO
N.º 17.713

A DIRECÇÃO

O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO EXECUTIVO

EDP - Energias de Portugal

Demonstração dos Fluxos de Caixa Consolidados e Individuais
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	2018	2017	2018	2017
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	14.236.820	13.776.871	3.307.270	2.600.335
Recebimentos por venda dos ajustamentos tarifários	1.288.676	1.192.916	-	-
Pagamentos a fornecedores	-10.920.343	-10.551.653	-3.274.269	-2.633.932
Pagamentos ao pessoal	-849.970	-854.016	-74.410	-68.791
Pagamentos de rendas de concessão	-281.281	-279.631	-	-
Outros recebimentos/(pagamentos) relativos à actividade operacional	-412.532	-390.307	-87.023	51.089
Fluxo gerado pelas operações	3.061.370	2.894.180	-128.432	-51.299
Recebimentos/(pagamentos) de imposto sobre o rendimento	-123.296	-658.587	77.602	-18.397
Fluxo das Actividades Operacionais	2.938.074	2.235.593	-50.830	-69.696
Actividades de Investimento				
Recebimentos:				
Venda de activos/filiais com perda de controlo (i)	492.024	2.764.384	-	32.103
Outros activos e investimentos financeiros (ii)	143.320	50.917	34.148	50.719
Outros Activos Financeiros ao Custo Amortizado	-	-	408.617	26.332
Variação de caixa por variações no perímetro de consolidação	2.785	28.342	-	-
Activos fixos tangíveis e intangíveis	12.948	23.405	543	121.361
Outros recebimentos relativos a activos fixos tangíveis	10.857	17.381	21	-
Juros e proveitos similares	36.229	73.746	193.436	333.999
Dividendos	26.851	32.403	868.344	785.399
Empréstimos a partes relacionadas	275.622	32.318	5.198.799	1.323.531
	1.000.636	3.022.896	6.703.908	2.673.444
Pagamentos:				
Aquisições de activos/filiais	-	-308.921	-	-319.391
Outros activos e investimentos financeiros (iii)	-215.027	-170.237	-3.600.344	-
Outros Activos Financeiros ao Custo Amortizado	-	-	-541.751	-446.802
Variação de caixa por variações no perímetro de consolidação	-50.183	-34.088	-	-
Activos fixos tangíveis e intangíveis	-1.708.627	-1.920.980	-50.109	-29.340
Outros pagamentos	-205.787	-18.916	-919.384	-1.795.610
Empréstimos a partes relacionadas	-2.179.624	-2.453.142	-5.111.588	-2.591.143
Fluxo das Actividades de Investimento	-1.178.988	569.754	1.592.320	82.301
Actividades de Financiamento				
Recebimentos/(Pagamentos) de dívida financeira (inclui depósitos colaterais)	-930.082	-440.343	-633.958	2.323.319
Juros e custos similares de dívida financeira incluindo derivados de cobertura	-623.444	-789.930	-311.999	-316.700
Recebimentos/(Pagamentos) de suprimentos de interesses não controláveis	-61.907	8.229	-	-
Juros e custos similares de suprimentos de interesses não controláveis	-32.458	-25.405	-	-
Recebimentos/(Pagamentos) de empréstimos de partes relacionadas	-	-	-829.664	-444.669
Juros e custos similares de empréstimos de partes relacionadas, incluindo derivados de cobertura	-	-	-40.972	-94.743
Subsídios governamentais ("Cash grants")	-	-16	-	-
Aumentos/(reduções) de capital subscritos por interesses não controláveis	-71.410	-87.563	-	-
Recebimentos/(Pagamentos) de instrumentos financeiros derivados	17.796	-90.876	312.433	34.380
Dividendos pagos a accionistas da EDP (iv)	-690.517	-690.637	-690.805	-690.924
Dividendos pagos a interesses não controláveis	-167.796	-140.159	-	-
Venda/(aquisição) de acções próprias (iv)	-952	-869	-952	495
Venda de activos/filiais sem perda de controlo	-	210.098	-	-
Recebimentos/(Pagamentos) antecipados de parcerias institucionais nos EUA (v)	225.353	250.022	-	-
Fluxo das Actividades de Financiamento	-2.335.417	-1.797.449	-2.195.917	811.158
Variação de caixa e seus equivalentes	-576.331	1.007.898	-654.427	823.763
Efeito das diferenças de câmbio	-20.541	-129.074	270	-2.758
Caixa e seus equivalentes no início do período	2.400.077	1.521.253	1.138.760	317.755
Caixa e seus equivalentes no fim do período*	1.803.205	2.400.077	484.603	1.138.760

- (i) Corresponde ao recebimento de preços contingentes associados à alienação da actividade de distribuição de gás em Espanha (ver nota 25) e aos valores recebidos pelas vendas da Costa Rica Energética, Ltda., Santa-Fé Energia, S.A., EDP Pequenas Centrais Hidroeléctricas S.A., EDP Small Hydro, S.A., Pebble Hydro - Consultoria, Investimento e Serviços, Lda., Meadow Lake Wind Farm VI LLC, Prairie Queen Wind Farm LLC, Nation Rise Wind Farm Gp II Inc. e Nation Rise Wind Farm Limited Partnership (ver nota 6);
- (ii) Corresponde aos valores recebidos pelas vendas da Moray Offshore Windfarm (East) Limited, Moray West Holdings Limited, Moray Offshore Windfarm (West) Limited, EDP Produção Bioeléctrica, S.A., Éoliennes en Mer Dieppe - Le Tréport, S.A.S. e Éoliennes en Mer Îles d'Yeu et de Noirmoutier, SAS (ver nota 6);
- (iii) Corresponde, essencialmente, a pagamentos efectuados pela aquisição da Centrais Elétricas de Santa Catarina, S.A. - Celesc, pelo aumento de capital em São Manoel e na ECE Participações (Jari) e de Fundos de Investimento (ver notas 20 e 25);
- (iv) Ver Nota 29;
- (v) Ao nível consolidado corresponde aos recebimentos e pagamentos líquidos de custos de transacção (transacções incluídas na nota 36)

* Ver detalhe da composição da rubrica Caixa e equivalentes de caixa na nota 27 e reconciliação das alterações nas responsabilidades decorrentes da actividade de financiamento na nota 51 às Demonstrações Financeiras.

LISBOA, 11 DE MARÇO DE 2019

O CONTABILISTA CERTIFICADO
N.º 17.713

A DIRECÇÃO

O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO EXECUTIVO

EDP - Energias de Portugal, S.A.

Demonstração dos Resultados Individuais
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Milhares de Euros	Notas	2018	2017
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	7	3.675.039	2.706.749
Custo com vendas de energia e outros	7	-3.502.579	-2.553.398
		172.460	153.351
Outros proveitos		18.455	37.216
Fornecimentos e serviços externos	9	-161.194	-166.502
Custos com o pessoal e benefícios aos empregados	10	-74.425	-73.509
Outros custos		-12.345	-11.682
Imparidades de clientes e devedores		-142	-
		-229.651	-214.477
		-57.191	-61.126
Provisões	35	7.475	-2.131
Amortizações e imparidades	12	-31.963	-23.022
		-81.679	-86.279
Proveitos financeiros	13	1.296.027	2.093.354
Custos financeiros	13	-562.246	-1.306.072
Resultado antes de impostos		652.102	701.003
Impostos sobre os lucros	14	86.484	64.424
Resultado líquido do período		738.586	765.427

LISBOA, 11 DE MARÇO DE 2019

O CONTABILISTA CERTIFICADO
N.º 17.713

A DIRECÇÃO

O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO EXECUTIVO

EDP - Energias de Portugal, S.A.

Demonstração Individual do Rendimento Integral
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Milhares de Euros	2018	2017
Resultado líquido do período	738.586	765.427
Itens que não serão reclassificados para resultados (i)		
Ganhos/(perdas) actuariais	-1.025	33
Efeito fiscal dos ganhos/(perdas) actuariais	249	-125
	-776	-92
Itens que poderão vir a ser reclassificados para resultados (i)		
Reserva de justo valor (cobertura de fluxos de caixa) (ii)	-9.158	-46.721
Efeito fiscal da reserva de justo valor (cobertura de fluxos de caixa) (ii)	2.060	14.308
Reserva de justo valor (activos financeiros)	-	-20.190
Efeito fiscal da reserva de justo valor (activos financeiros)	-	-2.741
	-7.098	-55.344
Outro rendimento integral do período (líquido de efeito fiscal)	-7.874	-55.436
Total do rendimento integral do período	730.712	709.991

(i) Ver Demonstração Condensada de Alterações no Capital Próprio Individual

(ii) Ver nota 30

LISBOA, 11 DE MARÇO DE 2019

O CONTABILISTA CERTIFICADO
N.º 17.713

A DIRECÇÃO

O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO EXECUTIVO

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Demonstração da Posição Financeira Individual
em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Milhares de Euros	Notas	2018	2017
Activo			
Activos fixos tangíveis	16	93.170	156.347
Activos intangíveis		78.662	12.311
Investimentos financeiros em empresas filiais	19	15.102.046	11.501.702
Investimentos financeiros detidos até à maturidade		-	451.257
Investimentos financeiros em <i>joint ventures</i> e associadas	20	2	6.597
Activos financeiros disponíveis para venda		-	1.556
Instrumentos de capital próprio ao justo valor	21	1.537	-
Propriedades de investimento		56.984	51.496
Activos por impostos diferidos	22	92.659	78.258
Devedores e outros activos de actividades comerciais	24	661	586
Outros devedores e outros activos	25	3.772.477	6.623.831
Total dos Activos Não Correntes		19.198.198	18.883.941
Investimentos financeiros detidos até à maturidade		-	419.946
Devedores e outros activos de actividades comerciais	24	653.404	609.630
Outros devedores e outros activos	25	2.424.019	2.907.222
Impostos a receber	26	98.092	185.256
Caixa e equivalentes de caixa	27	484.603	1.138.760
Total dos Activos Correntes		3.660.118	5.260.814
Total do Activo		22.858.316	24.144.755
Capitais Próprios			
Capital	28	3.656.538	3.656.538
Acções próprias	29	-56.315	-56.862
Prémios de emissão de acções	28	503.923	503.923
Reservas e resultados acumulados	30	2.642.185	2.575.543
Resultado líquido do período		738.586	765.427
Total dos Capitais Próprios		7.484.917	7.444.569
Passivo			
Dívida financeira	33	10.014.872	5.785.760
Benefícios aos empregados	34	5.683	5.763
Provisões	35	1.808	8.902
Credores e outros passivos de actividades comerciais		2.278	2.048
Outros credores e outros passivos	38	349.826	391.408
Total dos Passivos Não Correntes		10.374.467	6.193.881
Dívida financeira	33	2.795.609	7.702.537
Benefícios aos empregados	34	1.442	376
Provisões	35	1.172	1.553
Conta de hidraulicidade	32	-	1.574
Credores e outros passivos de actividades comerciais	37	788.883	686.463
Outros credores e outros passivos	38	1.293.180	2.094.629
Impostos a pagar	39	118.646	19.173
Total dos Passivos Correntes		4.998.932	10.506.305
Total do Passivo		15.373.399	16.700.186
Total dos Capitais Próprios e Passivo		22.858.316	24.144.755

LISBOA, 11 DE MARÇO DE 2019

O CONTABILISTA CERTIFICADO
N.º 17.713

A DIRECÇÃO

O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO EXECUTIVO

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A.

Demonstração de Alterações no Capital Próprio Individual
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Milhares de Euros	Total dos Capitais Próprios	Capital social (i)	Prémios de emissão (i)	Reserva legal (ii)	Reservas e resultados acumulados (ii)	Reserva de Justo Valor (cobertura FC) (ii)	Reserva de Justo Valor (act financ) (ii)	Acções próprias (iii)
Saldos em 31 de Dezembro de 2016	7.425.007	3.656.538	503.923	739.024	2.521.841	38.183	22.931	-57.433
Rendimento integral:								
Resultado líquido do período	765.427	-	-	-	765.427	-	-	-
Variações na reserva de justo valor (cobertura de fluxos de caixa) líquidas de imposto	-32.413	-	-	-	-	-32.413	-	-
Variações na reserva de justo valor (activos financeiros disponíveis para venda) líquidas de imposto	-22.931	-	-	-	-	-	-22.931	-
Ganhos / (perdas) actuariais líquidas de imposto	-92	-	-	-	-92	-	-	-
Rendimento integral total do período	709.991	-	-	-	765.335	-32.413	-22.931	-
Pagamento de dividendos	-690.924	-	-	-	-690.924	-	-	-
Compra e venda de acções próprias	-869	-	-	-	-	-	-	-869
Prémios em acções e exercício de "stock options"	1.364	-	-	-	-76	-	-	1.440
Saldos em 31 de Dezembro de 2017	7.444.569	3.656.538	503.923	739.024	2.596.176	5.770	-	-56.862
Rendimento integral:								
Resultado líquido do período	738.586	-	-	-	738.586	-	-	-
Variações na reserva de justo valor (cobertura de fluxos de caixa) líquidas de imposto	-7.098	-	-	-	-	-7.098	-	-
Ganhos / (perdas) actuariais líquidas de imposto	-776	-	-	-	-776	-	-	-
Rendimento integral total do período	730.712	-	-	-	737.810	-7.098	-	-
Pagamento de dividendos	-690.805	-	-	-	-690.805	-	-	-
Compra e venda de acções próprias	-952	-	-	-	-	-	-	-952
Prémios em acções e exercício de "stock options"	1.393	-	-	-	-106	-	-	1.499
Saldos em 31 de Dezembro de 2018	7.484.917	3.656.538	503.923	739.024	2.643.075	-1.328	-	-56.315

(i) Ver nota 28

(ii) Ver nota 30

(iii) Ver nota 29

LISBOA, 11 DE MARÇO DE 2019

O CONTABILISTA CERTIFICADO
N.º 17.713

A DIRECÇÃO

O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO EXECUTIVO

Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais

1. Actividade económica do Grupo EDP	255
2. Políticas contabilísticas	284
3. Normas contabilísticas e interpretações recentemente emitidas	301
4. Principais estimativas e julgamentos utilizados na elaboração das demonstrações financeiras	307
5. Políticas de gestão do risco financeiro	314
6. Perímetro de consolidação	320
7. Receitas de vendas e serviços de energia e outros	323
8. Outros proveitos	325
9. Fornecimentos e serviços externos	326
10. Custos com o pessoal e benefícios aos empregados	326
11. Outros custos e Imparidades de clientes e devedores	327
12. Amortizações e imparidades	328
13. Proveitos e custos financeiros	328
14. Impostos sobre os lucros	330
15. Contribuição extraordinária para o sector energético (CESE)	333
16. Activos fixos tangíveis	334
17. Activos intangíveis	337
18. Goodwill	339
19. Investimentos financeiros em empresas filiais (contas individuais)	343
20. Investimentos financeiros em <i>joint ventures</i> e associadas	344
21. Instrumentos de Capital Próprio ao Justo Valor	349
22. Impostos diferidos activos e passivos	351
23. Inventários	352
24. Devedores e outros activos de actividades comerciais	353
25. Outros devedores e outros activos	357
26. Impostos a receber	360
27. Caixa e equivalentes de caixa	360
28. Capital e prémios de emissão de acções	361
29. Acções próprias	362
30. Reservas e resultados acumulados	363
31. Interesses não controláveis	364
32. Conta de hidraulicidade	365
33. Dívida financeira	366
34. Benefícios aos empregados	370
35. Provisões	379
36. Parcerias institucionais nos EUA	385
37. Credores e outros passivos de actividades comerciais	386
38. Outros credores e outros passivos	388
39. Impostos a pagar	389
40. Activos e passivos não correntes detidos para venda	389
41. Instrumentos financeiros derivados	390
42. Compromissos	396
43. Partes relacionadas	399
44. Justo valor de activos e passivos financeiros	405
45. Licenças de CO2	407
46. Eventos relevantes ou subsequentes	407
47. EDP Sucursal em Espanha	408
48. Matérias ambientais	409
49. Processo investigação CMEC e DPH	410
50. Segmentos operacionais	411
51. Reconciliação das alterações nas responsabilidades decorrentes da actividade de financiamento	418
Anexo I - Empresas do Perímetro de Consolidação	419

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

1. Actividade Económica do Grupo EDP

A EDP - Energias de Portugal, S.A. (adiante designada EDP), actualmente com sede em Lisboa, no n.º 12 da Avenida 24 de Julho e com os seus títulos cotados na bolsa Euronext Lisboa, resulta da transformação da Electricidade de Portugal, E.P., constituída em 1976 na sequência da nacionalização e consequente fusão das principais empresas do sector eléctrico de Portugal Continental. Em 1994, conforme definido pelos Decretos-Lei n.º 7/91 e 131/94, constituiu-se o Grupo EDP (adiante designado por Grupo EDP ou Grupo) após a cisão da EDP, de que resultou um conjunto de empresas participadas detidas directa ou indirectamente a 100% pela própria EDP.

As actividades do Grupo EDP estão actualmente centradas, por um lado, nas áreas da produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia eléctrica e, por outro lado, na área da comercialização de gás natural. Complementarmente, o Grupo EDP dedica-se a actividades nas áreas da engenharia, ensaios laboratoriais, formação profissional, prestação de serviços energéticos e gestão do património imobiliário.

O Grupo EDP opera no sector da energia, essencialmente nos mercados Europeu (Portugal, Espanha, França, Polónia e Roménia) e Americano (Brasil e Estados Unidos da América).

Actividade no Sector Energético em Portugal

Portugal - Electricidade

As bases gerais da organização e funcionamento do Sistema eléctrico Nacional (SEN), bem como as bases gerais aplicáveis i) ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição, comercialização de electricidade e operação logística de mudança de comercializador e ii) à organização dos mercados de electricidade encontram-se estabelecidas no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro de 2006, na versão republicada pelo Decreto-lei n.º 215-A/2012, de 8 de Outubro de 2012, com as alterações introduzidas pela Lei n.º 42/2016, de 28 de Dezembro de 2016, e desenvolvidas pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto de 2006, na versão republicada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de Outubro de 2012, com as alterações introduzidas pela Lei n.º 114/2017, de 29 de Dezembro 2017.

Estes diplomas transpõem para a ordem jurídica portuguesa os princípios da Directiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e que revoga a Directiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho de 2003.

O SEN integra as actividades de: i) produção, ii) transporte, iii) distribuição, iv) comercialização, v) operação de mercados organizados, vi) operação logística de mudança de comercializador e vii) outras actividades relacionadas com a prestação de serviços no âmbito do mercado integrado.

Estas actividades, com excepção da produção, estão sujeitas à regulação da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), tendo esta por finalidade contribuir para assegurar a respectiva eficiência e racionalidade em termos objectivos, transparentes, não discriminatórios e concorrenciais, através da contínua supervisão e acompanhamento, integrada nos objectivos da realização do mercado interno de electricidade.

Para as actividades de transporte, distribuição e comercialização de último recurso, a lei estabelece o direito a uma remuneração fixada pela ERSE, nos termos do Regulamento Tarifário, que assegure o equilíbrio económico-financeiro nas condições de uma gestão eficiente.

Portugal - Electricidade - Produção

Enquadramento

A actividade de produção engloba a produção em regime ordinário (PRO) e a produção em regime especial (PRE), estando, em ambos os casos, sujeita à atribuição de uma licença de produção pela Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG).

A PRO integra a produção que não se encontre abrangida por um regime especial, incluindo todas as centrais remuneradas ao abrigo dos CAE (Contratos de Aquisição de Energia), CMEC (Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual) e Garantia de Potência, sendo a energia produzida vendida em mercados organizados ou através de contratos bilaterais.

Em contrapartida, a PRE integra: i) a produção que se encontre abrangida por regimes especiais, tais como a produção de electricidade através da cogeração e de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, a microprodução, a mini produção e a produção sem injeção de potência na rede, ou ii) a produção que seja efectuada através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a regime jurídico especial. A energia produzida em regime especial, se estiver ao abrigo de remuneração garantida, é vendida ao comercializador de último recurso (CUR). Caso contrário, é vendida a qualquer comercializador ou a um agregador de mercado, em mercados organizados ou mediante a celebração de contratos bilaterais.

Em Portugal, o Grupo EDP exerce a actividade de PRO e a actividade de PRE através da EDP Gestão da Produção, S.A. e da EDP Renováveis Portugal, S.A., entre outras participadas.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Aspectos a destacar:

Transformação de CAE em CMEC

Os CAE foram criados pelo Decreto-lei n.º 182/95, de 27 de Julho de 1995, como contratos de longo prazo, celebrados entre produtores vinculados e a REN, que cobriam custos fixos e variáveis de produção, garantindo aos primeiros um baixo nível de risco.

Em 2004, fruto das Directivas Comunitárias para liberalização do mercado e da construção do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), os CAE não podiam manter-se. Neste contexto, o Decreto-lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro 2004, veio estabelecer o regime da cessação antecipada dos CAE, assente na aplicação de um mecanismo para a manutenção do equilíbrio contratual designado de CMEC, que consistiu no direito ao recebimento de uma compensação pelos produtores visados.

Os CAE que o Grupo EDP mantinha em vigor foram transformados em CMEC com a entrada em funcionamento do MIBEL, em 2007, sendo os CMEC compostos por: i) um montante inicial, que corresponde à diferença entre o valor presente do CAE (calculado na data da cessação antecipada do contrato, i.e. 2007), e o valor das receitas de mercado esperadas, deduzido dos respectivos custos de operação (estimado em 2007, a valores desse ano). O valor assim apurado é pago em anuidades, desde Julho de 2007 até à data de termo do CAE subjacente mais longo (Dezembro de 2027); ii) ajustamentos anuais, que correspondem à revisibilidade anual calculada por diferença entre as condições subjacentes ao cálculo do montante inicial e os valores resultantes do modelo Valorágua, obtidos a partir de dados reais. Estes ajustamentos anuais ocorreram nos primeiros 10 anos de vigência do mecanismo de CMEC, ou seja, entre Julho de 2007 e Julho de 2017, e iii) um ajustamento final, que revê, com data reportada a Julho de 2017, o montante da compensação devida ao produtor até 2027 (prazo do CAE subjacente com a duração mais longa), com um racional similar ao cálculo do montante inicial, não havendo no entanto lugar a ajustamentos anuais a partir de Julho de 2017.

Concretamente, em 2007, o Grupo EDP mantinha em vigor 27 CAE para centrais hídricas e 7 CAE para centrais térmicas.

O Grupo EDP foi, contudo, a única entidade com CAE a transformá-los em CMEC, tendo as restantes entidades mantido os CAE em vigor.

Enquanto que no âmbito dos CAE o investimento e a disponibilidade eram remuneradas, havendo reconhecimento integral dos custos incorridos com a produção, nos CMEC a lógica foi compensar a diferença entre o que as centrais iam receber em CAE e o que recebem em mercado num contexto de gestão eficiente.

Em 2017, a Comissão Europeia emitiu decisão, na sequência de apresentação de queixa, a reiterar a conformidade dos CMEC com a legislação europeia relativa aos Auxílios de Estado.

Serviços de Sistema

Complementarmente à actuação no mercado diário, intradiário e a prazo, os produtores podem participar nos mercados de serviços de sistema.

Os serviços de sistema constituem ajustamentos para resolver desvios e solucionar as restrições técnicas em tempo real, por forma a responder às necessidades de qualidade, fiabilidade e segurança da rede, mantendo sempre o equilíbrio oferta-procura.

Modelos de Remuneração

A actividade de produção é remunerada pela energia produzida, pela disponibilidade da capacidade instalada e pelos serviços de sistemas:

	Remuneração Regulada	Remuneração em Mercado
Energia	- CAE - CMEC - Tarifas bonificadas à produção em regime especial	- MIBEL - Contratos bilaterais
Capacidade Instalada	- CAE - CMEC - Garantia de potência	- Leilões de capacidade
Serviços de Sistema	- Contratação directa	- Mercado de serviços de sistema

Tarifa Social

O Decreto-lei n.º 138 -A/2010, de 28 de Dezembro, criou um regime de tarifa social financiado pelos produtores em regime ordinário, incluindo a grande hídrica.

A referida tarifa social consistiu na atribuição aos clientes economicamente vulneráveis de um desconto na tarifa de acesso às redes em montante correspondente a um desconto de 20% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Em 2011, foi criado o apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE), que consistiu num desconto adicional atribuído aos clientes economicamente vulneráveis no valor de 13,8% do valor da fatura, neste caso financiado pelo Estado, com o objectivo de neutralizar o aumento do IVA de 6% para 23% para estes clientes.

Em 2016, o ASECE foi incorporado na tarifa social, passando a ser também financiado pelos produtores em regime ordinário e pela grande hídrica. Para além disso, foi também alargado o âmbito dos critérios de elegibilidade para se ser beneficiário da tarifa social e a respectiva aplicação foi tornada automática.

Face ao histórico, em 2016 o número de beneficiários da tarifa social aumentou de cerca de 80.000 para cerca de 800.000 e o desconto passou de 20% para 33,8 %, situação que se manteve até ao presente.

Clawback

O Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de Junho, introduziu um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de electricidade em Portugal, que actua, em caso de existência de distorções resultantes de eventos extramercado, através da repartição, em função do impacto registado na formação dos preços, dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) entre consumidores e produtores de electricidade – Clawback.

Os produtores de electricidade abrangidos por este mecanismo são os produtores em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida.

O Clawback tem as seguintes características essenciais:

- Visa impedir que eventos extramercado, como a existência de tributos existentes apenas num dos países do MIBEL, possam acarretar benefícios não justificados para os produtores que actuem no outro país;
- A ERSE elabora no final de cada semestre um estudo sobre o impacto na formação de preços médios da electricidade no mercado grossista em Portugal de eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia;
- Com base, designadamente, nos resultados do estudo da ERSE, serão determinados os termos da repartição dos CIEG entre produtores e consumidores.
 - Assim, caso se apure a existência de eventos extramercado em Espanha, sem correspondência em eventos paralelos ocorridos em Portugal e que, por essa razão, beneficiem os produtores nacionais, isso implicará uma diminuição dos proveitos a recuperar pelos mesmos produtores pela aplicação de variáveis de facturação à energia eléctrica injectada na rede, através da respectiva dedução aos CIEG a repercutir em cada ano na tarifa de uso global do sistema (UGS) aplicável aos clientes finais e comercializadores;
 - O inverso também deverá ocorrer, isto é, a existência de eventos extramercado em Portugal, sem correspondência em eventos paralelos ocorridos em Espanha, e que por essa razão prejudiquem os produtores nacionais, terá como consequência a não diminuição dos proveitos a recuperar pelos produtores através da aplicação de variáveis de facturação à energia eléctrica injectada na rede.

Ao abrigo do citado Decreto-Lei n.º 74/2013, o Despacho n.º 11566-A/2015 do Senhor Secretário de Estado da Energia, de 3 de Outubro de 2015, veio:

- a) Definir os parâmetros para o apuramento da fórmula do valor a pagar por parte de cada um dos centros electroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, por cada MWh injectado na rede;
- b) Fixar em 6,5 Euros o valor a pagar por parte de cada um dos centros electroprodutores abrangidos pelo Clawback, por cada MWh injectado na rede, em razão do resultado do estudo da ERSE mencionado;
- c) Determinar que a Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético ("CESE") e a Tarifa Social são os eventos extramercado registados em Portugal, ou seja que o valor da CESE e da Tarifa Social deve ser considerado na determinação do valor do Clawback unitário líquido.

Posteriormente, os Despachos n.º 7557-A/2017, de 25 de Agosto, e n.º 9371/2017, de 24 de Outubro, vieram: i) revogar o conteúdo integral do Despacho n.º 11566 -A/2015, de 3 de Outubro 2015, ii) declarar a nulidade parcial do mesmo, no que se refere à consideração dos eventos extramercado CESE e Tarifa Social na determinação do valor do Clawback unitário líquido, e iii) solicitar à ERSE a ponderação no cálculo da tarifa UGS do ano seguinte, a recuperação, em benefício das tarifas pagas pelos consumidores, dos montantes alegadamente indevidamente nelas incluídas nos anos anteriores (2016 e 2017).

Por sua vez, o Despacho n.º 9955/2017, de 17 de Dezembro, veio fixar em 4,75 Euros o valor a pagar por parte de cada um dos centros electroprodutores abrangidos pelo Clawback, por cada MWh injectado na rede.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Principais desenvolvimentos de 2018

Conta de Correção de Hidraulicidade

Em 5 de Março foi publicado o Despacho n.º 2224/2018, do Senhor Secretário de Estado da Energia, que determina a criação e composição de um Grupo de Trabalho, denominado "Grupo de Trabalho para a extinção da conta de correção de hidraulicidade" – a qual se encontra afeta às contas da EDP – Energias de Portugal, S.A. –, com a missão de elaborar um relatório fundamentado com o apuramento dos movimentos anuais da conta de correção de hidraulicidade e da sua origem, bem como determinar os direitos sobre os diferenciais dos montantes actualizados dos fluxos de pagamentos e recebimentos e dos encargos financeiros associados à referida conta de correção de hidraulicidade. Este Grupo de Trabalho foi criado na sequência da extinção de um grupo de trabalho anterior com idêntica missão, operada pelo Despacho n.º 5443/2017, de 22 de Junho.

Reserva de Segurança do Serviço Eléctrico Nacional (SEN)

Em 27 de Janeiro de 2017, a Portaria n.º 41/2017 veio estabelecer um novo regime de remuneração da reserva de segurança prestada ao SEN através de serviço de disponibilidade fornecidos pelos produtores de energia eléctrica e outros agentes de mercado. De acordo com este regime, a remuneração da reserva de segurança é estabelecida através de um mecanismo de leilão competitivo anual que remunera exclusivamente os serviços de disponibilidade prestados, privilegiando tecnologias de baixo carbono. Contudo, a Lei n.º 114/2017, de 29 de Dezembro de 2017, que aprova o Orçamento do Estado para 2018, veio determinar o adiamento do leilão anual 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. Em 3 de Abril de 2018, foi publicada a Portaria n.º 93/2018, que mantém o adiamento do referido leilão.

Ajustamento Final dos CMEC

Em 3 de Maio de 2018, a EDP tomou conhecimento (através de carta da DGEG) do Despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia (SEE) de 25 de Abril de 2018, que homologou o valor referente ao ajustamento final conforme proposto pela ERSE, no montante de 154 milhões de Euros.

Comissão Parlamentar de Inquérito ao Pagamento de Rendas Excessivas aos Produtores de electricidade

A Resolução da Assembleia da República n.º 126/2018, de 17 de Maio, veio constituir a Comissão Parlamentar de Inquérito ao pagamento de rendas excessivas aos produtores de electricidade, sob a forma de Compensação do Equilíbrio Contratual (CMEC) ou outros, cujos trabalhos, com a duração de 120 dias, se encontram em curso.

A Comissão Parlamentar de Inquérito tem por objecto, designadamente, determinar:

- a) A dimensão dos pagamentos realizados e a realizar por efeito dos regimes em vigor no âmbito do pagamento de rendas excessivas aos produtores de electricidade;
- b) O efeito sobre os custos do sistema eléctrico produzido pelas alterações legislativas e actos administrativos realizados no âmbito dos CMEC e dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) pelos governos entre 2004 e 2018;
- c) O efeito sobre os custos do sistema eléctrico produzido por outras alterações legislativas, designadamente na Produção em Regime Especial (PRE), na extensão do regime de tarifa subsidiada à produção eólica, nas rendas das barragens ou na remuneração da garantia de potência;
- d) As condições em que foram tomadas decisões governativas, designadamente em face de eventuais estudos e pareceres de entidades reguladoras, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e Autoridade da Concorrência (AdC), ou outros actos e documentos de outras entidades com atribuições neste âmbito;
- e) A existência de omissão ou falha comportamental de relevo no cumprimento das obrigações dos serviços de energia e das entidades reguladoras, inclusive no tocante à atribuição legal da ERSE de proposta de alterações legislativas;
- f) A avaliação da execução da Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético, desde a sua criação até à actualidade;
- g) A existência de favorecimento por parte de governos relativamente à EDP, à REN e a outras empresas do sector eléctrico, no caso dos CMEC, dos CAE e de outros instrumentos;
- h) A existência de actos de corrupção ou enriquecimento sem causa de responsáveis administrativos ou titulares de cargos políticos com influência ou poder na definição das rendas no sector energético.

Mercado Intradiário

A Directiva da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) n.º 10/2018, de 10 de Julho, veio determinar que o mercado intradiário passasse a funcionar em contínuo, dando cumprimento ao estabelecido no Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão de 24 de Julho de 2015 no que diz respeito à implementação de um processo de acoplamento intradiário.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Sobreequipamento de Parques Eólicos

A Portaria n.º 246/2018 do Ministério da Economia, de 3 de Setembro, na linha do Despacho n.º 7087/2017, de 14 de Agosto, do Senhor Secretário de Estado da Energia, veio determinar a consulta obrigatória da ERSE no âmbito dos procedimentos de autorização do sobreequipamento de parques eólicos e definir critérios de decisão a adoptar.

Aspectos Inovatórios

O Despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia de 29 de Agosto de 2018, notificado à EDP Produção no dia 26 de Setembro, relativo ao impacto financeiro dos "aspectos inovatórios" dos Acordos de Cessão dos CMEC, veio determinar que se proceda de acordo com a decisão da DGEG: "é de manter a proposta de decisão a submeter ao Senhor Secretário de Estado da Energia quanto ao aspecto inovatório "Procedimentos para cálculo do coeficiente de disponibilidade verificado" quantificado em 285 milhões de euros", sem, contudo, clarificar de que proposta se trata.

Por sua vez, o Despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia de 4 de Outubro de 2018 declarou a "nulidade dos cálculos dos ajustamentos anuais dos CMEC e, conseqüentemente, dos respectivos actos homologatórios, na parte, e apenas na parte, em que ponderou aspeto inovatório, aí identificado, relativo ao factor referente à disponibilidade das centrais em causa".

Na sequência dos referidos Despachos, a Directiva 13/2018, de 15 de Dezembro, que aprovou as tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços a vigorar em 2019, fixou os valores da devolução dos montantes das revisibilidades declaradas parcialmente nulas a serem considerados a título de parcela de acerto dos CMEC nos anos de 2019 a 2022.

A 31 de Dezembro, a Lei n.º 71/2018, que aprova o Orçamento do estado para 2019, veio estabelecer que o Governo procede, até final do 1.º trimestre de 2019, à revisão do mecanismo de Clawback, 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.

ISP e Adicionamento de CO2

A Lei n.º 114/2017, de 29 de Dezembro de 2017, que aprova o Orçamento do Estado para 2018, veio prever o fim da isenção de Imposto sobre Produtos Petrolíferos e Energéticos (ISP) e do Adicionamento de CO2 nas aquisições de carvão para a produção de electricidade e de electricidade e calor (cogeração). De acordo com a referida lei, a eliminação desta isenção será efectuada de forma progressiva, aplicando-se uma taxa correspondente a 10% da taxa de ISP e da taxa de Adicionamento de CO2 em 2018. Posteriormente, a evolução deste valor percentual será a seguinte: (i) 2019 – 25%, (ii) 2020 – 50%, (iii) 2021 – 75% e (iv) 2022 – 100%.

A Lei n.º 71/2018, de 31 de Dezembro, que aprova o Orçamento do Estado para 2019, confirma a aplicação de uma taxa correspondente a 25% da taxa de ISP e da taxa de Adicionamento de CO2 em 2019 às aquisições de carvão para a produção de electricidade e de electricidade e calor (cogeração), estabelecendo, para o caso do Adicionamento de CO2, que a taxa deve ser aplicada a um montante máximo de 5€/tCO2.

Portugal - Electricidade - Transporte

Enquadramento

A actividade de transporte integra a gestão global do sistema e é exercida em regime de concessão de serviço público, em exclusivo, mediante a exploração da Rede Nacional de Transporte (RNT).

O contrato de concessão da RNT foi atribuído pelo Estado à REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. em 2007, pelo prazo de 50 anos.

Portugal - Electricidade - Distribuição

Enquadramento

A actividade de distribuição inclui a exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND), que compreende as redes de distribuição em média e alta tensão, e a exploração das redes de distribuição em baixa tensão, sendo exercida mediante contratos de concessão em regime de serviço público, em exclusivo.

O contrato de concessão da exploração da RND foi celebrado entre o Estado à EDP Distribuição em 2009, pelo prazo de 35 anos.

Os contratos de concessão da exploração das redes de distribuição de energia eléctrica em baixa tensão, por sua vez, foram celebrados entre os 278 Municípios de Portugal continental e a EDP Distribuição em diferentes datas, pelo prazo de 20 anos, renovado por iguais períodos até 2006, nos termos do Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de Setembro, com as respectivas alterações, designadamente as que foram introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 29/2006.

Os contratos de concessão celebrados entre os 278 Municípios e a EDP Distribuição atingem o seu termo até 2026, a maioria em 2021 e 2022.

Neste contexto, a Lei n.º 31/2017, de 31 de Maio, veio prever o lançamento de concurso público para a atribuição dos novos contratos de concessão de forma sincronizada, em 2019, para áreas territoriais a definir pelos municípios ou entidades municipais, sob proposta da ERSE.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

No que se refere à remuneração da actividade de distribuição refira-se que, em cada ano, a empresa que a exerça deverá recuperar os seus custos de exploração e a remuneração do investimento efetuado:

Proveitos Permitidos = Custos com capital (custos aceites) + Custos de Exploração líquidos de outros proveitos, excepto amortizações (price cap) + Outros proveitos (custos aceites)

Principais desenvolvimentos de 2018

Concessões para a Distribuição em Baixa Tensão (BT)

Em 11 de Janeiro foi publicada a Resolução n.º 5/2018, da Presidência do Conselho de Ministros, que aprova o programa de acções e estudos a desenvolver pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) no âmbito dos procedimentos de concurso público para atribuição, por contrato, de concessões destinadas ao exercício em exclusivo da exploração das redes municipais de distribuição de electricidade de baixa tensão.

Tarifas e Preços

A Directiva n.º 2/2018, da ERSE, de 4 de Janeiro, aprovou as tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços a vigorar em 2018.

A Directiva 13/2018, de 15 de Dezembro, aprovou as tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços a vigorar em 2019, estando a aguardar publicação em Diário da República.

CESE

A Lei n.º 71/2018, de 31 de Dezembro, que aprova o Orçamento do Estado para 2019, veio reforçar o carácter temporário da contribuição extraordinária sobre o sector energético (CESE), introduzida pela Lei n.º 83-C/2013, de 31 de Dezembro, que aprova o Orçamento do Estado para 2014, alterada pela Lei n.º 33/2015, de 27 de Abril, em associação com a redução da dívida tarifária do Sistema eléctrico Nacional.

Por sua vez, o Decreto-Lei n.º 109-A/2018, de 7 de Dezembro, veio estabelecer a alocação de uma maior fracção da receita da CESE (2/3) à redução da dívida tarifária do Sistema eléctrico Nacional do que aquela que resultava do disposto do Decreto-Lei n.º 55/2014, de 9 de Abril, que cria o Fundo para a Sustentabilidade Sistemática do Sector Energético (1/3).

Portugal - Electricidade - Comercialização

Enquadramento

A actividade de comercialização é livre, estando sujeita a registo prévio.

Os comercializadores podem livremente comprar e vender electricidade e, nesse sentido, têm direito de acesso às redes de transporte e distribuição, mediante o pagamento de tarifas reguladas fixadas pela ERSE.

Está também legalmente consagrada, para protecção dos consumidores, a figura do comercializador de último recurso, sujeito à atribuição de licença, cuja finalidade é servir de garante do fornecimento de electricidade aos consumidores, nomeadamente os mais frágeis, em condições de qualidade e continuidade do serviço.

O comercializador de último recurso aplica as tarifas de venda a clientes finais definidas pela ERSE, prevendo, contudo, a lei que estas sejam extintas em Dezembro de 2020.

A actividade de comercialização livre é desenvolvida, no Grupo EDP, pela EDP Comercial, S.A. e a actividade de comercialização de último recurso (CUR) é assegurada pela EDP Serviço Universal, S.A. - empresa constituída e totalmente detida pela EDP Distribuição, S.A..

Principais desenvolvimentos de 2018

Extinção das Tarifas Reguladas

As Portarias n.º 39/2017, de 26 de Janeiro de 2017, e n.º 364-A/2017, de 4 de Dezembro de 2017 – electricidade, e a Portaria n.º 144/2017, de 24 de Abril de 2017 - gás natural - estenderam por mais 3 anos o prazo para extinção das tarifas reguladas nestes sectores, que passou assim para 31 de Dezembro de 2020. Em 30 de Agosto de 2017, a Lei n.º 105/2017, veio consagrar a livre opção dos consumidores domésticos de electricidade pelo regime de tarifas reguladas e eliminou a possibilidade de incluir factores de agravamento para a tarifa em Baixa Tensão Normal (BTN).

A Portaria n.º 348/2017, de 14 de Novembro de 2017, estabeleceu, por sua vez, um regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, no mercado livre, bem como as condições em que um cliente em mercado livre pode solicitar o regresso ao mercado regulado. Neste enquadramento, em 3 de Janeiro de 2018, foi publicada a directiva n.º 1/2018, da ERSE, que procede à operacionalização do regime equiparado ao das tarifas transitórias.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Tarifas e Preços

Como referido para a actividade de distribuição, em 4 de Janeiro foi publicada a Directiva n.º 2/2018, da ERSE, que aprova as tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços a vigorar em 2018.

Por sua vez, a Directiva 13/2018, de 15 de Dezembro de 2018, aprovou as tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços a vigorar em 2019, estando a aguardar publicação em Diário da República.

Operação de mercados organizados

Enquadramento

A actividade de gestão de mercados organizados de electricidade é livre, estando sujeita a autorização, e é da responsabilidade dos operadores de mercados.

Operação Logística de Mudança de Comercializador

Enquadramento

A actividade de operação logística de mudança de comercializador compreende as funções necessárias à mudança de comercializador pelo consumidor final, a seu pedido, e tem vindo a ser exercida, provisória e transitoriamente, pela EDP Distribuição – Energia, S.A.

Esta actividade foi, contudo, através do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de Março de 2017, atribuída à ADENE, que a passa a exercer tanto para a electricidade como para o gás natural.

Portugal - Gás Natural

As bases gerais da organização e funcionamento do sistema nacional de gás natural (SNGN), bem como as bases gerais: (i) aplicáveis ao exercício das actividades de recepção, armazenamento e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), de armazenamento subterrâneo de gás natural, de transporte, de distribuição e de comercialização de gás natural e (ii) à organização dos respectivos mercados encontram-se estabelecidas no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro de 2006, na versão correspondente à republicação efetuada pelo Decreto-Lei n.º 230/2012, de 8 de Outubro de 2012, com as alterações introduzidas pela Lei n.º 42/2016, de 28 de Dezembro de 2016, e desenvolvidas pelo Decreto-Lei n.º 140/2006 de 26 de Julho de 2006, na versão correspondente republicação efetuada pelo Decreto-Lei n.º 231/2012, de 8 de Outubro, com as alterações introduzidas pela Lei n.º 38/2017, de 29 de Dezembro de 2017.

Estes diplomas transpõem para a ordem jurídica portuguesa a Directiva n.º 2009/73/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Junho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno de gás natural e que revoga a Directiva n.º 2003/55/CE.

O sistema nacional de gás natural (SNGN) integra as actividades de (i) recepção, armazenamento e regaseificação de GNL, (ii) armazenamento subterrâneo de gás natural, (iii) transporte de gás natural, (iv) distribuição de gás natural, (v) comercialização de gás natural, (vi) operação de mercados organizados de gás natural e (vii) operação logística de mudança de comercializador de gás natural.

Estas actividades estão sujeitas à regulação da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), tendo esta por finalidade contribuir para assegurar a eficiência e a racionalidade das actividades em termos objectivos, transparentes, não discriminatórios e concorrenciais, através da sua contínua supervisão e acompanhamento, integrada nos objectivos da realização do mercado interno do gás natural.

Para as actividades de transporte, distribuição e comercialização de último recurso, a lei estabelece o direito a uma remuneração fixada pela ERSE, nos termos do Regulamento Tarifário, que assegure o equilíbrio económico-financeiro nas condições de uma gestão eficiente.

Portugal - Gás Natural - Comercialização

Enquadramento

A actividade de comercialização é livre, estando sujeita a registo prévio.

Os comercializadores podem livremente comprar e vender gás natural. Para o efeito, e mediante o pagamento de uma tarifa regulada, têm o direito de acesso às instalações de armazenamento e terminais de GNL e às redes de transporte e às redes de distribuição.

O livre exercício de comercialização de gás natural está sujeita ao regime transitório estabelecido para a abertura gradual do mercado.

Está também legalmente consagrada, para protecção dos consumidores, a figura do comercializador de último recurso, sujeito à atribuição de licença e a obrigações de serviço público nas áreas abrangidas pela Rede Pública de Gás Natural (RPGN).

Este comercializador fica sujeito à obrigação de fornecimento, garantindo, nas áreas abrangidas pela RPGN, a todos os clientes que o solicitem, a satisfação das suas necessidades, na observância da legislação aplicável, nomeadamente a relativa à protecção do consumidor.

O comercializador de último recurso aplica as tarifas de venda a clientes finais definidas pela ERSE, prevendo, contudo, a lei que estas sejam extintas em Dezembro de 2020.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

A actividade de comercialização livre é desenvolvida, no Grupo EDP, pela EDP Comercial, S.A. e a actividade de comercialização de último recurso (CUR) é assegurada pela EDP Gás Serviço Universal, S.A.

Principais desenvolvimentos de 2018

Regulamentos do Sector

Em 16 de Abril de 2018, o Regulamento ERSE n.º 225/2018 aprovou o Regulamento Tarifário do sector do gás natural, revogando o anterior, aprovado pelo Regulamento n.º 415/2016, de 29 de Abril de 2016. Também em 16 de Abril, foi publicado o Regulamento ERSE n.º 224/2018, que procede à primeira alteração ao Regulamento de Relações Comerciais do Sector do Gás Natural. Ambos os Regulamentos reflectem a necessidade de adequar os regulamentos anteriores: i) às alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de Março de 2017, relativas à actividade de operação logística de mudança de comercializador e; ii) às alterações preconizadas na Lei n.º 114/2017, que aprova o Orçamento de Estado para 2018, relativas ao mecanismo de financiamento da tarifa social.

De modo a melhor acomodar as alterações preconizadas na Lei n.º 114/2017, que aprova o orçamento de estado para 2018, ao nível do enquadramento da tarifa social:

a) Em 21 de Junho de 2018, foi publicado o Regulamento ERSE n.º 385/2018 que procede à alteração do Regulamento Tarifário (RT) do sector do gás natural;

b) Em 22 de Junho de 2018, foi publicado o Regulamento ERSE n.º 387/2018 que procede à segunda alteração ao Regulamento das Relações Comerciais (RRC) do sector do gás natural.

Tarifas e Preços

Também em 22 de Junho, foi publicada a Directiva da ERSE n.º 9/2018, que aprova as tarifas e preços do Gás Natural para o ano 2018-2019.

Actividade no Sector Energético em Espanha

Espanha - Electricidade

Em Espanha, a EDP-España, S.A.U. (EDP-España) desenvolve actividades nos sectores eléctrico e do gás. No sector eléctrico, a EDP-España desenvolve a sua actividade nas áreas da produção, distribuição e comercialização de energia eléctrica. O parque produtor está assente, fundamentalmente, em centrais térmicas clássicas a carvão e gás natural e, em menor percentagem, na hidroelectricidade e no nuclear.

Regulação do Sector Eléctrico

Em 27 de Novembro de 1997 foi aprovada a Lei 54/1997, do sector eléctrico, que efectua: (i) a transposição normativa dos princípios incluídos no Protocolo assinado a 11 de Dezembro de 1996 entre o Ministério de Indústria e as principais empresas eléctricas a fim de propiciar uma maior liberalização e concorrência no sector eléctrico e (ii) a incorporação no ordenamento jurídico espanhol das disposições contidas na Directiva 96/92/CE sobre normas comuns para o mercado interno de electricidade. De igual forma, a 6 de Julho de 2007 entrou em vigor a Lei 17/2007, de 4 de Julho, que altera a Lei 54/1997, para a adaptar ao disposto na Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho de 2003, sobre normas comuns para o mercado interno de electricidade. A citada Lei 54/1997 foi entretanto actualizada pelo Real Decreto-Lei 13/2012 de 30 de Março, incorporando os princípios da Directiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho, que revoga a Directiva 2003/54/CE. A 27 de Dezembro de 2013 foi publicada, no Boletim Oficial do Estado (BOE), a Lei 24/2013, que substitui a Lei 54/1997 e que mantém os princípios estabelecidos na legislação anterior mas com especial incidência na sustentabilidade económica e financeira do sector eléctrico.

Produção

A partir de 1 de Janeiro de 1998 a produção de energia eléctrica é efectuada em regime de livre concorrência no mercado de produção de energia eléctrica, o qual abrange as actividades comerciais de compra e venda de energia e outros serviços relacionados com o fornecimento de energia eléctrica.

A estrutura do mercado de produção de energia eléctrica foi alargada pela Lei 17/2007, de 4 de Julho, de forma a incluir os mercados a prazo e o mercado intradiário, as resoluções técnicas, os serviços complementares, a gestão de desvios e os mercados não organizados. A organização e regulação do mercado de produção de energia eléctrica está definida e desenvolvida pelo Real Decreto 1919/1997, de 26 de Dezembro e pelas suas normas de implementação.

A energia é paga ao preço marginal do sistema acrescido de uma componente pelos serviços de ajuste necessária para garantir um fornecimento adequado. Adicionalmente, a Ordem ITC/2794/2007, de 27 de Setembro, que reviu as tarifas de energia eléctrica a partir de 1 de Outubro de 2007, substituiu o conceito de "garantia de potência" da retribuição na produção de energia eléctrica pelo conceito de "pagamentos por capacidade", previsto no artigo 14.5 da Lei 24/2013, que contempla a retribuição do serviço de disponibilidade - destinado à contratação de capacidade no médio prazo desenvolvida na Ordem ITC/3127/2011 - e o incentivo ao investimento em capacidade a longo prazo.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

A instalação de novas unidades de produção encontra-se liberalizada, sem prejuízo da obtenção das autorizações necessárias.

Os produtores têm direito a utilizar nas suas unidades produtivas as fontes de energia primária que considerem mais adequadas, com as restrições aplicáveis em matéria de meio ambiente. A 1 de Outubro de 2010, foi promulgado o Real Decreto 1221/2010 (o qual modificou o Real Decreto 134/2010, de 12 de Fevereiro) que estabelece o procedimento para restrições de garantia de fornecimento, como medida para promover o consumo de carvão local. Em 23 de Dezembro do mesmo ano, entrou em vigor o Real Decreto-Lei 14/2010, que obriga os produtores a pagarem pelo uso das redes de transporte e distribuição. Adicionalmente, a 27 de Janeiro de 2012, foi promulgado o Real Decreto-Lei 1/2012, que suspendeu de forma transitória o direito de novas instalações beneficiarem do regime remuneratório específico das instalações que utilizam fontes de energia renovável, resíduos ou cogeração (aplicável às instalações que, a partir de 28 de Janeiro de 2012, não cumpram os requisitos administrativos previstos na referida norma). Com efeito a partir de 1 de Janeiro de 2013, os valores dos prémios aplicáveis à remuneração de todas as instalações do regime especial também foram eliminados, deixando apenas a opção retributiva da tarifa ou o preço de mercado (Real Decreto-Lei 2/2013).

O Real Decreto-Lei 9/2013 e a Lei 24/2013 alteram o modelo de remuneração para as instalações que utilizam a cogeração, fontes de energia renovável e resíduos (antigo regime especial) sendo que, além da venda de energia ao preço de mercado, pode cobrar uma taxa específica para cobrir os custos não recuperados em mercado, calculados com base nos critérios de empresa eficiente. Este regime não excede o mínimo necessário para cobrir os custos que permitam uma competição igual entre as instalações e as outras tecnologias do mercado obtendo um retorno, antes de impostos, igual à taxa das Obrigações do Estado Espanhol a dez anos, acrescida de um diferencial. Esse diferencial, desde Julho de 2013, é de 300 p.b. O Real Decreto-Lei acima mencionado foi desenvolvido no: (i) Real Decreto 413/2014, que substituiu a regulamentação anterior relativa ao modelo de remuneração utilizado contida principalmente no Real Decreto 661/2007; (ii) na Ordem IET/1045/2014, que aprova os parâmetros de remuneração aplicáveis às instalações que utilizem fontes de energia renovável, resíduos ou cogeração; e (iii) a Ordem ETU/555/2017, de 15 de Junho, que estabelece os parâmetros de remuneração das instalações padrão aplicáveis às instalações de tratamento e redução de purinas aprovadas pela Ordem IET/1045/2014 e os actualiza para o período de 2017/2019.

Transporte

A Red Eléctrica de España, S.A. exerce as actividades de Gestor do Transporte e Operador do Sistema, sendo responsável pela gestão técnica do mesmo, tendo como objectivo garantir a continuidade do fornecimento e a correcta coordenação do sistema de produção e transporte. A responsabilidade pela gestão económica do sistema cabe à OMI - Polo Español, S.A.

Verifica-se um livre acesso às redes de transporte e distribuição pelas entidades e consumidores qualificados, estabelecendo-se um sistema de "portagens" de trânsito. A retribuição das actividades de transporte e distribuição é fixada administrativamente.

O Real Decreto 325/2008, de 29 de Fevereiro, estabeleceu um novo regime de retribuição aplicável às instalações de transporte de energia eléctrica que entraram ao serviço a partir de 1 de Janeiro de 2009. No entanto, com a aprovação do Real Decreto-Lei 9/2013, a retribuição da actividade de transporte é calculada tendo como base a taxa das Obrigações do Estado Espanhol a dez anos, acrescida de 200 p.b. Estes pressupostos foram desenvolvidos no Real Decreto 1047/2013 (que revoga o Real Decreto 325/2008), que foi modificado pelo Real Decreto 1073/2015, de 27 de Novembro e desenvolvido pela Ordem IET/2659/2015 de 11 de Dezembro, que aprovou, entre outros, os valores unitários de referência para o cálculo da remuneração das instalações de transmissão de energia.

De acordo com a Lei 24/2013, a actividade de transporte é exercida por um único operador da rede de transporte. Igualmente, é efectuada uma distinção entre a rede de transporte primário (instalações superiores ou iguais a 380 kV, com interconexões internacionais e com sistemas insulares e extra peninsulares) e a rede de transporte secundário (instalações superiores ou iguais a 220 kV que não sejam transporte primário e as inferiores que cumpram funções de transporte).

Distribuição

A Lei 54/1997 estabelecia que a retribuição para cada empresa deveria atender a critérios baseados nos custos necessários ao desenvolvimento da actividade, tendo em conta um modelo de caracterização das zonas de distribuição, entre outros parâmetros. Em 19 de Março de 2008, entrou em vigor o Real Decreto 222/2008, de 15 de Fevereiro que estabeleceu, essencialmente, um novo regime de retribuição da actividade de distribuição de energia eléctrica e modificou o regime de "acometidas" (regime que regula a instalação que permite ligar a rede da distribuidora ao ponto de entrega de energia ao consumidor). Este sistema retributivo tinha como base os investimentos e os aumentos da procura de cada distribuidor. A 1 de Abril de 2012, entrou em vigor o Real Decreto-Lei 13/2012, que modificou os critérios de remuneração da actividade de distribuição relativos aos activos em serviço não amortizados, tomando como base para a sua retribuição financeira o valor líquido dos mesmos e estabeleceu que a remuneração dos activos colocados em serviço no ano t passa a ser iniciada a 1 de Janeiro do ano $t+2$. No entanto, com a aprovação do Real Decreto-Lei 9/2013, a retribuição da actividade de distribuição é calculada tendo como base a taxa das Obrigações do Estado Espanhol a dez anos, acrescida de 100 p.b. no segundo trimestre de 2013 e 200 p.b. de 2014 em diante. Estes princípios ficaram consagrados na nova Lei 24/2013 e desenvolvidos no Real Decreto 1048/2013, que revoga o Real Decreto 222/2008.

A aplicação da nova metodologia adoptada no Real Decreto 1048/2013 ficou condicionada pela aprovação da lista de instalações padrão e dos valores unitários de investimento e de operação e manutenção, que ocorreu com a publicação da Ordem IET/2660/2015 de 11 de Dezembro.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Em 10 de Junho de 2016, o Governo Espanhol publicou a Ordem Ministerial IET/980/2016, que fixou o valor final de remuneração da actividade de distribuição de electricidade da EDP España para 2016. Adicionalmente, a nova regulação fixou a vida útil regulatória média remanescente dos activos da EDP España existentes em 31 de Dezembro de 2014, em 25,13 anos. Consequentemente, a EDP España avaliou os critérios de contabilização da actividade regulada passando a reconhecer os proveitos de acordo com a cadência de amortização dos activos considerando o limite de 25,13 anos.

Em 15 de Setembro de 2017, foi publicado o BOE 223/2017 que abriu o trâmite de audiência da Ordem do Ministro de Energia, Turismo e Agenda Digital, e foi iniciado a um procedimento de declaração de "lesividad" para o interesse público da Ordem IET/980/2016, que estabeleceu a remuneração das empresas de distribuição de energia eléctrica até 2016. A alegação de prejuízo para o interesse público decorre do facto da referida Ordem não considerar a penalização ou redução de remuneração por cliente estabelecida pelo Real Decreto-Lei nº. 1048/2013 art.º 13 para falhas nas leituras de contadores e instrumentos de medição, bem como de terem sido considerados distintos critérios de cálculo do valor residual dos activos consoante a dimensão da empresa de distribuição.

Comercialização

A Lei 54/1997 veio estabelecer a liberalização progressiva do fornecimento de energia eléctrica e a introdução da actividade de comercialização, permitindo que os clientes passem a poder escolher de forma progressiva os seus fornecedores e liberalizando os fornecimentos a partir de 1 de Janeiro de 2003. Adicionalmente, a partir de 1 de Julho de 2009, os distribuidores deixaram de realizar qualquer actividade de distribuição de energia eléctrica (venda), passando a ser estritos operadores de redes. A Lei 24/2013 determina que certos consumidores terão direito a ser fornecidos a preços voluntários para os pequenos consumidores e tarifas de último recurso por parte dos comercializadores de referência. Os comercializadores de referência são determinados conforme os critérios estabelecidos no Real Decreto 216/2014.

A Portaria TEC/ 1366/2018, de 20 de Dezembro de 2018, estabelece as tarifas de acesso à energia eléctrica para 2019.

Regime de Preços da Energia Eléctrica

Os custos do sistema eléctrico são descritos no artigo 13.3 da Lei 24/2013. Esses custos serão financiados por receitas do sistema eléctrico, que incluem as tarifas de acesso (que se destinam a cobrir a remuneração da transmissão e da distribuição), os encargos para o pagamento de outros itens do custo que não são cobertos por outros rendimentos, poderão ser compensados por qualquer mecanismo financeiro estabelecido normativamente, incluindo o Orçamento do Estado.

As tarifas de acesso, iguais em todo o território espanhol, devem ser determinadas com a metodologia definida pela Comissão Nacional de Mercados e Competência (CNMC) considerando os custos do sistema conforme definidos na Lei 24/2013. Os encargos aplicáveis aos consumidores e aos produtores serão determinados pelas metodologias de cálculo aprovadas pelo Governo e pela CNMC que servirão para cobrir certos custos do sistema, sem prejuízo do que está em vigor para as tarifas de acesso às redes de transporte e de distribuição.

Transitoriamente, e enquanto estas metodologias não são aprovadas, as taxas e os encargos são definidos pelo Ministério da Indústria, Energia e Turismo.

Por outro lado, a 1 de Julho de 2009 foi extinto o sistema de tarifas de electricidade, tendo todos os consumidores, a partir dessa data, passado para o mercado liberalizado. No entanto, o Real Decreto 485/2009, de 3 de Abril, previa que os consumidores finais de baixa tensão com uma potência contratada inferior ou igual a 10 kW fossem elegíveis para a tarifa de último recurso (TUR), que estabelece o preço máximo do fornecimento. Essa tarifa será aplicada pelos comercializadores designados de último recurso (CUR), onde se inclui a EDP Comercializadora Último Recurso, S.A.

Com a Lei 24/2013, o conceito de "TUR" é substituído por "Preço voluntário para o pequeno consumidor", e o conceito de "CUR" por "Comercializador de Referência", deixando o termo "TUR" reservado para redução da taxa a aplicar aos consumidores vulneráveis ou tarifa de desincentivo para os consumidores que estão temporariamente sem comercializador. O Real Decreto 216/2014 estabeleceu a metodologia de cálculo do preço voluntário para o pequeno consumidor e o seu regime jurídico de contratação, tendo já sido actualizado pelo Real Decreto 469/2016 de 18 de Novembro.

Consumidores Vulneráveis

A legislação anterior do abono social, em que se impunha o seu financiamento às empresas verticalmente integradas, foi anulada por Sentença do Supremo Tribunal de 24 de Outubro de 2016. Como consequência da sentença judicial, no dia 25 de Dezembro de 2016 entrou em vigor o Real Decreto-Lei 7/2016, de 23 de Dezembro, que regula um novo mecanismo de financiamento para o custo do abono social e outras medidas para proteger consumidores vulneráveis de electricidade, modificando a Lei 24/2013.

O Real Decreto 897/2017 e a Ordem ETU/943/2017, ambos de 6 de Outubro, procederam ao desenvolvimento regulatório das medidas adoptadas pelo Real Decreto-Lei 7/2016. A aplicação do novo abono social baseia-se agora em critérios de rendimento e certas circunstâncias pessoais (família numerosa, invalidez, pensionistas com reforma mínima, vítimas de violência de género ou vítimas de terrorismo), que determinará o desconto aplicável à conta de electricidade como consumidor vulnerável ou consumidor em risco de exclusão social. O novo financiamento do abono social será assumido pelas empresas-mãe dos grupos de empresas que realizam a actividade de venda de electricidade ou pelas empresas que o façam se não fizerem parte de nenhum grupo corporativo, e proporcionalmente aos clientes a quem fornecem energia eléctrica.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Em 28 de Setembro e 22 de Dezembro de 2017, o Ministério da Energia publicou as Ordens ETU/929/2017 e ETU/1282/2017, respectivamente, que determinam a devolução pelo Estado Espanhol do montante que as empresas eléctricas contribuíram para o financiamento da tarifa social entre 2014 e 2016.

Espanha - Gás

No âmbito do fornecimento de gases combustíveis por canalização, a Lei 34/1998, aprovada em 7 de Outubro e modificada posteriormente pela Lei 12/2007 de 2 de Julho, identifica os seguintes operadores:

- Os transportadores, detentores de instalações de regaseificação de gás natural liquefeito, de transporte ou de armazenamento de gás natural. Após a publicação do Real Decreto-Lei 13/2012, as empresas que possuem os equipamentos da rede principal de transporte devem operar e administrar as suas próprias redes ou ceder a gestão das mesmas a um operador independente, nos casos previstos pela legislação;
- Os distribuidores, detentores de instalações de distribuição, cuja função consiste em distribuir o gás natural por canalização, assim como construir, manter e operar as referidas instalações de distribuição, destinadas a colocar o gás natural nos pontos de consumo;
- Os comercializadores, sociedades que detendo acesso às instalações detidas por terceiros, adquirem o gás natural para venda aos consumidores ou a outros comercializadores para efeitos de trânsitos internacionais;
- Os consumidores finais, que adquirem o gás natural para consumo próprio e os consumidores directos no mercado, que acedem directamente às instalações de terceiros.

O Real Decreto-Lei 6/2000 de 23 de Junho cria ainda a figura do Gestor Técnico do Sistema, que detém a responsabilidade de gestão técnica das instalações da rede básica de gás e das redes de transporte secundário, papel atribuído à ENAGÁS, S.A.

A Lei 34/1998, do sector dos hidrocarbonetos, foi modificada pela Lei 8/2015, de 21 de Maio, com o objectivo de criar um mercado organizado de gás e dotar de maior flexibilidade e com menores custos as comercializadoras na gestão das existências mínimas de segurança.

O sistema de aprovisionamento e fornecimento à tarifa por parte das empresas de distribuição de gás natural terminou em 1 de Julho de 2008. Desde então, foram estabelecidas taxas de último recurso, que podem beneficiar os consumidores que fiquem abrangidos pelo regulamento (a partir de Julho de 2009 são aqueles com consumo inferior a 50.000 kWh/ano), e que serão aplicadas pelos comercializadores que, em conformidade com o artigo 82º da Lei 34/1998, tenham a obrigação de assumir o fornecimento de último recurso. Entre os comercializadores designados pelo Ministério encontra-se a EDP Comercializadora Último Recurso, S.A.

Em relação ao fornecedor de último recurso, o Real Decreto 485/2009 reconhece a possibilidade de grupos de empresas que tenham, simultaneamente, as obrigações de fornecimento de último recurso de electricidade e de gás que agreguem numa única sociedade ambas as obrigações (a EDP Comercializadora de Último Recurso, S.A. engloba, actualmente, as obrigações de fornecimento de último recurso de gás e electricidade).

O Real Decreto 104/2010, de 5 de Fevereiro, regula o surgimento do fornecedor de último recurso no sector do gás natural e estabelece que a Tarifa de Último Recurso (TUR) passa a ser tarifa única a partir de 1 de Janeiro de 2010, impossibilitando aos comercializadores de último recurso a aplicação de descontos sobre as tarifas oficiais aos clientes com direito a TUR.

A 4 de Julho de 2014, o Governo Espanhol aprovou o Real Decreto-Lei 8/2014, rectificado posteriormente pela Lei 18/2014, de 15 de Outubro, onde são aprovadas medidas para estimular o crescimento, a competitividade e a eficiência no sector energético, em conformidade com as directivas europeias. Relativamente ao sector do gás, o objectivo desta reforma é a concepção de um sistema economicamente estável, minimizando os custos para o consumidor e eliminando o défice tarifário estrutural deste sector.

As principais medidas são: i) criação do Fundo Nacional de Eficiência Energética, para o qual as empresas comercializadoras de gás e de electricidade e operadores grossistas de produtos petrolíferos realizarão contribuições obrigatórias até 2020. Este fundo também será dotado de recursos provenientes de fundos comunitários (FEDER) e de outros recursos designados no Orçamento de Estado; ii) definição do mecanismo de recuperação do défice de gás gerado até 31 de Dezembro de 2014 pelo período de 15 anos e do défice gerado a partir de 1 de Janeiro de 2015 por um período de 5 anos; iii) alinhamento da remuneração das actividades reguladas com as tendências da procura; iv) eliminação da actualização da retribuição da distribuição com base nos preços e revisão das unidades de compensação; e v) corte na retribuição de actividades reguladas a partir de 5 de Junho de 2014. Os parâmetros de remuneração das actividades de regaseificação, armazenamento, transporte e distribuição do gás natural serão determinados por períodos regulatórios de 6 anos, sujeitos a ajustamentos a cada 3 anos.

A Lei 2/2015, de 30 de Março, sobre a indexação da economia espanhola, visa estabelecer um novo regime indexante, para que os valores monetários de preços regulados não sejam modificados em virtude dos índices de preços ou fórmulas que contêm, afectando a determinação das actualizações de preços relacionados com o aluguer de contadores, royalties, e inspecções periódicas. Até que o Real Decreto que detalha estas actualizações seja aprovado, os preços de referência como o índice de preços industriais (IPRI) e o índice de preços do consumidor (IPC) serão zero.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

A Lei 8/2015, de 21 de Maio, que entre outras modifica a Lei 34/1998 de 7 de Outubro do sector de hidrocarbonetos, liberalizando o serviço de inspecção periódica que até agora era desempenhada exclusivamente pelo distribuidor, considera as conexões de transporte-distribuição como activos de distribuição e habilita a Corporação de Reservas Estratégicas de Produtos Petrolíferos (CORES) a constituir reservas estratégicas de gás natural e promover o desenvolvimento do mercado organizado. Estes aspectos são regulados com mais detalhe no Real Decreto 984/2015, de 30 de Outubro.

Adicionalmente, o Real Decreto 984/2015 introduz alterações ao Real Decreto 949/2001 em relação ao regime de acesso de terceiros às instalações do sistema de gás natural permitindo a contratação independente de entradas e saídas para o sistema de transmissão e distribuição que permite aos utilizadores trocar o gás introduzido sem nenhuma restrição, aspecto essencial para o desenvolvimento do mercado organizado de gás natural.

A regulação do mercado organizado de gás natural fica completa com a Resolução de 4 de Dezembro de 2015, da Secretaria de Estado da Energia, que aprova: (i) as regras de mercado que determinam a gestão técnica e económica do mercado organizado; (ii) o contrato de adesão que os agentes têm que subscrever para poder operar no mercado; e (iii) as resoluções relativas ao funcionamento do mesmo, bem como por resolução da Secretária de Estado de 23 de Dezembro de 2015, que desenvolveu o procedimento de aquisição de gás de operação, e outras duas resoluções de 2 de Agosto que aprovaram as normas de gestão da garantia do sistema gasista e a estrutura de acesso às instalações do sistema gasista espanhol.

A Ordem ETU/1977/2016, de 23 de Dezembro, fixou as tarifas e proveitos associados com o acesso de terceiros às instalações de gás e a remuneração das actividades reguladas para 2017, mantendo-se, em geral, os valores existentes.

Com a venda da Naturgás Energia em 2017, o Grupo EDP deixou de estar presente no sector da distribuição de gás natural em Espanha.

Actividade no Sector Energético do Brasil

Electricidade

No Brasil, o Grupo EDP actua no sector eléctrico, nomeadamente na produção, distribuição, transmissão e comercialização de energia eléctrica, através da sua subsidiária EDP Energias do Brasil, S.A. (EDP Energias do Brasil).

No início dos anos 90, o sector eléctrico brasileiro sofreu importantes alterações estruturais, tendo migrado de uma situação de monopólio gerido pelo Estado para um modelo de mercado, onde participa o capital privado. O modelo do sector compreende a existência de dois ambientes comerciais distintos, que são o ACR – Ambiente de Contratação Regulada e o ACL – Ambiente de Contratação Livre.

Ambiente de Contratação Regulada

O Ambiente de Contratação Regulada é destinado à comercialização de energia eléctrica entre geradores, importadores de energia, ou comercializadores, vendendo energia para os distribuidores, os quais adquirem energia de forma a assegurar o fornecimento dos consumidores do mercado regulado.

A partir de 2004, a principal forma de contratação por parte de uma concessionária de distribuição passou a ser por meio da realização de leilões públicos regulados pela Agência Nacional de Energia Eléctrica (ANEEL). As regras destes leilões são elaboradas para que o vencedor seja estabelecido pelo critério do menor preço de venda.

Cabe às empresas distribuidoras estimar a quantidade de electricidade a contratar nos leilões, sendo obrigadas a contratar 100% das suas necessidades, respeitando ainda a condicionante de que os acréscimos de mercado devem ser assegurados por energia de novos empreendimentos, contratada com 3 anos (Leilão A-3) ou 5 anos (Leilão A-5) de antecedência. O não cumprimento da totalidade do fornecimento nos seus mercados de distribuição poderá resultar em severas penalidades.

Ambiente de Contratação Livre

No mercado livre, a electricidade é comercializada entre concessionárias de produção, produtores independentes de energia, auto-produtores, agentes comercializadores e consumidores livres. Neste mercado, as condições contratuais, como preços, vigência do contrato e montante comercializado são livremente negociados entre as contrapartes (Decreto n.º 5.163/04). Os consumidores livres poderão voltar para o sistema regulado em certas condições.

Alterações regulatórias

O Governo Federal instituiu mudanças no sector eléctrico através de Medidas Provisórias (MP). A MP n.º 577, publicada em 31 de Agosto de 2012, regula a extinção das concessões de serviço público de energia eléctrica e a prestação temporária do serviço e a intervenção para adequação do serviço público de energia eléctrica. Esta MP foi convertida na Lei n.º 12.767, de 27 de Dezembro de 2012.

O ano de 2012 foi marcado por alterações significativas nas regulamentações aplicadas ao sector da energia eléctrica, entre elas, a MP n.º 579/2012, na qual o governo federal apresentou medidas para reduzir o valor da conta de energia eléctrica para o consumidor final. A redução média prevista para todo o Brasil é de 20,2%, decorrente da actuação do governo em duas frentes: Renovação das Concessões (13%) e alteração de Encargos Sectoriais (7%). Esta medida resultou na Lei n.º 12.783 de 11 de Janeiro de 2013.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Na renovação das concessões, as concessionárias de produção que tiverem os seus contratos a vencer entre 2015 e 2017 poderão antecipar a renovação das concessões e deverão disponibilizar a sua garantia física de energia para o regime de quotas a ser distribuído proporcionalmente ao mercado de cada distribuidora, afectando a contratação de energia. As concessionárias de transporte que tiverem os seus contratos a vencer entre 2015 e 2017 poderão renovar as suas concessões e, considerando que os activos vinculados à prestação do serviço de transporte de energia eléctrica estarão totalmente amortizados, apenas os custos de operação e manutenção serão considerados na Receita Anual Permitida (RAP).

Algumas concessões das empresas distribuidoras foram antecipadas, o que implicou a migração para um novo contrato. As restantes, incluindo a EDP São Paulo e a EDP Espírito Santo, independentemente da data de vencimento dos contratos, poderão aderir ao "aditivo" proposto pela ANEEL, conforme metodologia em avaliação na Audiência Pública 58/2016. O "aditivo" propõe mudanças no cálculo das parcelas A e B, entre elas: i) cálculo da parcela B passa a ser determinado pelo mercado do ano teste e pelas tarifas vigentes no último processo tarifário, deixando de ser obtida pela diferença entre a receita verificada e a parcela A; ii) receitas irrecuperáveis, excedente de procura, ultrapassagem de procura e outras receitas passam a fazer parte da parcela A; iii) ONS passa a fazer parte da parcela B; iv) as perdas da DIT serão alocadas às perdas técnicas; e v) neutralidade de energia e transporte.

As concessões de produção hídrica detidas pelo Grupo EDP - Energias do Brasil, por terem sido outorgadas após Fevereiro de 1995, data de entrada em vigor da Lei 8.987, não são abrangidas pelas mudanças regulatórias introduzidas. Ainda assim, estas mudanças influenciarão as regras que serão aplicadas às prorrogações destas concessões no futuro, nas seguintes condições:

- Remuneração por tarifa calculada pela ANEEL para cada central hídrica;
- Venda da energia das centrais (Garantia Física) através de quotas destinadas exclusivamente ao Ambiente Regulado, ou seja, às distribuidoras; e
- Submissão aos padrões de qualidade do serviço impostos pela ANEEL.

A 24 de Janeiro de 2013, a ANEEL aprovou a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE, específica para o ajuste dos custos de energia, custos de transporte e encargos sectoriais, de todas as distribuidoras de energia. Deste modo, serão reduzidos os custos não gerenciáveis e as tarifas de fornecimento, não havendo impactos na margem das distribuidoras. Estes efeitos foram perceptíveis aos consumidores a partir do final de Janeiro de 2013.

A 23 de Janeiro de 2013, foi publicada a MP n.º 605, que teve como objectivo aumentar o alcance da aplicação dos recursos da CDE (Conta de Desenvolvimento Energético), que passou a promover recursos para cobrir os descontos aplicados nas tarifas e a Exposição Involuntária das distribuidoras gerada pela não adesão à prorrogação de concessões por parte das geradoras. Essa medida alterou a Lei 10.438/2002, que estabelecia a aplicação dos recursos da CDE.

O Decreto n.º 7.891, de 23 de Janeiro de 2013, estabeleceu mais opções para a aplicação dos recursos da CDE, os quais passaram a ser utilizados para subsidiar os descontos tarifários previstos na lei, como a tarifa social baixa renda, rural, água, esgoto e saneamento, entre outros. Deste modo, a diferença no valor das receitas, devido aos descontos concedidos, já não seria recuperada por via das tarifas dos restantes consumidores. Este decreto foi alterado em 7 de Março de 2013 pelo Decreto n.º 9.745, que aumentou os custos que podem ser realizados com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.

A Eletrobrás, empresa gestora dos fundos sectoriais, entre eles a CDE, é responsável por transferir mensalmente às concessionárias de distribuição os custos relacionados com: a produção alocada no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE (Risco Hidrológico das Cotas); o montante de reposição não coberto pelas quotas (Exposição Involuntária) e o custo adicional relativo à activação de centrais termoeléctricas fora da ordem de mérito (ESS - Segurança Energética), ocorridos de Janeiro a Dezembro de 2013 e os montantes anuais homologados pela ANEEL para cobrir, total ou parcialmente, o resultado positivo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA, decorrentes do custo de aquisição de energia eléctrica e encargos de Serviços do Sistema - ESS.

No processo de reajuste tarifário da EDP Espírito Santo ocorrido em 30 de Julho de 2013, foi aprovado, por meio da Resolução Homologatória 1.576/13, o valor de 90.670 milhares de Reais. Para a EDP São Paulo o processo de reajuste tarifário ocorreu a 23 de Outubro de 2013, sendo aprovado por meio da Resolução Homologatória 1.641/13, o valor de 237.874 milhares de Reais. Estes valores foram transferidos pela Eletrobrás, em parcela única para cobertura do resultado positivo das CVAs correspondentes à aquisição de energia e ao ESS, conforme estabelecido no Decreto n.º 7.891, com redacção dada pelo Decreto n.º 7.945.

Em 12 de Fevereiro de 2014, a ANEEL, após análise do recurso administrativo interposto pela EDP Espírito Santo, reviu por meio do despacho n.º 287/2014, a Base de Remuneração Regulatória (BRR) integrante da 6ª Revisão Tarifária Periódica, incorporando 32 milhões de Reais à BRR Bruta e 24 milhões de Reais à BRR Líquida. O montante foi incorporado na tarifa e os valores não recebidos em 2013 foram corrigidos pela variação da SELIC (taxa "overnight" do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia) e adicionados como Componente Financeira no reajuste tarifário de 2014.

Foi publicado, em 7 de Março de 2014, o Decreto n.º 8.203/2014, que autoriza o repasse de recursos financeiros da CDE para o pagamento de custos da exposição ao mercado de curto prazo na Câmara de Comercialização de Energia Eléctrica - CCEE no mês de Janeiro de 2014. O total de recursos destinado às distribuidoras do país foi de 1,2 mil milhões de Reais, conforme cálculo realizado pela ANEEL e publicado no Despacho n.º 515/2014.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Em 13 de Março de 2014, os Ministérios de Minas e Energia (MME) e da Fazenda anunciaram as seguintes medidas de apoio ao sector eléctrico nacional: (i) criação da Conta Centralizadora (Conta-ACR), administrada pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Eléctrica), com o objectivo de preservar o consumidor da volatilidade tarifária, além do alívio do fluxo de caixa das distribuidoras relativo às despesas do ano de 2014; (ii) contribuição financeira adicional do Tesouro Nacional na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) no valor de 4 mil milhões de Reais; e (iii) realização de Leilão de Energia Existente do Ano "A", com entrega da energia já no ano de 2014, com previsão de realização em Abril e início de fornecimento de energia a partir do dia 1 de Maio de 2014.

Estas medidas foram concretizadas pela publicação, em 2 de Abril de 2014, do Decreto n.º 8.221/2014 relativo à cobertura dos sobrecustos para 2014, com efeitos retroactivos a Fevereiro, que define a forma de financiamento dos mesmos e a subsequente repercussão nas tarifas de electricidade. Esta cobertura tem o carácter de uma comparticipação de custos, não reembolsável.

A 25 de Abril de 2014, a CCEE firmou contratos com alguns bancos para financiar 11,2 mil milhões de Reais para a Conta-ACR, para cobrir os desembolsos das distribuidoras de energia eléctrica com a exposição ao mercado de curto prazo e o despacho de energia das centrais térmicas. Os recursos para o pagamento do empréstimo ficaram a cargo da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, presente nas tarifas de energia, e o reembolso foi efectuado a partir de Novembro de 2015. Os recursos da Conta-ACR, obtidos através de financiamento bancário, esgotaram-se em Abril de 2014. Desta forma, em Agosto de 2014 foi aprovado um novo empréstimo no valor de 6,5 mil milhões de Reais. A EDP Espírito Santo recebeu o montante de 596 milhões de Reais até Novembro, referentes aos meses de Fevereiro a Outubro de 2014, enquanto que para o mesmo período a EDP São Paulo recebeu 309 milhões de Reais. O valor da Conta-ACR foi insuficiente para cobrir os défices de Novembro e Dezembro, forçando a ANEEL a adiar o pagamento para 2015. Em Março de 2015, a CCEE celebrou um novo empréstimo no valor de 3,4 mil milhões de Reais. Desta forma, a EDP Espírito Santo e a EDP São Paulo receberam 104,2 milhões de Reais e 64,4 milhões de Reais, respectivamente, para cobrir os défices de Novembro e Dezembro de 2014. Os valores recebidos pela Conta-ACR para cobrir o défice de 2014 foram considerados nas tarifas de energia a partir dos processos tarifários ordinários de 2015.

O Leilão de Energia existente, denominado Leilão "A", realizado a 30 de Abril de 2014, para a compra de energia eléctrica proveniente de empreendimentos de produção existentes garantiu a contratação de 2.046 MW médios de centrais hidroeléctricas e termoeléctricas movidas a gás natural e a biomassa. O prazo de fornecimento de energia é a partir de 1 de Maio de 2014 até 31 de Dezembro de 2019. O leilão "A" teve como objectivo satisfazer a necessidade imediata de contratação de energia por parte das distribuidoras devido à exposição involuntária bem como reduzir o impacto nos reajustes tarifários.

No processo de reajuste tarifário da EDP Espírito Santo ocorrido a 6 de Agosto de 2014, foi aprovado por meio da Resolução Homologatória 1.768/14 um índice de 26,54%, sendo 19,61% o reajuste económico e 6,93% o reajuste proveniente de componentes financeiras. Para a EDP São Paulo o processo de reajuste tarifário ocorreu a 22 de Outubro de 2014, sendo aprovado por meio da Resolução Homologatória 1.809/14 um índice de 22,34%, sendo 15,05% o reajuste económico e 7,29% o reajuste proveniente de componentes financeiras.

Através da Resolução Normativa 613/2014 de Maio de 2014, a ANEEL estabelece critérios relativos ao destino dos recursos financeiros excedentes da Conta de Energia de Reserva - CONER, que passou a ser destinada às distribuidoras com o intuito de reduzir o défice tarifário.

A partir de Janeiro de 2015, entrou em vigor o Sistema de Bandeiras Tarifárias. Este sistema sinaliza aos consumidores os custos reais da produção de energia eléctrica, sendo composto por três bandeiras: verde, amarela e vermelha. A bandeira verde indica que o custo de produção de energia está mais baixo, não sendo aplicada nenhuma modificação nas tarifas de energia. As bandeiras amarela e vermelha representam o aumento de custo de produção de energia, sendo aplicado um valor adicional à tarifa de energia. Apenas os consumidores classificados na subclasse residencial baixa renda terão desconto sobre o adicional aplicado pelas bandeiras amarela e vermelha. Mensalmente, as condições de operação do sistema são reavaliadas pelo Operador Nacional do Sistema Eléctrico - ONS, que define a melhor estratégia de produção de energia face à procura.

A 4 de Fevereiro de 2015, foi criada a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, pelo Decreto n.º 8.401. As distribuidoras devem recolher os recursos provenientes da aplicação do sistema das bandeiras tarifárias directamente para essa conta, gerida pela CCEE. Os recursos são alocados para a cobertura de custos que não estão previstos na tarifa das distribuidoras, tais como: Segurança Energética do Encargo de Serviço do Sistema - ESS, despacho térmico, risco hidrológico de Itaipu e quotas, exposição ao mercado de curto prazo e excedente da Conta de Energia de Reserva - CONER.

A ANEEL deve homologar mensalmente as transferências para as distribuidoras. Os eventuais custos não cobertos pela receita serão considerados no processo tarifário subsequente.

Em 27 de Fevereiro de 2015, através da Resolução Homologatória n.º 1.859, a ANEEL estabeleceu novos critérios para o adicional de tarifa e o funcionamento do Sistema de Bandeiras Tarifárias:

- a) Bandeira Verde: utilizada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário - CVU da última central a ser despachada for inferior ao valor de 200 R\$/MWh;
- b) Bandeira Amarela: utilizada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário - CVU da última central a ser despachada for igual ou superior a 200 R\$/MWh e inferior ao valor máximo do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD, nesta data de 388,48 R\$/MWh. Para o período de 1 de Janeiro até 1 de Março de 2015, o acréscimo proporcional ao consumo ascende a 1,5 R\$ por 100 kWh. A partir de 2 de Março de 2015, o acréscimo proporcional ao consumo ascende a 2,5 R\$ por 100 kWh;

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

c) Bandeira Vermelha: utilizada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário – CVU da última central a ser despachada for igual ou superior ao valor máximo do PLD. Para o período de 1 de Janeiro até 1 de Março de 2015, o acréscimo proporcional ao consumo ascende a 3 R\$ por 100 kWh. A partir de 2 de Março de 2015, o acréscimo proporcional ao consumo ascende a 5,5 R\$ por 100 kWh. Após 1 de Setembro de 2015, conforme determinado pela Resolução Homologatória ANEEL nº1.945 de 28 Agosto de 2015, ocorreu a aprovação da redução do valor para 4,50 R\$ por 100 kWh.

Ao mesmo tempo, a ANEEL aceitou o pedido de Revisão Tarifária Extraordinária - RTE das distribuidoras e definiu a metodologia aplicável. Foram homologados os resultados das RTEs das Concessionárias de Distribuição de Energia Eléctrica, por meio da Resolução Homologatória n.º 1.858. Para a EDP São Paulo a aplicação das novas tarifas, a partir de 2 de Março, resultou num aumento médio nos seus clientes de 25,12%, sendo que para a EDP Espírito Santo o efeito foi de 26,83%.

A 26 de Janeiro de 2016, a ANEEL aprovou a divisão da bandeira vermelha em dois patamares de preço, em vigor a partir de 1 de Fevereiro. O primeiro patamar terá um valor de 3 R\$ por cada 100 kWh consumidos e será utilizado quando o CVU da central mais cara a ser despachada estiver entre 422,56 R\$/MWh e 610 R\$/MWh; o segundo patamar, continuará com o valor de 4,50 R\$ por cada 100 kWh consumidos e será utilizado quando o CVU da central mais cara a ser despachada ultrapassar os 610 R\$/MWh.

A 26 de Outubro de 2017, a ANEEL aprovou o aumento do valor adicional cobrado na bandeira vermelha - patamar 2 para 5 R\$ por cada 100 kWh. No caso da bandeira amarela o adicional cobrado reduziu para 1 R\$ por cada 100 kWh. A bandeira vermelha - patamar 1 não sofreu qualquer alteração.

Em 28 de Abril de 2015, através da Resolução Normativa n.º 660, a ANEEL aprovou alterações na metodologia aplicável aos processos de Revisão Tarifária Periódica das distribuidoras válidas para os processos realizados a partir de 6 de Maio de 2015. As alterações verificaram-se nos seguintes aspectos: (i) procedimentos gerais; (ii) custos operacionais; (iii) factor X (ganhos de produtividade); (iv) perdas não técnicas; (v) receitas irre recuperáveis; e (vi) outras receitas, das quais se destacam:

- a) Extinção do conceito de ciclo tarifário, passando a ser utilizadas as metodologias e os parâmetros vigentes no momento da revisão tarifária. A actualização dos parâmetros ocorrerá em períodos de 2/4 anos enquanto que a actualização das metodologias ocorrerá em períodos de 4/8 anos;
- b) A taxa de remuneração do capital investido (WACC) passou de 7,5% para 8,09% (depois de impostos). Os pontos tidos em consideração na actualização foram: (i) uniformização das séries; (ii) utilização do risco de crédito médio das empresas no capital de terceiros; e (iii) recálculo do custo de capital a cada 3 anos, com revisão da metodologia a cada 6 anos;
- c) Inclusão de remuneração para o risco associado à operação de investimentos realizados com recursos de terceiros (subsídios);
- d) Para a definição dos custos operacionais eficientes, foram considerados os “índices de qualidade” e “perdas”;
- e) Para a definição do nível de perdas não técnicas, foi incluída a variável “baixa renda” e a base de dados foi actualizada com base em 3 modelos estatísticos;
- f) O nível de receita irre recuperável (%) passa a ser calculado com base na antiguidade de 60 meses de incumprimento das distribuidoras de referência;
- g) A percentagem de partilha das outras receitas foi alterada para 30% nos serviços de: (i) eficiência do consumo de energia eléctrica; (ii) instalação de cogeração qualificada; e (iii) serviços de comunicação de dados. Para os restantes serviços a partilha foi definida em 60%; e
- h) A fórmula de cálculo do factor X passa a considerar a qualidade comercial.

De referir que estas alterações, que representam um aumento na receita futura, apenas serão notórias após a revisão tarifária da EDP São Paulo, que ocorreu a 23 de Outubro de 2015, e da EDP Espírito Santo, que ocorreu a 7 de Agosto 2016.

A 4 de Agosto de 2015, a ANEEL homologou o Reajuste Tarifário Anual da EDP Espírito Santo, por meio da Resolução Homologatória n.º 1.928. As tarifas foram aumentadas em média em 2,04%, sendo 1,68% para os consumidores de alta tensão (AT) e 2,29% para os consumidores de baixa tensão (BT).

Em 20 de Outubro de 2015, a ANEEL homologou o resultado da 4ª Revisão Tarifária Periódica da EDP São Paulo. O efeito médio para o consumidor foi de 16,14%, sendo 17,09% para os consumidores de alta tensão e 15,37% para os consumidores de baixa tensão. A Parcela B, destinada a cobrir os custos com a actividade de distribuição de energia eléctrica, foi definida em 823 milhões de Reais, que deduzida da partilha de Outras Receitas ascende a 791 milhões de Reais. Para o período de 2016 a 2019, a componente de Produtividade (Pd) anual do factor X foi estabelecido em 1,14%, enquanto que a componente de Transição (T) do mesmo factor X foi estabelecida em -0,23%. As perdas técnicas foram fixadas em 4,59% e as perdas não técnicas foram fixadas numa trajectória decrescente que inicia em 9,83% em 2016 e termina em 8,45% em 2019.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Em 23 de Novembro de 2015, a ANEEL aprovou, por meio da Resolução Normativa n.º 686/2015, alterações na metodologia de Revisão Tarifária relativa à Avaliação da Base de Remuneração Regulatória (BRR). Entre as principais alterações, destacam-se: (i) a troca do índice de actualização monetária da BRR, de IGP-M (Índice Geral de Preços de Mercado), da FGV (Fundação Getúlio Vargas), para o IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo), do IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística); (ii) a avaliação dos custos de mão-de-obra e de menores componentes de investimentos através de valores regulatórios pré-homologados por tipo de equipamento; e (iii) actualização das transferências tarifárias de sistemas, veículos e alugueres.

Em 28 de Março de 2016, foi publicada a Resolução Normativa n.º 703, de 15 de Março de 2016, através da qual a ANEEL alterou alguns procedimentos regulatórios com impacto no cálculo dos activos e passivos sectoriais. Estas alterações estão relacionados com: (i) Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela "A" (CVA) ; (ii) Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo (MCP); (iii) Outras componentes financeiras; e (iv) Limites da Transferência dos Custos de Compra de Energia.

As principais alterações com impacto para as distribuidoras referem-se ao: (i) apuramento da "glosa" do saldo da CVA de aquisição de energia; (ii) à exclusão do risco hidrológico para fins de composição de preços dos contratos no apuramento da "glosa", excepto para contratos de disponibilidade; (iii) à utilização dos montantes contabilizados dos contratos de energia bem como dos resultados do mercado de curto prazo tanto para o apuramento do saldo da CVA de aquisição de energia quanto para o Encargo de Serviços do Sistema (ESS) e o Encargo de Energia de Reserva (EER); e (iv) apuramento dos resultados do mercado de curto prazo por meio da componente financeira específica.

A 7 de Agosto de 2016, a ANEEL homologou o resultado da 7ª Revisão Tarifária Periódica da EDP Espírito Santo. O efeito médio para o consumidor foi de -2,80%, sendo -6,18% para os consumidores de alta tensão e -0,67% para os consumidores de baixa tensão. A Parcela B, destinada a cobrir os custos com a actividade de distribuição de energia eléctrica, foi definida em 862 milhões de reais, que deduzida da partilha de Outras Receitas ascende a 846 milhões de reais. Para o período de 2017 a 2019, a componente de Produtividade (Pd) anual do factor X foi estabelecido em 1,15% enquanto que, a componente de Transição (T) do mesmo factor X passou a ser zero. As perdas técnicas foram fixadas em 7,14% sobre a energia injectada e as perdas não técnicas foram fixadas em 11,45% para o mercado de baixa tensão.

A 19 de Setembro de 2016, a ANEEL aprovou, por meio da Resolução Normativa n.º 733/2016, as condições para a aplicação de uma nova modalidade tarifária, a Tarifa Branca.

A Tarifa Branca é uma nova opção que sinaliza aos consumidores a variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo. Esta tarifa é oferecida aos consumidores em baixa tensão, denominados de grupo B. Com esta tarifa, o consumidor passará a ter possibilidade de pagar valores diferentes em função da hora e do dia da semana.

Nos dias úteis, o valor da Tarifa Branca varia consoante três períodos: ponta, intermediário e fora de ponta. Os períodos de ponta, intermediário e fora de ponta são homologados pela ANEEL nas revisões tarifárias periódicas de cada distribuidora. Para aderir à Tarifa Branca, os consumidores precisam de formalizar a sua opção junto da distribuidora. Quem não optar por esta modalidade continuará a ser facturado de acordo com as Tarifas Convencionais.

A adesão a este novo sistema poderá ser feita a partir de Janeiro de 2018, da seguinte forma: (i) de imediato, para as novas ligações e para os consumidores com uma média anual de consumo superior a 500 kWh/mês; (ii) até 12 meses para consumidores com uma média anual de consumo superior a 250 kWh/mês; e (iii) até 24 meses para os restantes consumidores. O consumidor poderá regressar à tarifa convencional.

A MP n.º 735/16, convertida na Lei 13.360, publicada a 18 de Novembro de 2016, reestrutura a gestão dos fundos sectoriais: Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, Reserva Global de Reversão – RGR e Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, cujos valores actuais são aproximadamente 20 mil milhões de reais, transferindo a gestão da Eletrobrás para a Câmara de Comercialização de Energia Eléctrica – CCEE, até 1 de Maio de 2017.

A Lei sinaliza uma redução dos encargos sectoriais ao determinar que o Poder Concedente deverá apresentar um Plano de Redução Estrutural das despesas da CDE até 31 de Dezembro de 2017, limitando também o reembolso de combustíveis para as distribuidoras da Região Norte em 3,5 mil milhões de reais até 2017, que ficam sujeitos à disponibilidade orçamental e financeira. A partir de 2030, o rateio da CDE entre as concessionárias e permissionárias de distribuição será proporcional aos seus mercados. A transição entre a transferência actual, que sobrecarrega as regiões S/SE/CO e a transferência proporcional aos mercados, será realizada entre 2017 e 2030. Adicionalmente, cria condições favoráveis para a transferência do controlo accionista das concessões, simplificando o processo de licitação e as condições de pagamento à União. Finalmente, autoriza a transferência das dívidas da União com Itaipu para as tarifas dos consumidores finais e revoga a possibilidade de prorrogação das concessões cujo início de operação das centrais tenha sido adiado, mesmo que haja o reconhecimento de exclusão de responsabilidade.

No Despacho n.º 2.777, de 18 de Outubro de 2016, a ANEEL deferiu o litígio da revisão das perdas não técnicas da EDP São Paulo alterando os valores correspondentes ao mercado medido, acrescentando a este o consumo relacionado com as ocorrências de facturamento fixo e de irregularidades. Deste modo, foi considerada uma componente financeira, em favor da distribuidora, de 2 milhões de reais, no reajuste a ser aplicado a partir de 23 de Outubro de 2016.

Por meio da Resolução Homologatória n.º 2.158, de 18 de Outubro de 2016, a ANEEL homologou o Reajuste Tarifário anual de 2016, da EDP São Paulo. As tarifas foram reajustadas em -23,53%, correspondendo ao efeito tarifário médio a ser perceptível pelos consumidores a partir de 23 de Outubro de 2016.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Actualmente, o sector eléctrico brasileiro encontra-se em franca discussão sobre a redefinição do modelo regulatório sectorial. Tratam-se de iniciativas que têm vindo a ser discutidas por segmentos da indústria eléctrica e algumas associações, materializadas em dois projectos de Lei em tramitação no congresso nacional.

Entre as mudanças debatidas, as principais são: a abertura do mercado livre; o equacionamento da expansão da oferta; a separação de "lastro" e energia; e a revisão dos subsídios sectoriais.

Deste modo, o Ministério de Minas e Energia publicou a consulta pública (CP 33/17) onde propõe reformas significativas ao modelo sectorial nomeadamente: autoprodução; abertura do mercado livre; alterações na obrigação de contratação; redução de custos na transmissão e produção; junção entre preço e operação; separação de "lastro" e energia; sobrecontratação involuntária; tarifas de distribuição; subsídios às fontes incentivadas (biomassa, solar, eólica e pequenas centrais hídricas); racionalização de descontos; risco e racionalização de contratos; indemnização de transmissoras; retirar quotas e privatização; convergência da CDE; prorrogação de centrais até 50MW; risco hidrológico; e pagamento em prestações de débitos pendentes.

A EDP Brasil realizou profundos estudos e simulações sobre os diversos temas, auxiliada pela consultora Bain & CO de forma a contribuir activamente na CP 33/17.

Após o período de contribuição, foi publicado o Decreto 9158/17, que altera as regras de prorrogação de centrais até 50 MW, em linha com o que foi proposto na consulta pública. Deste modo, as centrais entre 5 e 50 MW, em regime de concessão ou autorização, poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, pelo prazo de 30 anos mediante o pagamento de Uso do Bem Público. Além desse pagamento, a prorrogação é condicionada ao pagamento do encargo de compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH, revertido integralmente aos municípios afectados pela central, à reversão dos bens ao final do período e à renúncia de direitos preexistentes.

A MP 814, publicada em 29 de Dezembro de 2017, versa, entre outros temas, sobre os serviços de energia eléctrica nos Sistemas Isolados e sobre a expansão da oferta de energia eléctrica, e permite a inclusão imediata do Grupo Eletrobras no Plano Nacional de Privatização, já que a medida tem força de lei. A esperada solução para a recente judicialização do sector eléctrico que já envolve 6 mil milhões de Reais Brasileiros em valores não pagos no mercado livre de energia, referente ao défice de produção de energia hídrica (GSF) não foi objecto desta Medida Provisória. A MP apontava um caminho de solução do risco hidrológico no Ambiente de Contratação Livre (ACL), abordava a privatização da Eletrobras, aumento de custos com subsídios e encargos (CCC/CDE, aumento da política de Baixa Renda e o Programa Luz para Todos) e aumento do preço de energia para a continuidade de Angra 3. O receio dos efeitos políticos dos impactos tarifários daí resultantes contribuíram para a perda de apoio parlamentar da MP 814/2017. a qual deixou de ter validade em Junho de 2018.

Em 9 de Fevereiro de 2018, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou uma proposta de Projecto de Lei de Modernização e Abertura do Mercado Livre de Energia Eléctrica que resultou das discussões e contribuições enviadas no âmbito da Consulta Pública 033 – Aprimoramento do Marco Legal do Sector Eléctrico. Este Projecto de Lei tem como objectivo introduzir melhorias no modelo regulatório do sector, nomeadamente: (i) expansão do mercado livre para uma gama maior de clientes; (ii) separação do lastro da comercialização de energia eléctrica; (iii) redução das responsabilidades das distribuidoras em relação à gestão de compra de energia; e (iv) maior participação e autonomia dos agentes no sector. O documento encontra-se na Casa Civil para ser enviado ao Congresso Nacional.

Em 6 de Março de 2018, a Agência Nacional de Energia eléctrica (ANEEL) definiu que a taxa de remuneração de capital investido (WACC) para as distribuidoras de energia se mantém em 8,09% até 31 de Dezembro de 2019, antecipando a revisão da metodologia de 2020 para 2019. Na mesma data, a ANEEL homologou as novas eficiências para aplicação na definição dos custos operacionais regulatórios. A EDP São Paulo manteve o seu nível de eficiência em 82% e a EDP Espírito Santo aumentou a sua eficiência de 72% para 82%. A eficiência global das distribuidoras aumentou de 76% para 79%. A ANEEL aceitou o pedido de inserir as condenações trabalhistas e os custos com a desactivação de activos. Quanto ao custo operacional do ano teste e condenações cívicas, a ANEEL optou por deixar a discussão para a revisão metodológica em 2019.

O Projecto de Lei nº 10332/2018, do governo, viabiliza a privatização de seis distribuidoras de energia controladas pela Eletrobras. O PL aproveita dispositivos da MP 814/17 e actualmente está em tramitação.

Em 27 de Abril de 2018, a ANEEL divulgou os novos critérios para as bandeiras tarifárias relativos à função distribuição acumulada (FDA) e ao ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

A 28 de Dezembro de 2018, o Governo brasileiro homologou o Decreto 9.642 que elimina gradualmente os subsídios que integram as tarifas de energia eléctrica, a uma taxa de 20% ao ano, durante 5 anos. Os subsídios alvo de redução são os relativos ao desconto para as classes rural, irrigação/aquicultura e água/esgoto/saneamento. O decreto também termina com a comutatividade de descontos para os beneficiários das classes rural e irrigação/aquicultura.

A 29 de Dezembro de 2018, foi publicada a Portaria 514 que diminui os limites de potência para a contratação de energia eléctrica dos consumidores em mercado livre. A partir de 1 de Julho de 2019 os consumidores com potência igual ou superior a 2.500 kW poderão adquirir energia no mercado livre e a partir de 1 de Janeiro de 2020 essa possibilidade incluirá também a potência de 2.000 kW.

Produção

O mercado de produção baseia-se predominantemente na existência de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) entre produtores e distribuidores, existindo leilões para fornecer a procura de longo prazo, o ajustamento de médio e curto prazo e um mercado diário de desvios, ou mercado "spot".

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

O parque de produção de electricidade do Brasil assenta maioritariamente na tecnologia hídrica. As centrais de produção de electricidade são objecto de concessão, autorização ou registo, segundo o enquadramento realizado em função do tipo de central, da potência a ser instalada e do destino da energia. Segundo o destino da energia as centrais de produção podem ser classificadas como:

- Produtores cujo despacho de electricidade destina-se ao serviço público de distribuição;
- Produtores independentes (assumem o risco da comercialização de electricidade com distribuidoras ou directamente com consumidores livres);
- Auto-produtores (produção de energia para consumo próprio, podendo o excedente ser comercializado mediante uma autorização).

A garantia física de uma central de produção, definida pelo Ministério de Minas e Energia e constante do contrato de concessão ou acto de autorização, corresponde à quantidade máxima de energia que pode ser utilizada para comercialização por meio de contratos, conforme disposto no Decreto 5.163 de 2004.

Um cenário hídrico desfavorável pode prejudicar as receitas e os resultados das produtoras hidroeléctricas em função da ausência de capacidade para produzir a energia necessária de forma a cumprir as suas obrigações contratuais.

O défice de produção sistémica, por parte das hídricas nacionais vinculadas ao Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, implica a redução da capacidade de todas as centrais hídricas do país, através do factor conhecido como Generation Scaling Factor - GSF. Esta redução obriga essas empresas a comprarem energia no ambiente de contratação livre para cumprirem com os contratos tendo como consequência a exposição negativa no mercado de curto prazo.

Em 18 de Agosto de 2015, o Governo Federal publicou a MP n.º 688 (convertida na Lei n.º 13.203 em 8 de Dezembro de 2015), sobre a "repactuação" do risco hidrológico de produção, com o objectivo de permitir a renegociação do risco hidrológico pelos produtores hidroeléctricos participantes do MRE. A regulamentação da "repactuação" do risco hidrológico foi realizada pela ANEEL, por via da Resolução Normativa REN n.º 684, em 11 de Dezembro de 2015, com aplicação retroactiva a Janeiro de 2015, sendo que a adesão a este sistema requer a aprovação do regulador.

Para as produtoras que operam no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), está previsto o repasse das perdas com o GSF para a conta de Bandeira Tarifária, mediante pagamento de um prémio de risco. Desta forma, os produtores serão ressarcidos das perdas com GSF de 2015 por meio da isenção do pagamento do prémio de risco a partir de Janeiro de 2016, até completa compensação das perdas de 2015 conforme aprovação da ANEEL.

Para as produtoras que operam no Ambiente de Contratação Livre (ACL), haverá igualmente lugar ao pagamento de um prémio de risco, em função da aquisição de energia de reserva do sistema. O ressarcimento das perdas com o GSF de 2015 será feito mediante a extensão do contrato de concessão da empresa de produção que aderir ao acordo no ACL. A partir de 2016 a "repactuação" não isenta o produtor do custo do GSF, apenas permite mitigar parte do risco hidrológico por meio da aquisição de nova energia de reserva que vier a ser tornada disponível no sistema eléctrico.

Em 18 de Dezembro de 2015, as empresas Lajeado, Investco, Pantanal e a empresa conjuntamente controlada ECE Participações (Jari) protocolaram com a ANEEL o pedido de aprovação da "repactuação" do risco hidrológico no ACR, com efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2015. A EDP Brasil não procedeu à "repactuação" do risco hidrológico no ambiente ACL. De referir ainda que, em 29 de Janeiro de 2016, foram publicados os despachos que aprovaram a "repactuação" do risco hidrológico no ambiente ACR para as restantes centrais que estavam ainda sobre avaliação da EDP Brasil, nomeadamente, Santa Fé e Energest (relativamente à central hidroeléctrica de Mascarenhas). Enerpeixe e parte da energia relacionada à central hidroeléctrica de Mascarenhas não tiveram os seus pedidos aprovados para a energia adquirida no Leilão de Energia A-1. Para estes casos, Energest e Enerpeixe recorreram da decisão da ANEEL que julgou em 29 de Março de 2016 o recurso de Mascarenhas, negando o pedido. Em 17 de Maio, a ANEEL negou o recurso administrativo da Enerpeixe.

Em 23 de Setembro de 2016, a Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão e a ECE Participações protocolaram com a ANEEL o pedido de aprovação da "repactuação" do risco hidrológico no ACR, com efeitos a partir de 1 Janeiro de 2017. Para esta última, o pedido foi referente à média dos 20 MW adicionais vendidos no 15º Leilão de Energia Nova. No decorrer de Novembro e de Dezembro de 2016, foi publicado o despacho que aprovou a "repactuação" do risco hidrológico das centrais, nos termos solicitados, bem como acordados os termos de "repactuação", que formalizam a adesão do agente de produção à "repactuação" do risco hidrológico.

A Portaria n.º 178 do MME reviu as garantias físicas das centrais hídricas da UHE Lajeado e da UHE de Mascarenhas, as quais passaram, respectivamente, de 386 MW para 370 MW e de 139 MW para 135 MW.

Em 6 de Janeiro de 2018 foi publicado o aumento de garantia física da UHE Santo António do Jari totalizando 222 MW.

A Resolução Normativa n.º 7017, de 15 de Maio de 2018, concordou com a alteração da potência instalada da Central Hídrica Suíça, de 33.900 kW para 35.337 kW.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Em 21 de Junho de 2018 foi publicado o Decreto n.º 4915 que apresentou como principais alterações: (i) foram transferidas competências do MME para a ANEEL: a definição no edital de licitação e o ressarcimento pelo vencedor da licitação dos custos incorridos em estudos ou projectos de empreendimentos hídricos acima de 50 MW aprovados pelo Poder Concedente; e (ii) a definição do aproveitamento óptimo dos projetos acima de 50 MW a serem licitados pelo Poder Concedente.

Em 19 de Julho 2018 foi publicada a Resolução Normativa n.º 822/2018 que estabelece o Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa, válido a partir de 1 de Outubro de 2018. Este Serviço de Sistema é definido como o despacho de unidades geradoras de centrais térmicas despachadas centralmente, visando preservar a reserva de potência operativa nas centrais hídricas participantes do Controlo Automático de Geração em qualquer subsistema. Este despacho será determinado pelo Operador Nacional do Sistema Eléctrico (ONS), que definirá a sistemática de oferta de preço, uma semana antes, limitado a 130% do valor mais recente do Custo Variável Unitário (CVU), com o objectivo de minimizar o custo operacional total do sistema eléctrico.

Foi publicado a 23 de Agosto a Resolução Normativa n.º 827/2018, que regulamenta a nova fórmula de cálculo para penalidades por falha no fornecimento de combustível, no caso de centrais térmicas com despacho centralizado. A principal alteração é que a ANEEL passou a repassar a multa ao CVU. A penalidade será apurada através da relação entre as indisponibilidades totais ou parciais da central devido à falta de combustível e a percentagem que será aplicada de penalidade. Esta percentagem obtida será multiplicada pelo CVU e por um valor de Energia Não Suprida que será calculado pelo ONS, chegando assim ao valor da penalidade.

Distribuição

Os contratos de concessão do serviço público de distribuição de electricidade são atribuídos por licitação e estabelecem regras a respeito de tarifa, regularidade, continuidade, segurança, actualidade e qualidade dos serviços e do fornecimento prestado aos consumidores e utilizadores da rede. Definem ainda penalidades para possíveis irregularidades.

Com a publicação do Decreto n.º 8.461, de 2 de Junho de 2015, a prorrogação das concessões de distribuição de energia eléctrica englobadas na Lei n.º 12.783, de 11 de Janeiro de 2013, poderá ser por trinta anos, desde que cumpram os seguintes critérios: (i) eficiência relativa à qualidade do serviço prestado; (ii) eficiência relativa à gestão económica-financeira; (iii) racionalidade operacional e económica; e (iv) tarifários moderados.

As concessões de distribuição detidas pelo Grupo EDP - Energias do Brasil, por terem sido atribuídas após Fevereiro de 1995, data de entrada em vigor da Lei 8.987, não são abrangidas pelas alterações regulatórias. Ainda assim, estas alterações podem vir a influenciar as regras que são aplicadas às prorrogações destas concessões no futuro.

Na maioria dos Estados, principalmente nas regiões Norte e Nordeste, a área de concessão corresponde aos limites geográficos estaduais. No entanto, principalmente em São Paulo e no Rio Grande do Sul, as concessões de distribuição abrangem áreas menores que a do próprio Estado. Existe também o caso em que as áreas de concessão ultrapassam o limite geográfico do Estado-sede da empresa de distribuição.

A actividade de distribuição opera num ambiente totalmente regulado, com tarifas definidas no âmbito da regulação por incentivos ("price cap"), com uma remuneração referida à base dos activos utilizados no serviço de distribuição de energia (BRR – Base de Remuneração Regulatória). A tarifa inclui também uma parcela para cobertura dos custos operacionais estabelecida a partir de uma empresa padrão, a Empresa de referência (com custos que seriam praticados por um operador eficiente que actuasse na região da concessão). O EBITDA regulatório é constituído por duas parcelas: (i) a depreciação regulatória dos activos da BRR e (ii) a remuneração do capital prudentemente investido multiplicado pelo WACC regulatório. Por fim, as tarifas consideram também os custos de aquisição da energia, contratação do uso de transporte e os encargos sectoriais como custos repassáveis às tarifas. A parcela da tarifa que compreende a remuneração regulatória, a quota de reintegração e o valor dos custos operacionais é chamada a parcela B. Os custos de compra de energia, contratação da rede básica e encargos, compõem a parcela A das tarifas conforme estabelecido nos contratos de concessão das distribuidoras de energia.

As tarifas são actualizadas anualmente com base na variação dos custos da parcela A e na correcção dos custos da parcela B pelo Índice Geral de Preços de Mercado (IGPM) descontado dos ganhos de produtividade (factor X). O índice de reajuste é calculado de forma a repassar as variações dos custos não controláveis da parcela A e a parcela B corrigida. Periodicamente (em média a cada 4 anos) ocorre uma revisão tarifária, a qual resulta numa revisão global dos custos, na definição de uma nova BRR e de uma nova Empresa de Referência, com captura dos ganhos de produtividade ocorridos no período entre revisões. No início de 2010, foi assinada uma adenda aos contratos de concessão das empresas de distribuição cujo objectivo foi assegurar a neutralidade dos encargos sectoriais. Em 25 de Novembro de 2014, a ANEEL efectuou adendas aos contratos de concessão das empresas de distribuição de energia eléctrica brasileiras para reduzir incertezas relevantes quanto ao reconhecimento e à realização dos activos/passivos regulatórios e, consequentemente, qualificá-los como passíveis de reconhecimento nas Demonstrações Financeiras. Após o aditamento, considera-se que estavam reunidas as condições para o reconhecimento dos activos e passivos regulatórios como activos e passivos. Desta forma, em 10 de Dezembro de 2014, a EDP Brasil assinou o Quarto e Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão junto da ANEEL.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

O Decreto 8.828/2016, de 4 de Agosto de 2016, eliminou a obrigação da contratação do "lastro de potência" e, consequentemente, as penalizações associadas ao seu eventual incumprimento. O "lastro de potência" refere-se à capacidade instalada da central que visa corresponder à procura máxima da carga. Adicionalmente, retirou a limitação da transferência de custos à tarifa quando se volta a contratar energia em volume inferior a 96% do Montante de Reposição, para os casos em que há excesso de contratos sobre a carga de fornecimento aferida no ano A-1 (Energia Existente). A exclusão do limite de transferência nas situações de sobre contratação trará mais flexibilidade às distribuidoras, podendo assim mitigar – ainda que de forma muito limitada – os efeitos da redução do volume de energia existente nos seus portfólios.

Adicionalmente, houve a revogação da obrigatoriedade da tarifa "monômia" para consumidores da baixa tensão, que permitiu a proposta de implementação de tarifa "binômia" (energia e procura), procurando incentivar a eficiência no uso das redes de distribuição e garantir a expansão e a sustentabilidade do programa de incentivo às energias renováveis e à produção localizada.

Constituindo-se numa das medidas mitigatórias ao problema da sobrecontratação de energia eléctrica sentido pela maioria das distribuidoras ao longo de 2016, foram publicadas algumas resoluções normativas da ANEEL. A Resolução Normativa 711/2016 possibilitou às distribuidoras, em acordo com os agentes de produção: reduzir, adiar ou cancelar contratos de comercialização de energia no ACR (CCEARs). Há pagamento de encargo ou recebimento de bónus pela distribuidora por 3 anos, dependendo do preço do contrato, relativamente ao preço médio de compra da distribuidora.

Adicionalmente, houve um grande volume de clientes que passaram para o mercado ACL, especialmente, em virtude dos elevados custos da produção termoeléctrica ocorrida entre 2014 e 2015, com impactos significativos à sobrecontratação das distribuidoras. Nesse âmbito, foi publicada a Resolução Normativa 726/2016, que possibilitou a devolução de contratos aquando da passagem de clientes para os novos contratos de comercialização de energia no ACR.

A Resolução Normativa 727/2016, por sua vez e ainda dentro do pacote de medidas adoptadas pela ANEEL no que se refere à sobrecontratação, aperfeiçoou o uso do "Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova" (MCSD), com a possibilidade de redução contratual pelos produtores. As reduções ocorrerão do contrato mais caro para o mais barato não existindo mecanismo de encargos e bónus.

Com a publicação da Resolução Normativa 728/2016 em Junho de 2016, ocorreu a revisão da regulamentação dos fenómenos de Desequilíbrio de Tensão, Distorções Harmónicas, Flutuações de Tensão e Variações de Tensão de Curta Duração, tendo acrescentado obrigações que irão permitir a melhoria da qualidade do produto fornecido pelas distribuidoras, como a definição de limites e valor de referência para os indicadores, a obrigação de estudos de qualidade para o acesso à rede de distribuição de energia.

Em 2016, a ANEEL iniciou uma nova metodologia de fiscalização dos serviços de distribuição de energia eléctrica, focada em acções preventivas, com a utilização de inteligência analítica e técnicas de fiscalização baseada em evidências, num contexto de Regulação Responsiva. O objectivo é o desenvolvimento de Planos de Melhoria, que serão monitorizados pelo regulador.

Em Março de 2017 foi publicado o Decreto 9019/2017, que dispõe sobre a não contratação de energia de reserva mediante realização do mecanismo competitivo. Este abrangerá centrais que ainda não iniciaram a sua exploração em modo teste. Os montantes que não forem contratados serão definidos pelo Ministério de Minas e Energia - MME, com base em estudos da EPE - Empresa de Pesquisa Energética. O mecanismo irá considerar o pagamento de um prémio e implicará o cancelamento da habilitação das centrais.

A 28 de Março de 2017, a ANEEL decidiu pela republicação das Tarifas de Energia para reversão da previsão do Encargo de Energia de Reserva (EER) da central nuclear Almirante Álvaro Alberto – Unidade III (Angra III). As novas tarifas passaram a vigorar de dia 1 de Abril de 2017 e até aos próximos processos tarifários das distribuidoras do país, previstos durante 2017. Ainda assim, foi deliberada a antecipação da reversão do encargo em carácter extraordinário e, exclusivamente no mês de Abril de 2017, dos valores já recebidos dos consumidores desde os processos tarifários de 2016 até Março de 2017, uma vez que estava previsto que a central nuclear de Angra III entrasse em exploração em Janeiro de 2016, porém, devido a atraso nas obras, a nova previsão de entrada em exploração da central é a partir de 2019.

Em Abril de 2017, foi publicado o Decreto 9022/2017, que estabelece normas e directrizes referentes à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), à Reserva Global de Reversão (RGR) e ao Operador Nacional do Sistema (ONS). O principal motivo foi a mudança do gestor da conta CDE e RGR, da Eletrobrás para a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Eléctrica). No mesmo Decreto, foram definidas também regras referentes à finalidade e orçamento para CDE e RGR, de gestão, transparência e algumas disposições relacionadas com a mudança do gestor das contas. Adicionalmente, o ONS recebeu novas competências relacionadas com a previsão de carga e planeamento da operação de sistemas isolados.

Em Maio de 2017, a ANEEL publicou a Resolução Normativa 768/2017 (alterando a Resolução Normativa 414/2010), para melhorar os critérios de classificação das unidades consumidoras, especialmente a alteração do cadastro de serviços públicos e iluminação pública, exigindo a segregação de medição quando o serviço público tenha mais de uma actividade designada para a mesma unidade consumidora.

Com a publicação da Resolução Normativa 759/2017 em Fevereiro, a ANEEL estabeleceu procedimentos e requisitos ao Sistema de Medição para Facturação. A principal alteração é a possibilidade de utilização de medição no secundário do transformador da unidade consumidora, o que implica a necessidade de medidor com algoritmo de compensação das perdas referentes à transformação.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Com a publicação da REN 775 em Junho de 2017, a ANEEL alterou a Resolução Normativa 414/2010 e o Módulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, instituindo o Módulo 11 – Informações na Factura de Energia Eléctrica dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. O PRODIST estabelece os procedimentos que devem ser observados na emissão e apresentação das facturas de energia eléctrica, definindo as informações que devem constar nas facturas de energia eléctrica e os aspectos relevantes sobre a forma de apresentação dessas informações. Adicionalmente, trata da disponibilização de informações suplementares relacionadas à facturação, da opção pela factura electrónica e da opção pelo resumo da factura. O PRODIST entrou em vigor no dia 10 de Julho de 2017.

No dia 30 de Junho de 2017, a ANEEL estabeleceu as novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST de energia eléctrica do Sistema Interligado Nacional, para o período de 1 de Julho de 2017 a 30 de Junho de 2018, através da resolução 2259/2017.

No dia 1 de Agosto de 2017, a ANEEL aprovou o índice médio do reajustamento anual das tarifas da EDP Espírito Santo em +9,34%, para o período entre 7 de Agosto de 2017 e 6 de Agosto de 2018.

A Parcela B foi reajustada em -2,52%, considerando um IGP-M de -1,33% e um Factor X de 1,20%, sendo o mesmo repartido entre "Pd" (ganhos de produtividade) de 1,15%, "T" (trajetória para adequação dos custos operacionais) de 0,00% e "Q" (incentivo à qualidade) de 0,05%. Adicionalmente, importa destacar o efeito dos novos valores de tarifas de uso do sistema de transmissão, homologados através da resolução da ANEEL 2259/2017, cuja incorporação nos custos de transporte a serem arrecadados nos próximos 12 meses explica uma subida de 6,68% no efeito médio percebido pelo consumidor.

Em Outubro de 2017, a entidade reguladora do sector eléctrico brasileiro, a ANEEL, aprovou o índice médio do reajustamento anual das tarifas da EDP São Paulo em + 24,37%, para o período entre 23 de Outubro de 2017 e 22 de Outubro de 2018.

A Parcela B foi reajustada em -2,68%, considerando um IGP-M de -1,45% e um Factor X de 1,23%, sendo o mesmo repartido entre "Pd" (ganhos de produtividade) de 1,14%, "T" (trajetória para adequação dos custos operacionais) de -0,24% e "Q" (incentivo à qualidade) de 0,33%. Adicionalmente, importa destacar o efeito dos novos valores de tarifas de uso do sistema de transmissão, homologados através da resolução da ANEEL nº 2.259/2017, cuja incorporação nos custos de transporte a serem arrecadados nos próximos 12 meses explica uma subida de 10,70% no efeito médio percebido pelo consumidor. Por outro lado, o ajuste criado com desvios nos custos relativos ao período anterior impactou o total do reajustamento anual em cerca de 14%, devendo-se este efeito sobretudo ao cenário hidrológico desfavorável e ao consequente impacto no custo da energia.

A 8 de Novembro de 2017, a ANEEL regulamentou por meio da Resolução Normativa 787, a avaliação da qualidade dos sistemas de governação corporativa a ser aplicada às distribuidoras de energia eléctrica. O regulamento atende às directrizes para o fortalecimento da governação corporativa na distribuição de acordo com o disposto no Decreto 8461/2015 e na Cláusula Oitava dos contratos de concessão, e conforme recomendação do Tribunal de Contas da União. Esta norma, baseada na regulação por incentivos, estabelece parâmetros para os temas de transparência, estrutura da alta administração, relações de propriedade, controlo interno e conformidade regulatória, resultando na classificação das distribuidoras em alto, médio ou insuficiente nível de governação conforme a adesão às boas práticas enunciadas no regulamento.

No dia 23 de Novembro de 2017, a ANEEL publicou a Resolução 791/2017, que aprova o submódulo 2.9 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. A publicação consiste na admissibilidade de pedidos de Revisão Tarifária Extraordinária - RTE das concessionárias de distribuição de energia eléctrica.

A 12 de Dezembro de 2017, foi publicada pela ANEEL a Resolução 796/2017, que aprova a versão 1.3 do Submódulo 4.4 e a versão 1.1 do Submódulo 4.4A dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que trata dos restantes componentes financeiros.

A 19 de Dezembro de 2017, a ANEEL aprovou a Resolução Normativa 797/2017, explicando os procedimentos para a partilha de infraestrutura de Concessionárias e Permissionárias de Energia Eléctrica com agentes do mesmo sector, bem como com agentes dos sectores de Telecomunicações, Petróleo, Gás, com a Administração Pública Directa ou Indirecta e com demais interessados. Com essa publicação, fica revogada a Resolução 581/2002.

Em 22 de Dezembro de 2017, foi publicada a Resolução Normativa 794, alterando a Resolução Normativa 414, de 9 de Setembro de 2010, que aprova a revisão dos Módulos 1 e 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Eléctrica no Sistema Eléctrico Nacional – PRODIST e revoga a REN 574/2013. Com a publicação da Resolução foi incluída no PRODIST uma secção específica para estabelecer os procedimentos relativos à qualidade do tratamento de reclamações, com a inclusão de metodologia para definição dos limites para os anos subsequentes à publicação da Resolução. Com a publicação, a trajetória dos indicadores das distribuidoras EDP São Paulo passa a ter como limite: i) 25 em 2018; ii) 24 em 2019; iii) 21 em 2020; iv) 17 em 2021; e v) 12 em 2022. Para a EDP Espírito Santo os limites passam a ser: i) 23 em 2018; ii) 23 em 2019; iii) 21 em 2020; iv) 17 em 2021; e v) 13 em 2022. Adicionalmente, foram aprovados os Submódulos 5.1 e 5.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária -PRORET, que regulamentam a Conta de Consumo de Combustíveis e a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, conforme previsto no Decreto n.º 9.022/2017.

Em 27 de Dezembro de 2017, a ANEEL publicou a Resolução Normativa 799/2017, que estabelece critérios e procedimentos no caso de identificação de erros no processo de formação do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD e revoga a Resolução Normativa 568/2013. Na hipótese de identificação de erro no processo de formação do PLD, o Operador Nacional do Sistema Eléctrico – ONS e a Câmara de Comercialização de Energia Eléctrica – CCEE deverão corrigi-lo na semana operativa subsequente à sua identificação.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

O ONS, com apoio da CCEE, deverá implementar, até 180 (cento e oitenta) dias a partir da publicação desta Resolução, uma plataforma virtual relacionada com o Programa Mensal da Operação – PMO e suas revisões. A CCEE deverá realizar reuniões mensais com os agentes para tratar da adequabilidade dos dados, procedimentos e resultados da cadeia de programas.

Em 13 de Março de 2018, a ANEEL aprovou a actualização dos índices de eficiência para cálculo dos custos operacionais regulatórios das distribuidoras.

Em 27 de Abril de 2018, a ANEEL divulgou os novos critérios para desencadear as bandeiras tarifárias tendo em consideração os limiares de risco hidrológico definidos segundo o histórico operacional conhecido do Sistema Interligado Nacional (SIN). A partir de 2019, a regra para o tratamento da cobertura tarifária será reavaliada com base no calendário hidrológico, em Abril, final do período húmido. A métrica terá em consideração a definição de custo do risco hidrológico, onde exista uma relação indirecta entre a profundidade do défice de produção hídrica (GSF) e o preço da energia eléctrica de curto prazo (PLD). Estas duas variáveis fazem com que os valores propostos se aproximem dos custos incorridos. 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 ANEEL aprovou em 15 de Maio de 2018 a Resolução Normativa que reestrutura o Manual de Contabilidade do Sector Eléctrico – MCSE relativamente aos princípios e procedimentos a cumprir. Os princípios referem-se a temas ou capítulos do MCSE que impactam de modo financeiro ou organizacional a gestão das empresas: estrutura e premissas básicas de contabilização, estrutura da conta contabilística, principais premissas do sistema de contabilização e o cadastro e controlo de bens e direitos. Ficará a cargo da Superintendência de Fiscalização Económica e Financeira (SFF) temas ou capítulos do MCSE de baixo impacto na gestão das outorgadas alcançadas pelo referido manual, como instruções contabilísticas e técnicas de funcionamento.

A Lei nº 13673, de 5 de Junho de 2018, instituiu a obrigatoriedade de divulgação na página de informação electrónica das distribuidoras, de forma clara e de fácil compreensão pelo consumidor final, de uma tabela com o valor das tarifas praticadas e a evolução das revisões ou reajustes realizados nos últimos cinco anos.

Como resultado da Audiência Pública 029/2017, a ANEEL aprovou a Resolução Normativa nº 819, no dia 19 de Junho de 2018, permitindo a qualquer interessado a realização de actividades de recarga de veículos eléctricos, inclusive para fins de exploração comercial a preços livremente negociados. Regulamenta também os critérios para o fornecimento de energia em unidades de consumo que contenham estações de recarga para veículos eléctricos.

A ANEEL aprovou a 17 de Julho de 2018 a Resolução Normativa nº 821, instituindo a isenção do pagamento da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) pelos consumidores de baixa renda e a incidência de juros de mora de 1% no atraso do pagamento da CDE, Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e Reserva Global de Reversão (RGR).

Em 17 de Julho de 2018, a ANEEL aprovou a Resolução Normativa nº 824, que redefine o mecanismo de venda de excedentes e respectivo impacto tarifário.

Em 7 de Agosto de 2018, a ANEEL homologou o Reajuste Tarifário Anual da EDP Espírito Santo. Em relação à tarifa praticada actualmente, o efeito médio a ser repercutido aos consumidores será de +15,87%, sendo +14,99% para as unidades consumidoras de alta e média tensão e +16,30% para as de baixa tensão. A parcela B (parcela gerida pela distribuidora) foi de 862 milhões de Reais.

Na Resolução Normativa nº 826, de 15 de Agosto de 2018, foi alterado o critério de repasse dos recursos facturados pela distribuidora para a Conta Bandeiras, priorizando o destino dos recursos na própria concessão.

Em 4 de Setembro de 2018, a ANEEL aprovou a revisão do orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para o ano de 2018, por meio de Resolução Homologatória nº 2446. Para EDP São Paulo a nova quota de 2018 é de 525.316.121 Reais e para a EDP Espírito Santo é de 294.974.684 Reais (<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20182446ti.pdf>).

Em 16 de Outubro de 2018, a ANEEL homologou o Reajuste Tarifário Anual da EDP São Paulo. Em relação à tarifa praticada actualmente, o efeito médio a ser repercutido aos consumidores será de +16,12 %, sendo +17,84 % para consumos em alta e média tensão e +15,13 % para os consumos em baixa tensão. A parcela B (parcela gerida pela distribuidora) foi de 961 milhões de Reais.

Na Resolução Normativa 829, de 24 de Outubro de 2018, a ANEEL deliberou pela utilização do saldo excedente da CONER para melhorar o saldo deficitário das contas das distribuidoras, em particular, da conta bandeiras.

A Resolução Normativa 835, de 19 de Dezembro de 2018, aperfeiçoou e ajustou os critérios para o agrupamento das concessões de distribuição.

A Resolução Normativa 833, de 19 de Dezembro de 2018, detalhou o procedimento de cálculo e liquidação do Mecanismo de Venda de Excedentes, objecto da Resolução Normativa 824/2018.

O orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE para o ano de 2019 foi estabelecido pela ANEEL através da Resolução Normativa 840 de 26 de Dezembro de 2018.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Comercialização

Os Comercializadores de electricidade que não detenham activos eléctricos, estão autorizados a actuar exclusivamente no mercado livre (ACL), vendendo ou comprando energia em quantidade, condições e preços livremente negociados. A comercialização de energia com uma distribuidora apenas é possível através de participação nos denominados "Leilões de Ajuste das Distribuidoras", sendo negociados contratos de, no máximo, dois anos de duração e início da entrega da energia num prazo não superior a dois anos.

Bens de Domínio Público

No Brasil, os imobilizados utilizados na distribuição e comercialização de energia eléctrica são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização da entidade reguladora (ANEEL).

Transmissão

A concessão do serviço público de transmissão de energia eléctrica é delegada pelo Poder Concedente através de licitações e formalizada através de contratos de concessão. A remuneração pela prestação do serviço público de transmissão é denominada Receita Anual Permitida – RAP, que é obtida pelo resultado do próprio leilão de transmissão e paga às transmissoras através da entrada em operação comercial das suas instalações.

Anualmente, é realizado o reajuste da RAP e a sua revisão ocorre a cada quatro ou cinco anos, nos termos dos contratos de concessão. A ANEEL ainda pode calcular um valor adicional à RAP com o intuito de remunerar as novas instalações através de uma Resolução Autorizativa, sempre que exista a necessidade de reforços e/ou melhorias indicados em estudos.

As receitas das transmissoras resultam do pagamento de uma tarifa designada TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - pelos utilizadores da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional: geradores, distribuidores, consumidores livres e potencialmente livres, e comercializadores que importam e exportam energia.

As concessionárias de transmissão de energia eléctrica têm a qualidade do serviço avaliada através de indicadores associados à disponibilidade do sistema de transmissão, definida pela Resolução Normativa nº 729 de 2016. Esses indicadores são caracterizados como: (i) Parcela Variável – PV, parcela a ser deduzida da receita da transmissora em função da não prestação adequada do serviço e; (ii) adicional à RAP, valor a ser adicionado à remuneração anual da transmissora que apresente desempenho excelente, com recursos provenientes exclusivamente da Parcela Variável, deduzida das transmissoras.

O serviço público de transmissão de energia eléctrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) inclui as instalações da Rede Básica - RB e da Rede Básica de Fronteira - RBF. A Resolução Normativa nº 67/2004, estabelece critérios para a composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional e define que a RB é composta pelas instalações do SIN com nível de tensão igual ou superior a 230 kV, enquanto a RBF é composta pelas unidades transformadoras de potência do SIN com tensão superior igual ou maior que 230 kV e tensão inferior menor de que 230 kVA.

A Resolução Normativa nº 68/2004 institui os procedimentos para acesso e implementação de reforços nas Demais Instalações de Transmissão – DITs.

O Decreto nº 5.597, de 28 de Novembro de 2005, que regulamentou os critérios para o acesso à Rede Básica, foi posteriormente regulamentado pela Resolução Normativa nº 722, de 31 de Maio de 2017, que estabeleceu critérios para acesso à Rede Básica.

Em 28 de Maio de 2018, foi publicada a Resolução Normativa nº 815, que altera as Resoluções nºs 67 e 68, ambas de 2004 e também a 722/2017. A principal alteração foi o estabelecimento de regras referentes aos custos associados à verificação das especificações e dos projectos e à participação em comissionamento incorridos por uma transmissora, quando outra transmissora inicia uma conexão, formulado por meio de Contrato de Compartilhamento de Instalações – CCI.

Através da Resolução Normativa 831, de 30 de Outubro de 2018, a ANEEL alterou os parâmetros para o cálculo do preço limite para os novos leilões.

A Resolução Normativa nº 454/2011 estabelece os critérios e condições para a entrada em operação comercial e integração ao Sistema Interligado Nacional – SIN de aumentos e reforços em instalações de transmissão. A REN define que para início dos testes é necessária a emissão do Termo de Liberação para Teste e para entrada em operação comercial, os Termos de Liberação Parcial - TLP ou o Termo de Liberação Definitivo - TLD, pelo ONS. O TLP indica que podem haver restrições próprias ou ainda restrições impeditivas de terceiros. No entanto, garante o direito de recebimento da remuneração. A REN também estabelece o recebimento de 90% da parcela da RAP caso as instalações de transmissão iniciem operação comercial com restrições não impeditivas próprias.

A Resolução Normativa nº 841/2018 entrará em vigor a partir de 1º de Julho de 2019 e revogará a REN 454/2011. A nova REN cria o Termo de Liberação de Receita – TLR, que para os casos de instalações aptas a operar com restrições impeditivas de terceiros receberá 100% da RAP e manterá o recebimento de 90% da parcela da RAP para os TLPs se as restrições se mantiverem por mais de 12 meses a transmissora terá o recebimento de 80% da parcela da RAP. A nova REN cria o Termo de Liberação de Receita – TLR, que para os casos de instalações aptas a operar com contenções impeditivas de terceiros tem recebimento de 100% da RAP e mantém o recebimento de 90% da parcela da RAP para os TLPs se as contenções vigorarem por mais de 12 meses.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Em 23 de Dezembro de 2018, a EDP Transmissão iniciou a operação comercial das suas instalações, a Linha de Transmissão 230kV Linhares - São Mateus 2, com 113 km de extensão e a Subestação São Mateus 2, no Estado do Espírito Santo. A entrada em operação comercial ocorreu com vinte meses de antecedência à data estabelecida no Contrato de Concessão, facto inédito no sector eléctrico brasileiro.

Actividade no Sector das Energias Renováveis

Em Dezembro de 2007, o Grupo EDP constituiu a EDP Renováveis, S.L., sociedade de direito espanhol, com vista à concentração nesta entidade das subsidiárias do Grupo com actividade no sector das energias renováveis. Em 18 de Março de 2008, a EDP Renováveis foi convertida numa sociedade por acções (sociedade anónima).

Em 4 de Junho de 2008, foi concretizado um aumento de capital na EDP Renováveis através da subscrição pública (IPO) de 196.024.306 acções. O Grupo EDP não participou neste aumento de capital tendo, em consequência, diluído a sua participação social na EDP Renováveis de 100% para 77,53%. O aumento de capital da EDP Renováveis ascendeu a 1.566.726 milhares de Euros, dos quais 980.121 milhares de Euros correspondem ao aumento do capital social e 586.605 milhares de Euros correspondem ao prémio de emissão.

Em 3 de Agosto de 2017, no âmbito da Oferta Pública Voluntária sobre a totalidade das acções representativas do capital social da EDP Renováveis, S.A., o investimento global por parte da EDP - Energias de Portugal, S.A. foi de 296.376 milhares de Euros acrescidos de custos com a transacção no montante de 3.244 milhares de euros. Após esta transacção a EDP - Energias de Portugal, S.A. passou a deter 720.191.372 acções da EDP Renováveis, S.A., aumentando assim a sua participação de 77,5% para 82,6%.

Electricidade

Produção

Em Dezembro de 2018, o Grupo EDP através da sua subsidiária EDP Renováveis detém as participações na EDP Renewables Europe, S.L. (EDPR EU, anteriormente denominada por Nuevas Energias del Occidente, S.L.), na EDP Renewables North America, LLC. (EDPR NA anteriormente denominada Horizon Wind Energy LLC.) e EDP Renováveis Brasil, S.A., que operam no sector das energias renováveis na Europa, nos Estados Unidos da América e no Brasil, respectivamente.

A actividade da EDPR EU é desenvolvida através de participações detidas em subsidiárias localizadas em Portugal, Espanha, França, Bélgica, Polónia, Roménia, Itália e Reino Unido. As principais subsidiárias são: a EDP Renováveis Portugal, a EDP Renewables España, a EDP Renewables France, EDP Renewables Belgium, a EDP Renewables Polska, a EDP Renewables Romania, EDP Renewables Itália e a EDPR UK Limited. A 31 de Dezembro de 2018 os mercados geográficos de Espanha e Portugal são os mercados geográficos com maior significado nas operações da EDP Renováveis Europa.

O Grupo adquiriu em Julho de 2007, à Goldman Sachs, 100% do capital social da EDPR NA, empresa cuja actividade consiste no desenvolvimento, gestão e operação de parques eólicos nos Estados Unidos da América. A EDPR NA detém um conjunto de parques eólicos em exploração e um conjunto de projectos de instalação de parques eólicos que se encontram em fase de desenvolvimento.

Enquadramento regulatório das actividades em Espanha

Em 12 de Julho de 2013, o Conselho Espanhol de Ministros aprovou a reforma do mercado de energia, cujo objectivo é acabar com o défice tarifário espanhol. A reforma foi posteriormente implementada por uma nova Lei do Sector Energético, um Decreto-Lei, oito Decretos Reais e três portarias.

Como parte desta reforma energética, o RD-L 9/2013 foi aprovado em Julho de 2013. O propósito deste RD-L era adoptar uma série de medidas que permitam a sustentabilidade do sector eléctrico. Antes do RD-L 9/2013, as produtoras renováveis beneficiavam de um regime tarifário regulado onde a electricidade renovável poderia ser vendida a uma tarifa regulada ou ao preço do mercado grossista espanhol acrescido de um prémio variável.

De acordo com o enquadramento regulatório de 2013, as instalações de energia renovável têm o direito de vender a electricidade que geram para o mercado grossista espanhol e, durante as respectivas vidas regulamentares, recebem pagamentos adicionais por MW instalado do sistema eléctrico espanhol através da "Comisión Nacional de Mercados y la Competencia (CNMC)". Esse sistema regulatório pretende permitir que cada parque eólico padrão alcance uma taxa de retorno antes de impostos (fixada em 7,398% até 2019) ao longo de sua vida regulatória. Este rendimento foi determinado por referência à obrigação de 10 anos do governo espanhol, acrescida de um spread de 300 pontos base.

No sector eólico, o Decreto-Lei 413/2014 confirmou que os parques eólicos em operação em 2003 (e antes) não recebem qualquer incentivo adicional, enquanto que o incentivo para o resto dos parques eólicos será calculado de modo a alcançar 7,398% de retorno antes de impostos. Mais de 1.300 tipos possíveis de instalações renováveis ("instalações padrão") estão incluídos no DL. 23 correspondem a parques eólicos com mais de 5 MW classificados no ano da primeira operação (de 1994 a 2016).

Em Outubro de 2015, o Governo aprovou o Real Decreto 947/2015 e uma portaria cujo objectivo é permitir a instalação de nova capacidade de energia renovável através de leilões competitivos.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

A 14 de Janeiro de 2016 foi realizado o primeiro leilão de capacidade para as energias renováveis. O leilão foi projectado para que o esquema de remuneração fosse semelhante ao que se aplica às instalações actuais (RD 413/2014). Na sequência deste enquadramento, os participantes do concurso foram convidados a licitar sobre o parâmetro "investimento inicial" (CAPEX), que, em seguida, ao ser considerado na fórmula definida pelo RD 413/2014, determina o "RINV" (prémio de investimento) que acabará por ser atribuído.

As empresas licitaram para construir 500 MW de energia eólica e 200 MW de centrais de biomassa. O leilão foi muito competitivo, cerca de 5 vezes mais do que a oferta para a energia eólica "onshore", atribuindo contratos sem qualquer incentivo, isto é, 100% de desconto ao preço inicial. Ao Grupo EDPR foram atribuídos 93 MW de energia eólica.

Em Dezembro de 2016, o Ministério da Energia (MINETAD) publicou um projecto de um Real-Decreto e uma portaria que definem o processo concorrencial para a atribuição de novas capacidades renováveis. A 6 e 8 de Março de 2017, dois projectos de resolução adicionais foram divulgados, incluindo informações relevantes sobre as regras de leilão. O Conselho de Ministros aprovou em 31 de Março o RD 359/2017, lançando a convocatória oficial para o leilão. O regime de remuneração é conforme o regime do RD 413/2014. Contudo, há algumas diferenças na repartição do regime de remuneração em relação às propostas anteriores. O concurso será tecnologicamente neutro, o que significa que os projectos baseados em diferentes tecnologias de energia renovável, como a eólica, a solar e a biomassa, poderão competir por contratos.

A 22 de Fevereiro de 2017, foi publicada a Portaria Ministerial ETU/130/2017 que inclui os novos parâmetros de remuneração. Em 2016, terminou o primeiro período de semi-regulação do RD 413/2014, pelo que o parâmetro "RINV" precisou de ser ajustado para ter em conta os desvios dos preços da "pool" entre o preço previsto e o preço actual e as novas previsões da "pool".

A 17 de Maio de 2017, o Operador de Mercado Ibérico - Pólo Espanhol (OMIE) realizou um leilão para a alocação de 3 GW de capacidade para as energias renováveis, havendo cerca de 9 GW de capacidade a concorrer. Foram alocados a parques eólicos 2.979 MW dos 3 GW leiloados.

No seguimento deste leilão, o Governo Espanhol decidiu lançar um leilão adicional para um máximo de 3 GW. Este leilão ocorreu no dia 26 de Julho de 2017 somente para energia eólica e solar. As regras que regem este novo leilão são as mesmas do leilão do dia 17 de Maio, com a excepção do valor máximo de desconto ao valor do investimento inicial (CAPEX) que é de 87,08% para a energia eólica e 69,88% para a energia solar.

Além disso, o Real-Decreto que organiza o leilão (RD 650/2017), incluiu a possibilidade de aumentar a capacidade atribuída para todas as capacidades oferecendo o mesmo desconto, desde que não exista um custo adicional para o sistema. Após isso, foi concedida toda a capacidade oferecendo o desconto máximo permitido (não foi desencadeada nenhuma regra de desempate). No total, foram atribuídos 5.037 MW, sendo os produtores de energia solar os maiores vencedores com 3.909 MW em comparação com 1.120 MW para a energia eólica.

Em 8 de Outubro de 2018, o Ministro Espanhol da Energia e Transição Ambiental introduziu várias medidas destinadas a limitar os custos da electricidade para os consumidores finais, dando um primeiro passo para a transição energética a longo prazo mencionada pelo Partido Socialista. As medidas implementadas incluem a suspensão do imposto de produção de 7% durante um período de 6 meses, a facilitação do autoconsumo e a extensão administrativa, até Março de 2019, dos direitos de ligação para as centrais renováveis concedidas nos leilões do ano passado.

Em 28 de Dezembro de 2018, o Ministro Espanhol da Energia e Transição Ambiental anunciou o início do processo de aprovação de um Projecto-Lei com o objectivo de estabelecer as novas remunerações aplicáveis às diferentes actividades reguladas no sector eléctrico espanhol para o segundo período regulatório, 2020-2025. A proposta do Projeto-Lei propõe que a remuneração regulamentada (denominada de TRF) para 2020-2025 seja fixada em 7,09% para as renováveis (coincidente com a proposta divulgada pelo CNMC em 2 de novembro de 2018). No entanto, esta proposta prevê que a taxa regulada para as instalações de energias renováveis que tinham direito a receber um prémio antes da entrada em vigor do Real Decreto-Lei 9/2013 não pode ser modificada até 2031 de forma a garantir um quadro de remuneração estável: Os actuais 7,389% não serão alterados para esses activos durante os próximos dois períodos regulatórios. A versão preliminar do Projecto-Lei já foi divulgada no site do Ministério e ainda necessita ser processada e aprovada.

Enquadramento regulatório das actividades em Portugal

As bases gerais aplicáveis à produção de energia eléctrica com base em recursos renováveis são actualmente estabelecidas pelo Decreto-Lei 189/88 de 27 de Maio, na redacção dada pelo Decreto-Lei 168/99 de 18 de Maio, o Decreto-Lei 312/2001 de 10 de Dezembro e o Decreto-Lei 339-C/2001, de 29 de Dezembro. Adicionalmente, é o Decreto-Lei 33-A/2005, de 16 de Fevereiro de 2005 ("DL 33-A/2005"), que estabelece a fórmula de remuneração aplicável à energia produzida por fontes renováveis.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

A 28 de Fevereiro de 2013, o Governo Português publicou o Decreto-Lei 35/2013 que preserva a estabilidade legal dos actuais contratos (Decreto-Lei 33-A/2005) e protege os investimentos realizados pelos produtores eólicos na economia portuguesa. Os produtores eólicos poderão efectuar um investimento voluntário para obterem uma maior estabilidade remuneratória através da adesão a um novo esquema tarifário para o período após os actuais 15 anos definidos por lei. O valor total de investimento será utilizado para reduzir os custos gerais do sistema eléctrico português. Com o objectivo de maximizar a adesão dos promotores eólicos à extensão do período remuneratório, o Governo propôs aos promotores a possibilidade de optar por um de quatro regimes, que incluem as seguintes condições: (i) diferentes preços máximos ("Cap") e mínimos ("Floor"); (ii) diferentes durações no que respeita ao novo esquema tarifário após o período inicial de 15 anos; e consequentemente (iii) diferentes níveis de investimento (por MW) para aderir ao esquema tarifário eleito. A EDPR optou por uma prorrogação de 7 anos com a tarifa definida como o preço médio de mercado dos doze meses anteriores, com um "floor" de 74€/MWh e um "cap" de 98€/MWh actualizados de acordo com a inflação de 2021 em diante, em troca de um pagamento de 5.800€/MW de 2013 a 2020.

O Ministério do Ambiente e Energia, publicou em 24 de Junho, o Decreto-Lei 94/2014, o qual permite o aumento da capacidade instalada dos parques eólicos até 20%. A produção adicional gerada a partir do aumento da capacidade terá uma remuneração fixa de 60 €/MWh, enquanto que a restante produção continua a ser remunerada com a tarifa anterior.

A 1 de Agosto de 2017, o Governo Português aprovou o Despacho 7087/2017, que determina os procedimentos para a autorização do sobre-equipamento (SE). Em particular, o Governo introduziu um novo requisito para a autorização: a obrigação da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) de consultar a ERSE, que terá de avaliar o seu impacto no sistema eléctrico. Portanto, um novo SE só será autorizado desde que não tenha um impacto negativo no sistema eléctrico.

Enquadramento regulatório das actividades na Roménia

Em 30 de Março de 2017, o Governo Romeno publicou a Portaria Emergencial n.º 24, que altera a Lei 220/2008, das energias renováveis. Tal como esperado, o plano dos Certificados Verdes (CV) foi alargado até 2031 (sendo válidos até Março 2032). A Portaria também confirmou o estreitamento da banda de preço de venda com o aumento do preço "floor" para 29,4 Euros, a remoção da indexação do preço "cap" e a redução do mesmo para 35 Euros. Relativamente à energia eólica a Portaria aprova a extensão do período de recuperação dos CV, sendo que o período de recuperação dos CV passa a ser de 2018 a 2025 e o dos CV associados a energia solar passa a ser de 2025 a 2030 (o período de diferimento destes últimos foi alargado até 2024).

No seguimento da aprovação do EGO 24/2017 em Março, o regulador energético (ANRE) emitiu o Decreto 27/2017 que estabelece a quota obrigatória de CV estimados para o período de Abril a Dezembro de 2017. Essa nova quota é baseada numa nova metodologia que fixa o número estimado de certificados verdes a ser emitidos ao invés da percentagem de energia limpa. O número de CV para o período de Abril-Dezembro é de 11.233.667.

A ANRE emitiu a Ordem 77/2017 que aprova o regulamento relativo à organização e funcionamento do mercado de certificados verdes. A ordem permite o comércio de certificados verdes em dois mercados distintos: (i) um mercado de CV anónimo centralizado (operacional a partir de 1 de Setembro de 2017) que compreende plataformas para a negociação (transacções "spot" e a prazo) de CV organizadas pelo Operador do Mercado de Gás e Electricidade da Roménia (OPCOM), permitindo aos participantes enviar as ofertas de venda ou compra respeitantes à quantidade e ao preço, sem revelar a sua identidade aos outros participantes nas negociações; e (ii) um mercado centralizado de electricidade de fontes de energias renováveis que beneficiam de CV (ainda não operacional): plataforma de mercado para comercializar os CV e a electricidade de fontes de energias renováveis. O preço da electricidade será determinado de forma competitiva pelos mecanismos de mercado, enquanto o preço dos CV associado à quantidade vendida de electricidade será igual ao preço de fecho da última sessão de negociação no mercado de CV anónimo centralizado. Em ambos os mercados, as transacções têm um limite máximo de 10.000 CV por dia.

Em 26 de Junho de 2018, o EGO 24/2017 concluiu o processo de convalidação no Parlamento Romeno com a aprovação da Câmara dos Deputados (CD). Durante as discussões na CD, foram discutidas várias alterações ao texto aprovado em Março de 2017. As alterações finais incluem, entre outras (i) uma mudança potencial no esquema "Feed-in-Premium" para activos operacionais; (ii) um aumento gradual do impacto máximo permitido aos consumidores finais, actualmente no máximo 11,1€/MWh; (iii) a remoção da perda de Certificados Verdes (CV) de desequilíbrios positivos; (iv) a alocação pro-rata de CVs vendidos em mercado quando a oferta excede a procura; e (v) alterações no adiamento de CVs provenientes de energia solar fotovoltaica.

Enquadramento regulatório das actividades nos Estados Unidos da América

O Governo Federal dos Estados Unidos e vários Governos Estaduais têm vindo a implementar políticas destinadas a promover as energias renováveis, particularmente a energia eólica. O principal programa de incentivo federal para as energias renováveis é o "Production Tax Credit" (PTC) criado pelo Congresso dos Estados Unidos como parte de EPACT 1992. Adicionalmente, diversos Estados aprovaram a legislação, particularmente sob a forma de "Renewable portfólio Standards" ("RPS"), que estabelece que a aquisição de uma determinada percentagem de energia consumida seja proveniente de fontes renováveis. Esta legislação é semelhante à Directiva Comunitária relativa à utilização de Energia Renovável.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

O programa "American Recovery and Investment Act" para o ano de 2009 prevê diversas medidas de desenvolvimento da produção de energia eólica através de benefícios fiscais e outras políticas de incentivo, nomeadamente (i) a extensão de três anos do "PTC" até 2012 e (ii) uma opção para eleger 30% do "Investment Tax Credit" ("ITC") que possa substituir o "PTC" ao longo do período da extensão. Este "ITC" permite que as empresas recebam 30% do montante investido nos projectos ("cash grant") que entraram em funcionamento ou cujo início da construção tenha ocorrido em 2009 e 2010. Em Dezembro de 2010, o "Tax Relief, Unemployment, Insurance and Reauthorization, and Job Creation Act" de 2010 foi aprovado e inclui um período de 1 ano de extensão dos "ITC", que permite às empresas do sector receber 30% do montante investido em projectos com início de construção até Dezembro de 2011 desde que iniciem a sua operação até Dezembro de 2012.

A 1 de Janeiro de 2013, o Congresso dos Estados Unidos da América aprovou a lei "The American Taxpayer Relief Act" que contém a extensão do "Production Tax Credit" (PTC) para a energia eólica, incluindo a possibilidade de um crédito fiscal de incentivo ao investimento de 30% em alternativa ao PTC. O Congresso determinou ainda a data limite de 31 de Dezembro de 2013 para a expiração destes incentivos, alterou os critérios de elegibilidade (os projectos serão elegíveis caso estejam em construção até ao final da data limite) e incluiu um bónus de depreciação para os novos equipamentos em serviço que permite a depreciação de uma maior percentagem do custo do projecto (menos 50% do "Investment Tax Credit" (ITC)) no ano em que ele é colocado em serviço. Este bónus para a depreciação foi de 100% em 2011 e 50% em 2012.

A 16 de Dezembro de 2014, o Congresso dos Estados Unidos da América aprovou a lei "Tax Increase Prevention Act of 2014" que contém a extensão do "Production Tax Credit" (PTC) para a energia eólica, incluindo a possibilidade de um crédito fiscal de incentivo ao investimento de 30% em alternativa ao PTC. O Congresso determinou ainda a data limite de 31 de Dezembro de 2014 para a expiração destes incentivos, e manteve os critérios de elegibilidade (os projectos serão elegíveis caso estejam em construção até ao final de 2014).

Em 15 de Dezembro de 2015, o Congresso dos EUA aprovou a Lei "Consolidated Appropriations Act of 2016", que incluiu uma extensão do PTC para a energia eólica, bem como a possibilidade de um crédito fiscal de investimento de 30% em vez do PTC. As empresas tinham até o final de 2016 para iniciar a construção de novos parques eólicos para se qualificar para 10 anos de créditos fiscais de produção ao nível máximo. O Congresso introduziu a eliminação progressiva para projectos que começam a sua construção depois de 2016 e antes de 2020. Estes projectos ainda vão beneficiar de créditos fiscais de produção, mas em níveis mais reduzidos. Os níveis são de 80% para os projectos com início de construção em 2017; 60% em 2018; e 40% em 2019. As empresas cujos projectos que começam a sua construção antes de 2020 podem optar por reivindicar créditos fiscais de 30% do valor do investimento em vez de créditos fiscais de produção, sujeitos a uma eliminação progressiva. A eliminação progressiva reduz o valor do crédito fiscal ao investimento de 30% para 24% em 2017; 18% em 2018; e 12% em 2019. Nem a produção de créditos fiscais, nem os créditos fiscais ao investimento são permitidos para projectos eólicos que iniciam a sua construção em 2020 ou posteriormente.

A Lei "Consolidated Appropriations Act of 2016" também estendeu o Investment Tax Credit (ITC) para projectos de energia solar. Os projectos de energia solar que estão em construção até o final de 2019 poderão obter o ITC em 30%. O crédito fiscal é reduzido para 26% para os projectos com início de construção em 2020; e em 22% para os projectos com início de construção em 2021. O crédito fiscal cai para um nível permanente de 10% para projectos que comecem a sua construção em 2022 ou posteriormente, ou que comecem a sua construção antes de 2022, mas que entrarão em exploração em 2024 ou mais tarde. Os projectos devem entrar em exploração no final de 2023 para obterem um crédito fiscal acima de 10%.

Em 9 de Fevereiro de 2016, o Supremo Tribunal dos Estados Unidos suspendeu a implementação do Plano de Energia Limpa (CPP) anunciado pela Agência de Protecção Ambiental dos Estados Unidos (EPA) a 3 de Agosto de 2015, a regra para reduzir a poluição de carbono das centrais existentes está em revisão judicial. Em 7 de Dezembro de 2017, o administrador da EPA, Scott Pruitt, anunciou na audiência do Comité de Energia e Comércio que a EPA apresentará legislação para substituir o CPP.

Adicionalmente, a 5 de Maio de 2016, a Receita Federal dos Estados Unidos emitiu orientações que os parques eólicos têm quatro anos desde o início da sua construção até ser colocado em serviço para se qualificar para os "Production Tax Credit" (PTC). Como resultado, os projectos que começam a sua construção antes do final do ano de 2019 e são colocados em serviço antes do final de 2023 serão elegíveis para o PTC. A IRS também inclui uma disposição que permite garantir o PTC se 5% dos componentes de capital de um projecto por valor em dólar são seguros em um determinado ano e a sua construção é concluída dentro de 4 anos. Assim, 5% do Capex em 2016 de um determinado projecto, será qualificado para 100% do PTC se a construção for concluída até o final de 2020.

Com a eleição de Donald Trump como presidente dos Estados Unidos, que juntamente com o Partido Republicano, ganharam o controlo de ambas as Casas do Congresso, é esperada uma mudança na filosofia de governo. Nos primeiros 100 dias de mandato, o Presidente emitiu uma Ordem Executiva dirigida à EPA para reverter o Plano de Energia Limpa, retirou-a e substituiu-a por uma nova, eliminando a moratória sobre o carvão em terras federais, regulamentações sobre emissões de metano e fracturação hidráulica, eliminou a orientação que incorporou mudanças climáticas e os "custos sociais de carbono" em projectos federais. A 1 de Junho de 2017, o Presidente Trump anunciou que os EUA se retirariam do Acordo de Paris, um acordo internacional para combater as mudanças climáticas. O impacto final dessas mudanças na procura renovável ainda não é claro por diversas razões: a maioria dessas mudanças será contestada em tribunal; os reguladores estaduais decidem sobre a combinação de energia a nível estadual; os maiores intervenientes do sector energético já estão a implementar os principais elementos do Plano de Energia Limpa; e a Ordem não afecta o ITC/PTC que é o principal motor de desenvolvimento para o mercado de energia renovável nos EUA.

No final de 2017, os dois eventos mais relevantes em discussão no Congresso foram a reforma do Código Tributário dos EUA e um plano federal para estimular o investimento em infra-estruturas.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

As duas câmaras do Congresso avançaram inicialmente com diferentes versões da lei de reforma tributária que foram posteriormente analisadas em conjunto. Em 22 de Dezembro de 2017, o presidente Trump assinou o projecto final da lei de reforma tributária. A lei efectuou numerosas alterações ao código tributário dos EUA, incluindo algumas que podem afectar a procura e o financiamento de energia renovável. Entre estas, está a norma de anti-abuso fiscal (Base Erosion Anti-Abuse Tax - BEAT), que procura evitar a dedutibilidade exagerada, por parte das empresas multinacionais, dos encargos financeiros ("earnings stripping"), reduzindo a responsabilidade fiscal da companhia nos Estados Unidos, por dedução dos juros dos pagamentos efectuados por uma empresa-mãe estrangeira à sua subsidiária americana. Assim, é permitido às empresas que compensem até 80% dos pagamentos de impostos com créditos fiscais de energia, como os PTC e ITC. Como as empresas não podem compensar a totalidade dos pagamentos de impostos com créditos fiscais de energia, o mercado de financiamento por parcerias institucionais pode ser afectado negativamente, e de forma determinante. A lei também vem reduzir a taxa de imposto corporativa de 35% para 21%, o que também pode contribuir para a diminuição do mercado de financiamento das energias renováveis. Com relação a outras novas iniciativas políticas, altos membros da Casa Branca expressaram o desejo de apresentar, no Congresso, um plano de infra-estruturas, e muito embora os detalhes deste plano ainda não estejam claros, o aumento do investimento em infra-estruturas poderia alterar a procura por fontes renováveis ou alterar o valor da produção a partir das instalações existentes.

Em 8 de Janeiro de 2018, a "Federal Energy Regulatory Commission" (FERC) rejeitou uma proposta do Departamento de Energia para subsidiar algumas centrais de carvão e nucleares, pela possibilidade de recuperação de custos para centrais com fornecimento de combustível no local. Em alternativa a FERC pediu aos operadores da rede regional para avaliar a melhor maneira de melhorar a resiliência do sistema de energia. Os cinco membros da FERC rejeitaram por unanimidade a proposta efectuada pelo Departamento de Energia ("DoE") e solicitaram aos operadores de redes regionais que no prazo de 60 dias efectuassem uma análise a uma extensa lista de questões sobre como melhorar a resiliência do sistema de energia.

Em 3 de Abril de 2018, a administração Trump divulgou uma lista com cerca de 1.300 produtos importados da China que podem estar sujeitos a um imposto de 25%. Esta lista inclui componentes eléctricos para parques eólicos e terá um impacto mínimo na indústria eólica dos EUA devido ao baixo número de turbinas eólicas importadas da China. Um imposto de 25% sobre as importações de aço e de 10% sobre as importações de alumínio podem causar um pequeno aumento nos custos dos projectos de energia eólica e solar dos EUA.

Em 22 de Junho de 2018, o Internal Revenue Service (IRS) divulgou o Aviso 2018-59, com os parâmetros que definem quando um projecto solar pode começar a beneficiar da política de créditos fiscais, "Investment Tax Credit" (ITC), e especifica que os projectos têm até 2024 para serem qualificados para o ITC em níveis acima de 10%. A percentagem de ITC para um projecto solar é determinada com base no ano em que é iniciada a sua construção, desde que o projecto solar inicie a sua operação antes de 1 de Janeiro de 2024, de acordo com: (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 exploração), 10%. De forma semelhante à orientação do IRS relativamente ao Production Tax Credit (PTC), a definição do início da construção é medida (i) através de trabalho físico significativo ou (ii) através do pagamento ou incorrendo em 5% da base fiscal final do projecto. Assim, se um construtor investir 5% do Capex do projecto em 2019, o projecto será qualificado para 30% de ITC se a construção for concluída antes de 1 de Janeiro de 2024. Da mesma forma, se um construtor investir 5% do Capex do projecto em 2021, o projecto estará qualificado para um ITC de 22% se a construção for concluída antes de 1 de Janeiro de 2024.

Em 9 de Fevereiro de 2016, o Supremo Tribunal dos Estados Unidos suspendeu a implementação do Plano de Energia Limpa (CPP) anunciado pela Agência de Protecção Ambiental dos Estados Unidos (EPA) a 3 de Agosto de 2015, a norma para reduzir a poluição de carbono das centrais existentes está em revisão judicial. Em 7 de Dezembro de 2017, o administrador da EPA, Scott Pruitt, anunciou na audiência do Comité de Energia e Comércio que a EPA apresentará legislação para substituir o CPP. A partir de 29 de Junho de 2018, é objectivo da EPA colocar uma data final de revogação do Plano de Energia Limpa em Outubro, com especulações de que uma norma de substituição será proposta ao mesmo tempo. Em 21 de Agosto de 2018, a EPA propôs o Plano de Energia Limpa Acessível (ACE) para substituir o CPP, para estabelecer diretrizes de emissões para que os estados desenvolvam planos para lidar com as emissões de efeito estufa das centrais a carvão. O Plano permitiria que os estados tivessem total autonomia para definir alterações na taxa de aquecimento (HRI) para padrões de emissões específicos por central. Os HRIs podem ser excessivos dado que parecem baseados em potenciais melhorias em centrais ineficientes que já se encontram sem actividade, ou seja, as centrais existentes já podem ter aplicado as medidas do "Melhor sistema de redução de emissões" (BSER) e, portanto, não existe espaço para melhorias.

Em 3 de Janeiro de 2019, o 116º Congresso dos Estados Unidos reuniu-se com um Senado de maioria republicana e uma Câmara dos Deputados de maioria democrática. No Congresso anterior, os republicanos detinham maiorias tanto no Senado quanto na Câmara dos Representantes. Com essa mudança, espera-se uma mudança na filosofia governamental. Representantes democratas propuseram informalmente várias alterações legislativas relacionadas com as alterações climáticas. Uma dessas propostas é um "Green New Deal" que sugere que os Estados Unidos tenham como norma a utilização de energia 100% renovável. Tal modelo, se implementado, aumentaria a procura por electricidade renovável nos EUA.

Enquadramento regulatório das actividades na Polónia

A 19 de Fevereiro de 2016 o partido PiS MPs propôs um projecto lei sobre investimentos relacionados com o vento, nomeadamente no que respeita à localização, construção e exploração de parques eólicos, chamado Wind Turbine Investment Act. Depois de um longo processo de aprovação em que o sector das energias renováveis conseguiu introduzir algumas alterações ao projecto inicial, a lei foi finalmente aprovada e publicada no Diário Oficial Polaco em Junho de 2016. As principais medidas da nova lei incluem restrições de distância mínima para outros parques eólicos e o aumento da carga fiscal imobiliária.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Por outro lado, e na sequência do atraso de implementação do Capítulo 4 do RES Act introduzido no final de Dezembro de 2015, o governo PiS apresentou ao parlamento Polaco no início de Maio de 2016 uma proposta de alteração mais abrangente através da Lei RES. Depois de ter passado pelo habitual processo de avaliação parlamentar, as alterações foram finalmente aprovadas e publicadas no final de Junho, em linha com as intenções do Capítulo 4, em vigor desde 1 de Julho de 2016. Embora mantendo as bases do novo sistema de leilão introduzido pelo RES 2015 Act, estas novas alterações introduziram também algumas mudanças (nomeadamente a introdução de "technology baskets" para futuros leilões e melhorias no tratamento das tecnologias de biomassa, biogás e combustão).

Em Outubro de 2016, o Governo Polaco publicou a portaria que detalha o montante e valor da energia a ser leiloadada em 2016. A energia eólica não foi incluída entre as tecnologias autorizadas a participar (excepto instalações abaixo de 1 MW). O leilão foi realizado a 30 de Dezembro de 2016.

A 23 de Novembro de 2016, o Governo Polaco divulgou uma versão provisória da portaria que irá detalhar a quantidade e o valor da energia a ser leiloadada em 2017. Esta versão destaca que as fontes renováveis base (biomassa e biogás) continuam a ser relevantes para o Governo, sendo que 50% do total de 2017, será para estas tecnologias. Os parques eólicos "onshore" poderão competir neste leilão. O montante pode ascender a 150 MW sendo provável que a energia eólica e a fotovoltaica vão competir pelo mesmo orçamento.

Durante o primeiro semestre de 2017, o "fee" de substituição definido ascendia a 300,03 PLN. No entanto, com a entrada em vigor da alteração proposta pelo Governo polaco no terceiro trimestre de 2017, o "fee" de substituição foi alterado para 125% do preço médio anual dos certificados verdes (CV) do ano anterior, sujeito a um "cap" de 300 PLN. Tendo em consideração os preços médios actuais dos CVs, esta medida implica uma redução ainda maior dos preços dos CVs.

Adicionalmente, foi proposto pelo Governo o aumento das quotas mínimas de CVs a adquirir pelos comercializadores para os anos de 2018, 2019 e 2020 para 17,5%, 18,5% e 19,5%, respectivamente. Contudo, esta proposta não consta na redacção final do despacho aprovado.

A 13 de Dezembro de 2017, a Comissão Europeia (através da Direcção-Geral da Concorrência) aprovou o regime de apoio polaco para as energias renováveis e, por conseguinte, confirmou que o regime está em conformidade com as orientações europeias em matéria de auxílios estatais de 2014.

Em 29 de Junho de 2018, o Parlamento Polaco aprovou várias alterações à Lei de Investimentos em Turbinas Eólicas, tendo sido publicadas no Diário Oficial da Polónia em 30 de Junho. Estas alterações preveem um retorno à base tributável inicial do Imposto sobre a Propriedade Imobiliária a partir de Janeiro de 2018, e não incluem alterações relevantes em relação aos activos operacionais dado que tem como principal foco alterações operacionais e esclarecimentos ao novo regime de leilões. Desta forma, as alterações incluem o orçamento (valores e volumes) para os leilões de 2018.

Em 2 de Outubro de 2018, o Instituto de Regulamentação da Energia emitiu um comunicado para o primeiro leilão na Polónia no qual parques eólicos onshore e solares com capacidade superior a 1 MW podem participar para obter um CfD de 15 anos.

Enquadramento regulatório das actividades em França

Em 15 de Abril de 2016, o "Conseil d'État" Francês publicou uma decisão que ordenou ao governo a devolução dos juros que a tarifa "feed-in" gerada entre 2008 e 2014. Esta decisão baseia-se no facto do Governo francês não ter notificado a Ordem Ministerial da Comissão Europeia sobre a aprovação desta tarifa.

Em Dezembro de 2016, foi lançado o Contrato por Diferença (CfD) que substitui a remuneração através da tarifa (feed-in tariff), para os parques eólicos que solicitaram PPA em 2016. De acordo com o decreto, o preço de exercício seria igual ao valor da remuneração actual (taxa de juro semelhante, indexação e ajustamento após o ano 10), acrescida de uma comissão de gestão para compensar os custos de compensação (2,8 €/MWh). O preço de referência do mercado será o preço médio ponderado de produção da pool, utilizando um perfil de produção representativo da indústria eólica em França. A liquidação seria feita mensalmente.

O Governo Francês também divulgou um projecto de decreto para os CfDs de 2017 para os parques eólicos abaixo de 6 turbinas. De acordo com o projecto, o mandato do CfD será alargado para 20 anos (em vez de 15 anos), sendo o preço de exercício 72€/MWh (mais a taxa de gestão). O projecto também inclui uma limitação da quantidade de energia a ser remunerada sob o preço de exercício CfD. Os grandes parques eólicos receberão CfDs através de concursos.

Adicionalmente, a 24 de Abril de 2016, o Governo francês aprovou o chamado "Programmation pluriannuelle des Investissements" (PPI), cujo objectivo é estabelecer objectivos para as diferentes fontes renováveis por tecnologia, a fim de alcançar os objectivos da "Loi de transition énergétique" (decreto-lei destinado a definir a política energética e climática de longo prazo da França, formalmente aprovado em Agosto de 2015). A PPI define objectivos de capacidade para as energias renováveis a curto (2018) e a médio prazo (2023) e inclui também um calendário provisório dos próximos leilões de energia renovável a serem lançados entre 2016 e 2019.

O Governo francês publicou, a 10 de Maio de 2017, o Decreto relativo ao Contrato por Diferença (CfD) de 2017 para parques eólicos abaixo de 6 turbinas eólicas e 3 MW por turbina. Esses projectos estarão isentos de licitação.

O regulador também divulgou as regras de concurso para os parques eólicos "onshore" (acima de 7 turbinas eólicas ou com mais de 3 MW por turbina eólica) para o período de Novembro de 2017 a Junho de 2020. As regras prevêm a alocação de 3 GW de capacidade eólica em seis rondas sucessivas de 500 MW a cada 6 meses durante os próximos 3 anos. As regras também incluem um calendário com as datas em que os leilões deverão ocorrer, sendo que o primeiro ocorreu em Novembro de 2017.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Simultaneamente à divulgação dos resultados do segundo concurso eólico em terra, o governo francês e o regulador introduziram algumas alterações nas regras do concurso, incluindo uma revisão em baixa do preço máximo, bem como pequenas alterações no calendário e quotas dos restantes concursos a realizar até 2020.

2. Políticas Contabilísticas

a) Bases de apresentação

As demonstrações financeiras consolidadas e individuais da EDP - Energias de Portugal, S.A. reflectem os resultados das operações da empresa e das suas subsidiárias (Grupo EDP ou Grupo) e a participação do Grupo nas respectivas "joint ventures" e associadas, para os anos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017, as quais foram aprovadas pelo Conselho de Administração Executivo da EDP, S.A. no dia 11 de Março de 2019, sendo posteriormente sujeitas a aprovação em Assembleia Geral. As demonstrações financeiras são expressas em milhares de Euros,

No âmbito do disposto no Regulamento (CE) n.º 1606/2002 do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Julho de 2002, na sua transposição para a legislação Portuguesa através do Decreto Lei n.º 35/2005, de 17 de Fevereiro, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei 158/2009, de 13 de Julho e pelo Decreto-Lei 98/2015, de 2 de Junho, as demonstrações financeiras individuais da EDP, S.A. e consolidadas do Grupo EDP são preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS) conforme endossadas pela União Europeia (U.E.). As IFRS incluem as normas emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB) bem como as interpretações emitidas pelo International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e pelos respectivos órgãos antecessores. As demonstrações financeiras consolidadas e individuais do Grupo EDP, para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017, foram preparadas em conformidade com as IFRS tal como adoptadas pela U.E. e efectivas no exercício de 2018.

Conforme descrito na nota 3, as demonstrações financeiras individuais e consolidadas do Grupo a 31 de Dezembro de 2018 foram preparadas de acordo com as normas contabilísticas emitidas pelo IASB e as interpretações emitidas pelo IFRIC, com data de aplicação efectiva a 1 de Janeiro de 2018. A adopção da IFRS 9 - Instrumentos Financeiros (e correspondentes alterações à IFRS 7 - Instrumentos Financeiros. Divulgações) e da IFRS 15 - Rêditos de contratos com clientes pelo Grupo EDP tem subjacente um conjunto de alterações às políticas contabilísticas do Grupo EDP, elencadas em seguida, das quais derivam igualmente alterações em determinados modelos e procedimentos de contabilização, bem como na forma de apresentação de determinadas realidades. As políticas contabilísticas descritas nesta nota foram aplicadas em conformidade nas demonstrações financeiras do Grupo. As normas contabilísticas e interpretações recentemente emitidas que ainda não entraram em vigor, e que o Grupo ainda não aplicou na elaboração das suas demonstrações financeiras, podem ser analisadas na nota 3.

As demonstrações financeiras foram elaboradas no pressuposto da continuidade das operações e de acordo com o princípio do custo histórico, modificado pela aplicação do justo valor para os instrumentos financeiros derivados, activos ao justo valor através de rendimento integral, activos financeiros ao justo valor através de resultados e, em 2017, activos financeiros disponíveis para venda, excepto aqueles para os quais o justo valor não está disponível. Os activos e passivos que se encontram cobertos no âmbito da contabilidade de cobertura são apresentados ao justo valor relativamente ao risco coberto. Os activos não correntes detidos para venda e os grupos de activos detidos para venda são registados ao menor entre o seu valor contabilístico ou o justo valor deduzido dos respectivos custos de venda. O passivo sobre obrigações de benefícios definidos é reconhecido ao valor presente dessa obrigação líquido dos activos do fundo.

Nos termos definidos pela IFRS 3 - Concentração de actividades empresariais, caso o preço de aquisição inicial dos activos, passivos e passivos contingentes adquiridos ("Purchase price allocations") seja identificado como provisório deverá a entidade adquirente, no período de 12 meses subsequente à operação de concentração de actividades empresariais, efectuar a alocação do preço de aquisição dos justos valores dos activos, passivos e passivos contingentes adquiridos. Estes ajustamentos com impacto nos montantes de "goodwill" previamente registados, determinam a reexpressão da informação comparativa, sendo reflectido o respectivo efeito nas rubricas da demonstração da posição financeira, com referência à data de realização da operação de concentração de actividades empresariais.

A preparação das demonstrações financeiras de acordo com as IFRS requer que o Conselho de Administração Executivo formule julgamentos, estimativas e pressupostos que afectam a aplicação das políticas contabilísticas e o valor apresentado dos activos, passivos, proveitos e custos. As estimativas e pressupostos associados são baseados na experiência histórica e noutros factores considerados razoáveis de acordo com as circunstâncias e formam a base para os julgamentos sobre os valores dos activos e passivos cuja valorização não é evidente através de outras fontes. Os resultados reais podem diferir das estimativas. As questões que requerem um maior índice de julgamento ou complexidade, ou para as quais os pressupostos e estimativas são considerados significativos, são apresentados na nota 4 - Principais estimativas e julgamentos utilizados na elaboração das demonstrações financeiras.

As políticas contabilísticas apresentadas foram aplicadas de forma consistente por todas as empresas do Grupo e em todos os períodos apresentados nas demonstrações financeiras consolidadas e individuais, excepto quanto à adopção da IFRS 9 e da IFRS 15. Com referência a 1 de Janeiro de 2018, conforme previsto nestas normas, o Grupo procedeu à respectiva adopção através do modelo retrospectivo modificado, sem reexpressão da informação comparativa (ver nota 3).

b) Princípios de consolidação

As demonstrações financeiras consolidadas apresentadas reflectem os activos, passivos e resultados da EDP, S.A. e das suas subsidiárias (Grupo ou Grupo EDP), e os capitais próprios e resultados atribuíveis ao Grupo por via das participações financeiras em "joint ventures" e associadas.

A partir de 1 de Janeiro de 2010, o Grupo EDP passou a aplicar a IFRS 3 (revista) para o reconhecimento contabilístico das concentrações de actividades empresariais. As alterações de políticas contabilísticas decorrentes da aplicação da IFRS 3 (revista) foram aplicadas prospectivamente.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Entidades onde o Grupo exerce controlo

As participações financeiras em empresas em que o Grupo exerce o controlo são consolidadas pelo método de consolidação integral desde a data em que o Grupo assume o controlo sobre as suas actividades financeiras e operacionais e/ou sobre os seus activos e passivos, até ao momento em que esse controlo cessa.

Presume-se a existência de controlo quando o Grupo está exposto, ou tem o direito a retornos variáveis decorrentes do seu envolvimento na participada e tem a capacidade de influenciar esses retornos devido ao seu poder sobre a participada independentemente da percentagem que detém sobre os seus capitais próprios.

Até 31 de Dezembro de 2009, quando as perdas acumuladas atribuíveis aos interesses não controláveis excediam o seu interesse no capital próprio dessa entidade, o excesso era atribuível ao Grupo sendo os prejuízos registados em resultados na medida em que fossem incorridos. Os lucros obtidos subsequentemente eram reconhecidos como proveitos do Grupo até que as perdas atribuídas a interesses não controláveis anteriormente absorvidas pelo Grupo fossem recuperadas. Após 1 de Janeiro de 2010, as perdas acumuladas são atribuídas aos interesses não controláveis nas proporções devidas, o que poderá implicar o reconhecimento de interesses não controláveis negativos.

Após 1 de Janeiro de 2010, numa operação de aquisição por fases ("step acquisition") que resulte na aquisição de controlo, a reavaliação de qualquer participação anteriormente detida é reconhecida por contrapartida de resultados aquando do cálculo do "goodwill". No momento de uma venda parcial, da qual resulte a perda de controlo sobre uma subsidiária, qualquer participação remanescente é reavaliada ao valor de mercado na data da venda e o ganho ou perda resultante dessa reavaliação é registado por contrapartida de resultados, assim como o ganho ou perda resultante dessa alienação.

Entidades onde o Grupo exerce controlo conjuntamente com outros parceiros

O Grupo EDP classifica um acordo como acordo conjunto quando a partilha de controlo é estabelecida contratualmente. O controlo conjunto existe quando há o consentimento unânime entre as partes na tomada de decisões sobre as actividades relevantes, ou seja, aquelas que afectam significativamente os benefícios económicos resultantes do acordo. Após determinar a existência de controlo conjunto, os acordos conjuntos são classificados como operação conjunta ou como "joint venture".

Uma operação conjunta é uma operação na qual as partes que exercem controlo conjunto ("joint operators") têm direitos sobre os activos e obrigações sobre os passivos relacionados com esse acordo, pelo que os activos e passivos subjacentes (e os respectivos custos e proveitos) são reconhecidos e mensurados de acordo com as IFRSs aplicáveis.

Por sua vez, uma "joint venture" é uma operação por meio da qual as partes que exercem controlo conjunto ("joint ventures") têm direitos sobre os activos líquidos (net assets), pelo que estas participações financeiras são incluídas nas demonstrações financeiras consolidadas pelo método de equivalência patrimonial.

As demonstrações financeiras consolidadas incluem a parte atribuível ao Grupo do total das reservas e dos lucros e prejuízos reconhecidos das entidades onde o Grupo exerce controlo conjuntamente com outros parceiros ("joint ventures"), incluídas de acordo com o método da equivalência patrimonial. Quando a parcela dos prejuízos atribuíveis excede o seu valor contabilístico, este é reduzido a zero e o reconhecimento de perdas futuras é descontinuado, excepto na parcela em que o Grupo incorra numa obrigação legal ou construtiva de assumir essas perdas em nome dessa entidade.

Entidades onde o Grupo exerce influência significativa

Os investimentos financeiros em empresas associadas são incluídos nas demonstrações financeiras consolidadas pelo método de equivalência patrimonial, desde a data em que o Grupo adquire a influência significativa até ao momento em que a mesma termina. As empresas associadas são entidades nas quais o Grupo tem influência significativa, mas não exerce controlo sobre a sua política financeira e operacional.

A existência de influência significativa por parte do Grupo é normalmente demonstrada por uma ou mais das seguintes formas:

- Representação no Conselho de Administração Executivo ou órgão de direcção equivalente;
- Participação em processos de definição de políticas, incluindo a participação em decisões sobre dividendos ou outras distribuições;
- Existência de transacções materiais entre o Grupo e a participada;
- Intercâmbio de quadros de gestão; e
- Fornecimento de informação técnica essencial.

As demonstrações financeiras consolidadas incluem a parte atribuível ao Grupo do total das reservas e dos lucros e prejuízos reconhecidos das entidades onde o Grupo exerce influência significativa, incluídas de acordo com o método da equivalência patrimonial. Quando a parcela dos prejuízos atribuíveis excede o seu valor contabilístico, este é reduzido a zero e o reconhecimento de perdas futuras é descontinuado, excepto na parcela em que o Grupo incorra numa obrigação legal ou construtiva de assumir essas perdas em nome dessa entidade.

Contabilização, em base individual, das participações financeiras em subsidiárias e associadas

Em base individual, os investimentos em participações financeiras subsidiárias e associadas que não estejam classificados como activos não correntes detidos para venda ou incluídos num grupo para alienação que esteja classificado como activos não correntes detidos para venda, são reconhecidos ao custo de aquisição e são sujeitos a testes de imparidade periódicos, sempre que existam indícios que determinada participação financeira possa estar em imparidade.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Diferenças de consolidação e de reavaliação - "Goodwill"

Na sequência da transição para as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS), efectuada com referência a 1 de Janeiro de 2004 e conforme permitido pela IFRS 1 - Adopção pela Primeira Vez das Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS), o Grupo optou por manter o "goodwill" resultante de concentrações de actividades empresariais, ocorridas antes da data da transição, registado de acordo com as anteriores regras contabilísticas aplicadas pelo Grupo.

As concentrações de actividades empresariais ocorridas após 1 de Janeiro de 2004 são registadas pelo método da compra. O custo de aquisição equivale ao justo valor determinado à data da compra, dos activos cedidos e passivos incorridos ou assumidos, adicionado dos custos directamente atribuíveis à aquisição, para aquisições ocorridas até 31 de Dezembro de 2009.

Após 1 de Janeiro de 2010, o registo dos custos directamente relacionados com a aquisição de uma subsidiária passam a ser directamente imputados a resultados.

A partir da data de transição para as IFRS (1 de Janeiro de 2004), a totalidade do "goodwill" positivo resultante de aquisições é reconhecido como um activo e registado ao custo de aquisição, não sendo sujeito a amortização. O "goodwill" resultante da aquisição de participações em empresas subsidiárias e associadas é definido como a diferença entre o valor de aquisição e o justo valor proporcional da situação patrimonial adquirida.

Após 1 de Janeiro de 2010, o Grupo EDP tem a possibilidade de reconhecer os interesses não controláveis ao justo valor ou ao custo de aquisição, o que implica que poderá reconhecer nas suas demonstrações financeiras a totalidade do "goodwill", incluindo a parcela que é atribuível aos interesses não controláveis, por contrapartida dos interesses não controláveis, caso opte pela primeira opção. O "goodwill" resultante da aquisição de participações em empresas subsidiárias e associadas é definido como a diferença entre o valor de aquisição e o justo valor total ou proporcional da situação patrimonial adquirida, consoante a opção tomada.

Caso o "goodwill" apurado seja negativo, este é registado directamente em resultados do período no momento em que a concentração de actividades ocorre.

O valor recuperável do "goodwill" das subsidiárias é avaliado anualmente, independentemente da existência de indicadores de imparidade. Eventuais perdas de imparidade são reconhecidas em resultados do período. O valor recuperável é determinado com base no valor de uso dos activos, sendo calculado com recurso a metodologias de avaliação suportadas em técnicas de fluxos de caixa descontados, considerando as condições de mercado, o valor temporal do dinheiro e os riscos de negócio.

Até 31 de Dezembro de 2009, os preços de aquisição contingentes eram determinados com base na melhor estimativa de pagamentos futuros prováveis, podendo as alterações posteriores ser registadas por contrapartida de "goodwill". Após 1 de Janeiro de 2010, o "goodwill" registado deixa de ser passível de correção devido a alterações à estimativa inicial dos preços de aquisição contingentes, pelo que alterações posteriores são reconhecidas por contrapartida de resultados.

Aquisição e diluição de interesses não controláveis

Até 31 de Dezembro de 2009, nas aquisições de interesses não controláveis, a diferença entre o valor de aquisição e o justo valor dos interesses não controláveis adquiridos foi registada por contrapartida de "goodwill". As aquisições de interesses não controláveis, por via de contratos de opções de venda por parte dos interesses não controláveis ("written put options"), originaram o reconhecimento de uma responsabilidade pelo justo valor a pagar, por contrapartida de interesses não controláveis na parte adquirida. Sempre que existiu um diferencial entre os interesses não controláveis adquiridos e o justo valor da responsabilidade, esse diferencial foi registado por contrapartida de "goodwill". O justo valor foi determinado com base no preço definido no contrato, que poderia ser fixo ou variável. No caso do preço ser variável, o valor da responsabilidade era actualizado por contrapartida de "goodwill" e o efeito financeiro do desconto ("unwinding") dessa responsabilidade era registado como custo financeiro na demonstração dos resultados consolidados. Este tratamento contabilístico mantém-se para as opções contratadas até 31 de Dezembro de 2009.

Até 31 de Dezembro de 2009, quando uma parte da participação numa subsidiária era alienada sem que ocorresse perda de controlo, a diferença entre o valor de venda e o valor contabilístico dos activos líquidos atribuíveis ao Grupo, acrescido do valor contabilístico do "goodwill" relativo a essa subsidiária, era reconhecido em resultados do exercício como um ganho ou uma perda decorrente da alienação. O efeito de diluição ocorre quando a percentagem de participação numa subsidiária diminui sem que o Grupo tenha alienado as suas partes de capital nessa subsidiária, por exemplo, no caso em que o Grupo não participa proporcionalmente no aumento de capital de uma subsidiária. Até 31 de Dezembro de 2009, o Grupo reconhecia os ganhos e perdas decorrentes da diluição de uma participação financeira numa subsidiária, na sequência de uma alienação ou aumento de capital, nos resultados do período.

Após 1 de Janeiro de 2010, nas aquisições (diluições) de interesses não controláveis sem perda de controlo, as diferenças entre o valor de aquisição e o justo valor dos interesses não controláveis adquiridos são registadas por contrapartida de reservas. As aquisições de interesses não controláveis, por via de contratos de opções de venda por parte dos interesses não controláveis ("written put options"), originam o reconhecimento de uma responsabilidade pelo justo valor a pagar, por contrapartida de interesses não controláveis. O justo valor da responsabilidade é determinado com base no preço definido no contrato, que poderá ser fixo ou variável. No caso do preço ser variável, o valor da responsabilidade é actualizado por contrapartida de resultados, assim como o efeito financeiro do desconto ("unwinding") dessa responsabilidade.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Investimentos em subsidiárias e associadas residentes no estrangeiro

As demonstrações financeiras das subsidiárias e associadas do Grupo residentes no estrangeiro são preparadas na sua moeda funcional, definida como a moeda da economia onde estas operam. Na consolidação, o valor dos activos e passivos de subsidiárias residentes no estrangeiro é registado pelo seu contravalor em Euros à taxa de câmbio oficial em vigor na data de balanço.

Relativamente às participações expressas em moeda estrangeira em que se aplica o método de consolidação integral e equivalência patrimonial, as diferenças cambiais apuradas entre o valor de conversão em Euros da situação patrimonial no início do ano e o seu valor convertido à taxa de câmbio em vigor na data de balanço, a que se reportam as contas consolidadas, são relevadas por contrapartida de reservas.

O "goodwill" gerado em moeda estrangeira na aquisição destes investimentos é reavaliado à taxa de câmbio em vigor à data de balanço, por contrapartida de reservas.

Os resultados destas subsidiárias são transpostos pelo seu contravalor em Euros, ao câmbio aproximado com as taxas em vigor na data em que se efectuaram as transacções. As diferenças cambiais resultantes da conversão para Euros dos resultados do período, resultantes do diferencial entre as taxas de câmbio utilizadas na demonstração dos resultados e as taxas de câmbio em vigor na data de balanço, são registadas em reservas.

Na alienação de participações financeiras em subsidiárias residentes no estrangeiro, as diferenças cambiais associadas à participação financeira previamente registadas em reservas são reconhecidas em resultados.

Saldo e transacções eliminados na consolidação

Os saldos e transacções entre empresas do Grupo, bem como os ganhos e perdas não realizados resultantes dessas transacções, são anulados na preparação das demonstrações financeiras consolidadas. Os ganhos e perdas não realizados de transacções com associadas e entidades controladas conjuntamente são eliminados na proporção da participação do Grupo nessas entidades.

Concentração de actividades empresariais alcançada por fases

No caso de uma concentração de actividades empresariais alcançada por fases, na data da obtenção de controlo, o excesso do total (i) da contraprestação transferida, (ii) do valor de interesses não controláveis reconhecidos na adquirida; e (iii) do justo valor da participação anteriormente detida no negócio adquirido; sobre o valor líquido dos activos identificáveis e dos passivos assumidos, é reconhecido como "goodwill".

Se for o caso, a diferença negativa, após a avaliação da contraprestação transferida, do montante de interesses não controláveis reconhecidos na adquirida e o justo valor da participação anteriormente detida no negócio adquirido; sobre o valor líquido dos activos identificáveis e dos passivos assumidos, é reconhecida na demonstração dos resultados. O Grupo reconhece a diferença entre o justo valor da participação anteriormente detida na empresa adquirida e o seu valor contabilístico no resultado consolidado em Outros proveitos. Adicionalmente, o Grupo reclassifica os valores diferidos na demonstração do rendimento integral, relativos à participação anteriormente detida, para a demonstração dos resultados ou para reservas consolidadas, de acordo com sua natureza.

c) Transacções em moeda estrangeira

As transacções em moeda estrangeira são convertidas à taxa de câmbio em vigor na data da transacção. Os activos e passivos monetários expressos em moeda estrangeira são convertidos para Euros à taxa de câmbio em vigor na data do balanço. As diferenças cambiais resultantes desta conversão são reconhecidas nos resultados.

Os activos e passivos não monetários expressos em moeda estrangeira registados ao custo histórico são convertidos à taxa de câmbio da data da transacção. Os activos e passivos não monetários expressos em moeda estrangeira registados ao justo valor são convertidos à taxa de câmbio em vigor na data em que o justo valor foi determinado.

d) Instrumentos financeiros derivados e contabilidade de cobertura

Os instrumentos financeiros derivados são reconhecidos na data da sua negociação ("trade date") pelo seu justo valor. Subsequentemente, o justo valor dos instrumentos financeiros derivados é reavaliado numa base regular, sendo os ganhos ou perdas resultantes dessa reavaliação registados directamente na demonstração dos resultados, excepto no que se refere aos derivados designados como instrumentos de cobertura de fluxos de caixa. O reconhecimento das variações de justo valor dos derivados de cobertura, nos resultados do período, depende do modelo de cobertura utilizado.

O justo valor dos instrumentos financeiros derivados corresponde ao seu valor de mercado, se disponível, ou a cotações indicadas por entidades externas tendo por base técnicas de valorização aceites pelo mercado, as quais são confrontadas, em cada data de reporte, com cotações de mercado disponíveis em plataformas de informação financeira.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Contabilidade de cobertura

O Grupo utiliza instrumentos financeiros para cobertura do risco de taxa de juro, risco cambial e risco de preço resultante da sua actividade operacional e de financiamento. Os derivados que não se qualificam como de cobertura no âmbito de aplicação da IAS 39 são registados como de negociação.

Conforme permitido pela IFRS 9, o Grupo EDP optou por continuar a aplicar os requisitos da contabilidade de cobertura presentes na IAS 39 em 2018, em vez dos requisitos previstos da IFRS 9.

Os derivados de cobertura são registados ao seu justo valor, sendo os ganhos ou perdas reconhecidos de acordo com o modelo de contabilidade de cobertura adoptado pelo Grupo. Uma relação de cobertura existe quando:

- (i) À data de início da relação, existe documentação formal da cobertura;
- (ii) Existe a expectativa de que a cobertura seja altamente eficaz;
- (iii) A eficácia da cobertura possa ser mensurada com fiabilidade;
- (iv) A cobertura é avaliada numa base contínua e é determinada como sendo altamente efectiva ao longo do período de relato financeiro;
- (v) Em relação à cobertura de uma transacção futura, esta tem de ser altamente provável e tem de apresentar uma exposição a variações nos fluxos de caixa que poderia em última análise afectar os resultados.

Cobertura de justo valor

As variações do justo valor dos derivados que sejam designados e que se qualifiquem como de cobertura de justo valor são registadas por contrapartida de resultados, em conjunto com as variações de justo valor dos activos e passivos cobertos ou grupo de activos e passivos cobertos que sejam atribuíveis ao risco coberto. Quando a relação de cobertura deixa de cumprir os requisitos da contabilidade de cobertura, os ganhos ou perdas acumulados reconhecidos na valorização do risco coberto são amortizados pelo período remanescente até à maturidade do item coberto.

Cobertura de fluxos de caixa

As variações de justo valor dos derivados que se qualificam como de cobertura de fluxos de caixa são reconhecidas por contrapartida de reservas.

Os valores acumulados em reservas são reclassificados para a demonstração dos resultados nos períodos em que o item coberto afecta

No caso da descontinuação de uma relação de cobertura de uma transacção futura, as variações de justo valor do derivado registadas em reservas mantêm-se aí reconhecidas até que a transacção futura ocorra. Quando já não é expectável que a transacção futura ocorra, os ganhos ou perdas acumuladas registadas por contrapartida de reservas são reconhecidos imediatamente na demonstração dos resultados.

Cobertura de activos líquidos ("Net investment")

O modelo de cobertura de activos líquidos é aplicado, em base consolidada, a investimentos em subsidiárias realizados em moeda estrangeira. Este modelo permite que as variações cambiais reconhecidas em reservas cambiais de consolidação sejam compensadas pelas variações cambiais de empréstimos obtidos em moeda estrangeira ou derivados cambiais contratados. A parte inefectiva da relação de cobertura é registada na demonstração dos resultados.

Os ganhos e perdas cambiais acumulados relativos ao investimento líquido e à respectiva operação de cobertura registada em capitais próprios são transferidas para resultados do período no momento da venda da entidade estrangeira, como parte integrante do ganho ou perda resultante da alienação.

Efectividade

Para que uma relação de cobertura seja classificada como tal, de acordo com a IAS 39, deve ser demonstrada a sua efectividade. Assim, o Grupo executa testes prospectivos na data de início da relação de cobertura e testes prospectivos e retrospectivos, em cada data de balanço, de modo a demonstrar a sua efectividade mostrando que as alterações no justo valor do item coberto são compensadas por alterações no justo valor do instrumento de cobertura, no que diz respeito ao risco coberto. Qualquer inefectividade apurada é reconhecida em resultados no momento em que ocorre.

e) Devedores e Outros activos

A IFRS 9 introduziu um modelo de classificação de activos financeiros com base no modelo de negócio utilizado na sua gestão ("business model test") e nas características dos fluxos de caixa contratuais ("SPPI test"), tendo sido substituídos os requisitos anteriormente existentes, que determinavam o enquadramento nas categorias de activos financeiros da IAS 39. Após 1 de Janeiro de 2018, o Grupo classifica os seus outros activos financeiros, no momento do reconhecimento inicial, de acordo com os requisitos introduzidos pela IFRS 9, nas seguintes categorias de activos:

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Activos mensurados ao custo amortizado

Um activo financeiro é mensurado ao custo amortizado se (i) o objectivo inerente ao modelo de negócio é alcançado através da recolha dos respectivos fluxos de caixa contratuais; e (ii) os fluxos de caixa contratuais subjacentes representam apenas o pagamento de capital e juros. Os activos enquadráveis nesta categoria são inicialmente reconhecidos ao seu justo valor e subsequentemente mensurados ao seu custo amortizado. Ganhos ou perdas resultantes do desreconhecimento são reconhecidos directamente na demonstração dos resultados em Outros proveitos/(custos), em conjunto com os ganhos e perdas actuariais. Perdas por imparidade são apresentadas numa linha autónoma da demonstração dos resultados.

Empréstimos e Contas a receber de clientes são geralmente detidos com o propósito de recolher os fluxos de caixa contratuais e é expectável que os fluxos de caixa contratuais subjacentes representem apenas o pagamento de capital e juros, pelo que cumprem com os requisitos para mensuração ao custo amortizado previstos na IFRS 9.

Activos mensurados ao justo valor através de outro rendimento integral

Um activo financeiro é mensurado ao justo valor através de outro rendimento integral se (i) o objectivo inerente ao modelo de negócio utilizado é alcançado, quer pela recolha dos fluxos de caixa contratuais, quer pela venda de activos financeiros; e (ii) os fluxos de caixa contratuais subjacentes representam apenas pagamento de capital e juros. Os activos enquadráveis nesta categoria são inicial e subsequentemente mensurados ao seu justo valor, sendo as alterações ao seu valor contabilístico registadas por contrapartida de outro rendimento integral, excepto no que respeita ao reconhecimento de perdas por imparidade, juros e ganhos ou perdas cambiais, as quais são reconhecidas na demonstração dos resultados. Quando o activo financeiro é desreconhecido, o ganho ou perda acumulado em outro rendimento integral é reclassificado para resultados.

Activos mensurados ao justo valor através de resultados

Os activos financeiros que não reúnam as características para enquadramento nas situações referidas anteriormente são classificados e mensurados ao justo valor através de resultados, categoria residual nos termos da IFRS 9.

Na avaliação do modelo de negócio subjacente, o Grupo EDP pode optar por classificar um activo financeiro ao justo valor através de resultados se, ao fazê-lo, forem eliminadas inconsistências ao nível do seu reconhecimento e mensuração ("accounting mismatch").

Alterações na avaliação do modelo de negócio

Os activos financeiros não são reclassificados após o seu reconhecimento inicial. No entanto, caso ocorra uma alteração no modelo de negócios de gestão de determinados ativos, o Grupo classificará os novos activos gerados ou adquiridos de acordo com o novo modelo de negócios, mas manterá a classificação dos activos existentes à data da alteração de acordo com o modelo de negócios anterior.

Reconhecimento e desreconhecimento

Aquisições e alienações de activos financeiros são reconhecidos na data da sua negociação ("trade date"), ou seja, na data em que o Grupo se compromete a adquirir ou alienar esses activos financeiros.

Os activos financeiros são desreconhecidos quando (i) expiram os direitos contratuais do Grupo ao recebimento dos seus fluxos de caixa futuros, (ii) o Grupo tenha transferido substancialmente todos os riscos e benefícios associados à sua detenção ou (iii) não obstante, retenha parte, mas não substancialmente, dos riscos e benefícios associados à sua detenção, o Grupo tenha transferido o controlo sobre os activos.

Imparidade

Até 31 de Dezembro de 2017, o Grupo EDP efectuava uma avaliação quanto à existência de evidência objectiva de imparidade, conforme previsto na IAS 39, incluindo qualquer imparidade resultante de um impacto adverso nos fluxos de caixa futuros estimados do activo financeiro ou grupo de activos financeiros e sempre que possa ser medida de forma fiável. Relativamente a instrumentos de dívida, se num período subsequente o montante da perda de imparidade diminui, a perda de imparidade anteriormente reconhecida é revertida por contrapartida dos resultados do período até à reposição do custo de aquisição, se o aumento for objectivamente relacionado com um evento ocorrido após o reconhecimento da perda de imparidade. No caso de instrumentos de capital, quando existe evidência de imparidade nos activos financeiros disponíveis para venda, a perda potencial acumulada em reservas de justo valor, correspondente à diferença entre o custo de aquisição e o justo valor à data do balanço deduzida de qualquer perda de imparidade no activo anteriormente reconhecida, é transferida para resultados. Para estes instrumentos, a perda por imparidade não é revertida e qualquer evento subsequente que resulte no aumento do justo valor é reconhecido em reservas de justo valor.

Após 1 de Janeiro de 2018, a IFRS 9 estabelece um novo modelo de imparidade baseado em "perdas esperadas", que substitui o anterior modelo baseado em "perdas incorridas" previsto na IAS 39. Neste sentido, o Grupo passa a reconhecer perdas por imparidade antes de existir evidência objectiva de perda de valor decorrente de um evento passado. Este modelo é a base para o reconhecimento de perdas por imparidade em instrumentos financeiros detidos cuja mensuração seja ao custo amortizado ou ao justo valor por outro rendimento integral (o que inclui dívida financeira, caixa e caixa e equivalentes e contas a receber).

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

O modelo de imparidade depende da ocorrência ou não de um aumento significativo do risco de crédito desde o reconhecimento inicial. Caso o risco de crédito de um instrumento financeiro não tenha aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial, o Grupo EDP reconhece uma imparidade acumulada igual à expectativa de perda que se estima poder ocorrer nos 12 meses seguintes. Caso o risco de crédito tenha aumentado significativamente, o Grupo EDP reconhece uma imparidade acumulada igual à expectativa de perda que se estima poder ocorrer até à respectiva maturidade do activo.

Independentemente do acima referido, um aumento significativo no risco de crédito é presumido se existir evidência objectiva que um activo financeiro está em imparidade, incluindo dados observáveis que chamam a atenção do detentor do activo sobre os seguintes eventos de perda, entre outros: dificuldade financeira significativa do emissor ou do devedor; reestruturação de um valor em dívida ao Grupo em termos que não consideraria de outra forma; uma quebra de contrato, como por exemplo irrecuperabilidade ou atraso nos pagamentos de juros ou capital; ou se tornar provável que o devedor entrará em falência ou noutra reorganização financeira.

Uma vez verificado o evento de perda nos termos da IFRS 9 ("prova objectiva de imparidade", de acordo com a terminologia da IAS 39), a imparidade acumulada é directamente imputada ao instrumento em causa, sendo o seu tratamento contabilístico, a partir deste momento, similar ao previsto na IAS 39, incluindo o tratamento do respectivo juro. O valor contabilístico do activo é reduzido e o montante de perdas reconhecido na demonstração dos resultados. Se, num período subsequente, o montante de imparidade diminuir, o montante de perdas por imparidade previamente reconhecido é revertido igualmente na demonstração de resultados se a diminuição dessa imparidade estiver objectivamente relacionada com o evento ocorrido após o reconhecimento inicial.

Contas a receber de clientes, incluindo activos contratuais

O Grupo EDP aplica o método simplificado e regista as perdas esperadas até à maturidade para todas as suas contas a receber e activos contratuais, incluindo aqueles que incluam uma componente financeira significativa. As perdas esperadas estimadas foram calculadas com base na experiência de perdas reais ao longo de um período que, por negócio ou tipo de cliente, foram consideradas estatisticamente relevantes e representativas das características específicas do risco de crédito subjacente. Quando aplicável, o Grupo EDP estimou as taxas de perda esperada de forma separada para empresas e particulares.

Considerando as particularidades de cada negócio, as exposições foram segmentadas com base nas características de risco de crédito comuns, tais como a notação do risco de crédito, a região geográfica ou a indústria - para empresas - e o tipo de produto adquirido - para particulares, quando aplicável. A experiência real de perdas incorridas foi ajustada por factores de escala, de modo a reflectir as diferenças entre as condições económicas durante o período no qual os dados históricos foram registados, as condições actuais e a visão do Grupo EDP sobre as condições económicas ao longo da vida esperada dos activos.

Outras valores a receber e activos financeiros

Para activos a receber relacionados com activos regulatórios, empréstimos, entidades financeiras e Estado, valorizados ao custo amortizado e ao justo valor através de outro rendimento integral, o Grupo EDP prepara as suas análises com base no modelo geral. Na elaboração desta avaliação, a EDP efectua estimativas com base no risco de incumprimento e taxas de perda, as quais requerem julgamento. Os *inputs* utilizados para a avaliação do risco e para o cálculo das provisões para perdas nos activos financeiros incluem: (i) *ratings* de crédito (na medida em que estejam disponíveis) obtidos através de informação disponibilizada pelas agências de rating como Standard and Poors, Moody's e Fitch; (ii) mudanças significativas no desempenho esperado e no comportamento do devedor, incluindo mudanças nos pagamentos dos empréstimos concedidos pelo Grupo e mudanças nos resultados operacionais dos seus devedores; (iii) dados extraídos do mercado, nomeadamente sobre probabilidades de incumprimento e expectativas de atrasos no cumprimento; e (iv) informações macroeconómicas (tais como taxas de juros de mercado ou taxas de crescimento).

f) Credores e Outros passivos

Um instrumento é classificado como um passivo financeiro quando existe uma obrigação contratual por parte do emissor de liquidar capital e/ou juros, mediante a entrega de dinheiro ou de outro activo financeiro, independentemente da sua forma legal. Os passivos financeiros são registados na data da emissão ("trade date"): (i) inicialmente pelo seu justo valor deduzido dos custos de transacção incorridos; e (ii) subsequentemente ao custo amortizado, com base no método da taxa efectiva. Todos os passivos financeiros estão contabilizados ao custo amortizado, com excepção dos passivos financeiros alvo de coberturas de justo valor, os quais são reavaliados a valor de mercado na componente do risco que está a ser coberto.

Desreconhecimento

O Grupo EDP desreconhece um passivo financeiro (ou parte de um passivo financeiro) da demonstração da posição financeira quando, e apenas quando, a obrigação especificada no contrato for satisfeita, cancelada ou expirar. Uma troca entre um mutuário e um mutuante existente de instrumentos de dívida com termos substancialmente diferentes deve ser contabilizada como a extinção do passivo financeiro original e o reconhecimento de um novo passivo financeiro. De modo semelhante, uma modificação substancial nos termos de um passivo financeiro existente ou de uma parte do mesmo deve ser contabilizada como extinção do passivo financeiro original e reconhecimento de um novo passivo financeiro.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

A diferença entre o valor contabilístico de um passivo financeiro (ou de parte de um passivo financeiro) extinto ou transferido para outra parte e a retribuição paga, incluindo quaisquer activos não monetários transferidos ou passivos assumidos, deve ser reconhecida na demonstração dos resultados.

g) Instrumentos de capital próprio

Um instrumento financeiro é classificado como instrumento de capital próprio quando não existe uma obrigação contratual por parte do seu emissor, da sua liquidação ser efectuada mediante a entrega de dinheiro ou de outro activo financeiro, independentemente da sua forma legal, evidenciando um interesse residual nos activos de uma entidade após a dedução de todos os seus passivos.

Os custos directamente atribuíveis à emissão de instrumentos de capital próprio são registados por contrapartida do capital próprio como uma dedução ao valor da emissão. Os valores pagos e recebidos pelas compras e vendas de instrumentos de capital são registados no capital próprio, líquidos dos custos de transacção.

As distribuições efectuadas por conta de instrumentos de capital são deduzidas ao capital próprio como dividendos quando declaradas.

As acções preferenciais emitidas por entidades do Grupo são consideradas como instrumentos de capital próprio se não incluírem uma obrigação de reembolso e os dividendos só forem pagos se e quando declarados pelo Grupo. As acções preferenciais emitidas por subsidiárias, classificadas como instrumento de capital e detidas por terceiros são registadas como interesses não controláveis.

Instrumentos de capital próprio ao justo valor

De acordo com a IFRS 9, todos os instrumentos de capital próprio devem ser mensurados ao justo valor, sendo que a categoria "Activos financeiros disponíveis para venda" prevista na IAS 39 deixa de existir. Conforme previsto na IFRS 9, o Grupo EDP classifica os instrumentos de capital próprio, que são detidos para negociação, ao justo valor através de resultados. Para os restantes instrumentos de capital próprio, a gestão pode optar de modo irrevogável aquando do reconhecimento inicial, instrumento a instrumento, por mensurar estes investimentos ao justo valor através do rendimento integral.

Se esta opção for eleita, todas as variações de justo valor, excluindo dividendos que representem claramente uma recuperação parcial do custo do investimento, são reconhecidos em Outro rendimento integral. Nenhum montante reconhecido em Outro Rendimento Integral será reciclado para resultados no futuro (por exemplo, na venda de um instrumento de capital próprio), sendo nesse momento transferido para Resultados transitados.

h) Activos fixos tangíveis

Os activos fixos tangíveis do Grupo encontram-se registados ao custo de aquisição deduzido das respectivas depreciações acumuladas e perdas por imparidade. Na data da transição para as IFRS, 1 de Janeiro de 2004, o Grupo decidiu considerar como custo dos activos fixos tangíveis o seu valor reavaliado determinado em conformidade com as anteriores políticas contabilísticas, o qual era equiparável em termos gerais ao custo mensurado de acordo com as IFRS.

Os custos subsequentes são reconhecidos como activos fixos tangíveis apenas se for provável que deles resultarão benefícios económicos futuros para o Grupo. As despesas com manutenção e reparação são reconhecidas como custo à medida que são incorridas de acordo com o princípio da especialização dos períodos.

O Grupo procede a testes de imparidade sempre que eventos ou circunstâncias indiciam que o valor contabilístico excede o valor recuperável, sendo a diferença, caso exista, reconhecida em resultados.

O valor recuperável é determinado como o mais elevado entre o seu justo valor menos custos com a venda e o seu valor de uso, sendo este calculado com base no valor actual dos fluxos de caixa futuros estimados que se esperam vir a obter do uso continuado do activo e da sua alienação no fim da sua vida útil.

Os terrenos não são depreciados. A depreciação dos activos fixos tangíveis é calculada segundo o método das quotas constantes de acordo com os seguintes períodos de vida útil esperada dos bens:

	Número de anos
Edifícios e outras construções	8 a 50
Equipamento básico:	
- Produção Hidroelétrica	30 a 75
- Produção Termoelétrica	25 a 45
- Produção Renováveis	30 a 35
- Distribuição de electricidade	10 a 40
- Outro equipamento básico	4 a 25
Equipamento de transporte	4 a 25
Equipamento administrativo e utensílios	2 a 16
Outros activos fixos tangíveis	3 a 50

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Nos termos previstos pelas IFRS, a estimativa das vidas úteis dos activos deve ser revista se as expectativas relativamente aos benefícios económicos esperados bem como ao uso técnico planeado dos activos diferirem das estimativas anteriores. Alterações nas depreciações do período, são contabilizadas de forma prospectiva.

Capitalização de custos com empréstimos e outros custos directamente atribuíveis

Os juros de empréstimos directamente atribuíveis à aquisição ou construção de activos são capitalizados como parte do custo desses activos. Um activo elegível para capitalização é um activo que necessita de um período de tempo substancial para estar disponível para uso ou para venda. O montante de juros a capitalizar é determinado através da aplicação de uma taxa de capitalização sobre o valor dos investimentos efectuados. A taxa de capitalização corresponde à média ponderada dos juros com empréstimos aplicável aos empréstimos em aberto no período. A capitalização de custos com empréstimos inicia-se quando tem início o investimento, já foram incorridos juros com empréstimos e já se encontram em curso as actividades necessárias para preparar o activo para estar disponível para uso ou para venda. A capitalização de custos com empréstimos cessa quando todas as actividades necessárias para colocar o activo como disponível para uso ou para venda se encontram substancialmente concluídas. Outras despesas directamente atribuíveis à aquisição e construção dos activos, como os custos com matérias consumidas e custos com pessoal são igualmente incorporadas no custo dos activos.

Subsídios para investimento em imobilizado

Os subsídios governamentais são reconhecidos inicialmente como Credores e outros passivos de actividades comerciais - Não Corrente apenas quando existe uma certeza razoável que o subsídio será recebido e que o Grupo irá cumprir com as condições associadas à atribuição do subsídio. Os subsídios que compensam o Grupo por despesas incorridas são reconhecidos na demonstração dos resultados numa base sistemática, no mesmo período em que as despesas são reconhecidas. Os subsídios que compensam o Grupo pela aquisição de um activo são reconhecidos na demonstração dos resultados numa base sistemática de acordo com a vida útil do activo.

Comparticipações de clientes

Até 31 de Dezembro de 2017, o Grupo EDP adoptou a IFRIC 18 para as participações recebidas dos clientes, reconhecendo os activos recebidos pelo custo estimado de construção por contrapartida de proveitos operacionais, sendo os activos depreciados pela sua vida útil. A IFRIC 18 aplicava-se a acordos celebrados mediante os quais o Grupo recebia activos de clientes para sua própria utilização e com vista a estabelecer posteriormente uma ligação dos clientes a uma rede ou conceder aos clientes acesso contínuo ao fornecimento de energia.

Após 1 de Janeiro de 2018, as participações recebidas de clientes que se encontrem fora do âmbito da IFRIC 12, nos termos da IFRS 15, estão relacionadas com o cumprimento da obrigação de performance durante a vida útil do activo correspondente. Neste sentido, quando o Grupo recebe participações de clientes, estas são reconhecidas como passivos ao invés de réditos. Os activos são reconhecidos pelo valor estimado de custos com construção a incorrer e depreciados pela respectiva vida útil. Os passivos são reconhecidos com base na vida útil do activo subjacente.

i) Activos intangíveis

Os activos intangíveis do Grupo encontram-se registados ao custo de aquisição deduzido das respectivas amortizações acumuladas e das perdas por imparidade.

O Grupo procede a testes de imparidade sempre que eventos ou circunstâncias indiciem que o valor contabilístico excede o valor recuperável, sendo a diferença, caso exista, reconhecida na demonstração dos resultados. O valor recuperável é determinado como o mais elevado entre o seu justo valor menos custos com a venda e o seu valor de uso, sendo este calculado com base no valor actual dos fluxos de caixa futuros estimados que se esperam vir a obter do uso continuado do activo e da sua alienação no fim da sua vida útil.

Aquisição e desenvolvimento de software

Os custos incorridos com a aquisição de software são capitalizados, assim como as despesas adicionais suportadas pelo Grupo necessárias à sua implementação. Estes custos são amortizados de forma linear ao longo da vida útil esperada dos activos.

Os custos incorridos pelo Grupo que estejam directamente relacionados com o desenvolvimento de software, sobre os quais seja expectável que venham a gerar benefícios económicos futuros para além de um período, são reconhecidos e registados como activos intangíveis. Estes custos incluem as despesas com os empregados directamente afectos aos projectos, sendo amortizados de forma linear ao longo da respectiva vida útil esperada.

Os custos com a manutenção de programas de software são reconhecidos como custos do período em que são incorridos.

Direitos de concessão na distribuição de electricidade

Os direitos de concessão na distribuição de electricidade no Brasil são registados como activos intangíveis e amortizados pelo método das quotas constantes pelo período de vida útil das concessões, não excedendo 30 anos.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Direitos de concessão na exploração do domínio público hídrico

Os direitos de concessão na exploração do domínio público hídrico, em Portugal, são registados como activos intangíveis e amortizados pelo método das quotas constantes pelo período de vida útil da concessão, a qual actualmente não ultrapassa os 47 anos. O Grupo EDP regista como direitos de concessão as compensações financeiras pagas pelo usufruto dos bens públicos, sempre que estas ocorrem nas suas diferentes subsidiárias.

A política contabilística relativa aos activos intangíveis afectos a concessões no âmbito da IFRIC 12 é descrita na alínea z), actividades de concessão do Grupo.

Propriedade industrial e outros direitos

As amortizações relativas à propriedade industrial e outros direitos são calculadas com base no método das quotas constantes pelo período de vida útil esperado que não excede os 6 anos.

j) Locações

O Grupo classifica as operações de locação como locações financeiras ou locações operacionais em função da sua substância e não da sua forma legal. São classificadas como locações financeiras as operações em que os riscos e benefícios inerentes à propriedade de um activo são transferidos para o locatário. Todas as restantes operações de locação são classificadas como locações operacionais.

Locações operacionais

Os pagamentos efectuados pelo Grupo referentes a contratos de locação operacional são reconhecidos como custo nos períodos a que dizem respeito, numa base linear durante o período de locação, excepto se outra base de reconhecimento for mais representativa dos benefícios obtidos pelo seu uso.

Locações financeiras

Na óptica do locatário os contratos de locação financeira são registados na data do seu início como activo e passivo pelo justo valor da propriedade locada, que é equivalente ao valor actual das rendas de locação vincendas. As rendas são constituídas pelo encargo financeiro e pela amortização financeira do capital. Os encargos financeiros são imputados aos períodos durante o prazo de locação, a fim de produzir uma taxa de juro periódica constante sobre o saldo remanescente do passivo para cada período.

Na óptica do locador os activos detidos sob locação financeira são registados como capital em locação pelo valor equivalente ao investimento líquido na locação. As rendas são constituídas pelo proveito financeiro e pela amortização financeira do capital. O reconhecimento do resultado financeiro reflecte uma taxa de retorno periódica constante sobre o investimento líquido remanescente do locador.

Determinação se um Acordo contém uma Locação

Na sequência da emissão pelo International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) da interpretação IFRIC 4 - Determinar se um Acordo contém uma Locação, aplicável com referência a 1 de Janeiro de 2006, os acordos existentes, que compreendem transacções que, embora não assumam a forma de uma locação, transmitem o direito de uso de um activo em retorno de um pagamento e sempre que em substância cumprem com os requisitos definidos pela referida interpretação são registados como locações.

k) Propriedades de investimento

O Grupo classifica como propriedades de investimento os imóveis detidos com o objectivo de valorização do capital e/ou obtenção de rendas.

Uma propriedade de investimento é mensurada inicialmente pelo seu custo de aquisição ou produção, incluindo os custos de transacção que lhe sejam directamente atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, as propriedades de investimento são mensuradas ao custo deduzido das depreciações e perdas por imparidade acumuladas.

Os custos subsequentes com as propriedades de investimentos apenas são adicionados ao custo do activo se for provável que deles resultarão benefícios económicos futuros acrescidos face aos considerados no reconhecimento inicial.

As amortizações relativas à propriedade de investimento são calculadas com base no método das quotas constantes pelo período de vida útil esperado (entre os 8 e os 50 anos).

l) Inventários

Os inventários são valorizados ao menor entre o seu custo de aquisição e o seu valor realizável líquido. O custo dos inventários inclui todos os custos de compra, custos de conversão e outros custos incorridos para colocar os inventários no seu local e na sua condição actual. O valor realizável líquido corresponde ao preço de venda estimado no decurso normal da actividade deduzido dos respectivos custos de venda estimados.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Os custos com inventários (consumos) são valorizados ao custo médio ponderado.

As licenças de CO2 detidas pelo Grupo com o objectivo de serem negociadas em mercado são registadas como inventários e valorizadas ao preço de mercado, no final de cada período, por contrapartida de resultados.

m) Benefícios aos empregados

Pensões

Algumas empresas do Grupo EDP atribuem benefícios pós-reforma aos seus colaboradores sob a forma de planos de benefícios definidos e planos de contribuição definida, nomeadamente planos de pensões que garantem complementos de reforma por idade e pensões de reforma antecipada.

Planos de benefícios definidos

Em Portugal, o plano de benefícios definidos é assegurado por (i) um fundo de pensões fechado gerido por entidade externa, no que se refere às responsabilidades com prestações de reforma complementares ao Sistema de Segurança Social (nomeadamente reformas e reformas antecipadas; e (ii) por provisão específica complementar, reconhecida na demonstração da posição financeira. Os benefícios são, regra geral, apurados e atribuídos através da conjugação de um ou mais factores, como sejam a idade, os anos de serviço e a retribuição base relevante (salário pensionável).

No Brasil, a EDP São Paulo e a EDP Espírito Santo dispõem de planos de benefícios definidos geridos por uma entidade fechada de previdência complementar, externa ao Grupo EDP, com vista a fazer face a responsabilidades com situações de reforma e reforma antecipada, de acordo com factores como a idade, os anos de serviço e a retribuição base relevante.

As responsabilidades do Grupo com pensões de reforma são calculadas anualmente, na data de fecho de contas, por peritos independentes, para cada plano, com base no Método da Unidade de Crédito Projectada. A taxa de desconto utilizada neste cálculo é determinada com base nas taxas de mercado associadas a obrigações de empresas de "rating" elevado, denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e com uma maturidade semelhante à data do termo das obrigações do plano.

Os ganhos e perdas actuariais apresentados na demonstração consolidada do rendimento integral incluem: (i) os ganhos e perdas actuariais resultantes de aumentos e diminuições do valor presente da obrigação de benefício definido em consequência de alterações de pressupostos actuariais e ajustamentos de experiência; (ii) o retorno dos activos do plano, excluindo os montantes incluídos no juro líquido sobre o passivo (activo) líquido de benefício definido; e (iii) as variações do efeito de restringir um activo líquido de benefícios definidos ao limite máximo de activos, excluindo os montantes incluídos no juro líquido sobre o passivo (activo) líquido de benefício definido.

O aumento de custos com serviços passados decorrente de reformas antecipadas (reformas antes do empregado atingir a idade da reforma) ou alterações de plano é reconhecido na demonstração dos resultados quando incorrido.

O Grupo reconhece em resultados operacionais, na sua demonstração dos resultados, os custos com serviço corrente e com serviços passados. O juro líquido sobre o passivo (activo) líquido de benefícios definidos é reconhecido como resultado financeiro.

Os activos do plano seguem as condições de reconhecimento previstas na IFRIC 14 - IAS 19 e os requisitos mínimos de financiamento estabelecidos legal ou contratualmente.

Planos de contribuição definida

Em Portugal, em Espanha e no Brasil, algumas empresas do Grupo dispõem de planos de benefícios sociais complementares aos concedidos pelos Sistemas de Segurança Social, do tipo contribuição definida, efectuando deste modo em cada ano uma contribuição para estes planos, calculada de acordo com as regras estabelecidas em cada plano. Estas contribuições consistem numa percentagem da remuneração fixa e variável auferida pelos empregados incluídos no plano e são contabilizadas como custo no período em que são devidas.

Outros benefícios concedidos

Planos de cuidados médicos

Algumas empresas do Grupo EDP concedem benefícios no âmbito dos quais os colaboradores e familiares directos elegíveis beneficiam de condições favoráveis em serviços de assistência médica e cuidados de saúde, as quais se manifestam da seguinte forma:

- No que respeita às empresas do Grupo EDP em Portugal, pela prestação de cuidados médicos complementares aos prestados no âmbito do Serviço Nacional de Saúde, os quais são assegurados através de infraestruturas detidas e geridas internamente;
- No que respeita às empresas do Grupo EDP no Brasil, pela comparticipação em despesas médicas e de saúde elegíveis, asseguradas por uma rede externa convencionada.

Estes planos de cuidados médicos são classificados como planos de benefícios definidos.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Em Portugal, o plano de cuidados médicos e de subsídio de morte é assegurado por (i) um fundo gerido por entidade externa constituído em Dezembro de 2016; e (ii) por provisão específica complementar, reconhecida na demonstração da posição financeira das empresas do Grupo EDP.

No Brasil, as responsabilidades estão cobertas por provisões registadas na demonstração da posição financeira das empresas do Grupo EDP.

O reconhecimento e a mensuração das responsabilidades com os planos de cuidados médicos são idênticos ao referido anteriormente para os planos de pensões de benefícios definidos.

Outros benefícios

Adicionalmente, o Grupo EDP concede outros benefícios, suportando encargos decorrentes de responsabilidades com complementos de pensões por invalidez, de sobrevivência, de seguro de vida, prémios de antiguidade e de passagem à reforma, desconto na tarifa de energia eléctrica, entre outros.

O detalhe dos benefícios incluídos em cada Plano para Portugal e Brasil podem ser consultados no Acordo Colectivo de Trabalho da EDP, publicado no Boletim de Trabalho de 8 de Outubro de 2014 e no site da entidade gestora dos planos Enerprev (www.enerprev.com.br), respectivamente.

n) Provisões

São reconhecidas provisões quando: (i) o Grupo tem uma obrigação presente, legal ou construtiva; (ii) seja provável que o seu pagamento venha a ser exigido; e (iii) exista uma estimativa fiável do valor dessa obrigação.

Provisões para desmantelamento e descomissionamento de centros electroprodutores

O Grupo constitui provisões com estes fins quando existe uma obrigação legal, contratual ou construtiva no final da vida útil dos activos. Consequentemente, encontram-se constituídas provisões desta natureza nos centros electroprodutores para fazer face às respectivas responsabilidades relativas a despesas com a reposição às condições iniciais dos locais e terrenos onde estes se encontram. Estas provisões são calculadas ao valor presente das responsabilidades futuras estimadas e são registadas por contrapartida de um aumento dos respectivos activos fixos tangíveis, sendo depreciadas de forma linear pelo período de vida útil médio esperado desses activos.

As provisões são sujeitas a uma revisão anual, de acordo com a melhor estimativa das respectivas responsabilidades futuras. A actualização financeira da provisão, com referência ao final de cada período, é reconhecida na demonstração dos resultados.

o) Reconhecimento do rédito de contratos com clientes

Até 31 de Dezembro de 2017, o rédito era reconhecido quando: (i) todos os riscos e vantagens significativos da propriedade eram transferidos para o comprador; (ii) a entidade não retinha envolvimento continuado num grau geralmente associado com a posse e o controlo efectivo dos bens vendidos; (iii) a quantia de rédito era passível de ser mensurada com fiabilidade; (iv) era provável a existência de benefícios económicos associados à transacção para a entidade; e (v) os custos incorridos ou a incorrer referentes à transacção podiam ser mensurados com fiabilidade.

A partir de 1 de Janeiro de 2018, o Grupo EDP reconhece o rédito de acordo com os princípios base introduzidos pela IFRS 15. Neste sentido, o Grupo reconhece o rédito de modo a reflectir a transferência do controlo sobre os bens e serviços contratados pelos clientes, no montante que reflecta a contrapartida que a entidade espera ter direito a receber pela entrega desses bens ou serviços, com base no modelo com 5 fases, respectivamente: (i) identificação de um contrato com um cliente; (ii) identificação das obrigações de performance; (iii) determinação de um preço de transacção; (iv) alocação do preço de transacção a obrigações de performance; e (v) reconhecimento do rédito quando ou à medida que a entidade satisfaz uma obrigação de performance.

O rédito do Grupo EDP é essencialmente gerado pelas actividades de produção e distribuição de electricidade e pela comercialização de energia (electricidade e gás).

O rédito associado à **venda de energia e acessos** às redes de distribuição de energia é mensurado ao justo valor da retribuição recebida ou a receber, líquida de impostos sobre o valor acrescentado, abatimentos e descontos e depois da eliminação das vendas entre empresas do Grupo.

Relativamente à **produção de electricidade**, a transferência de controlo ocorre quando a energia é produzida e injectada nas redes de transporte/distribuição. A electricidade produzida é vendida em mercado ou através da realização de contratos de médio/longo prazo de compra e venda de energia.

A **distribuição de energia** é uma actividade sujeita a regulação, sendo remunerada via tarifas definidas pela Entidade Reguladora de cada país (ERSE no caso de Portugal; CNE no caso de Espanha e ANEEL no caso do Brasil). Em Portugal e Espanha, o rédito resulta essencialmente da venda de acessos às redes de distribuição, bem como da recuperação, junto dos comercializadores, dos custos associados à prossecução da actividade de gestão global do sistema. No Brasil, o rédito resulta da venda de electricidade a consumidores no mercado regulado com base na tarifa definida pela ANEEL, em que se incluem as tarifas do uso do sistema de distribuição e de transmissão, entre outras componentes. Em Portugal e no Brasil, estas actividades encontram-se sujeitas à atribuição de concessões (ver alínea z)).

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

A **comercialização de energia** é realizada em mercado livre e em mercado regulado. No mercado livre, o rédito reconhecido tem por base a realização de acordos comerciais. No mercado regulado, o rédito reconhecido tem por base as tarifas definidas pela Entidade Reguladora de cada país.

Para contratos com clientes em que a venda de energia e acessos é geralmente a única obrigação de performance, o Grupo EDP reconhece o rédito no momento em que o controlo sobre o activo é transferido para o cliente, geralmente com a entrega dos bens.

O reconhecimento do rédito incorpora duas vertentes: (i) vendas de energia facturadas com base em contagens reais de consumo e/ou em consumos estimados baseados nos dados históricos de cada consumidor; e (ii) estimativas de energia fornecida e não facturada (energia em contadores). As diferenças entre os valores estimados e os reais são registadas nos períodos subsequentes.

Adicionalmente, importa referir que nas actividades de distribuição e comercialização de energia existe um mecanismo de ajustamento tarifário através do qual são reconhecidos nos períodos os ganhos ou perdas verificados num determinado ano, que são recuperados por via das tarifas de anos futuros – Desvios Tarifários (ver alínea w)).

O Grupo EDP reconhece o rédito relacionado com a **prestação de serviços** de acordo com o previsto na IFRS 15, tendo em conta que o cliente recebe e consome em simultâneo os benefícios gerados pelo Grupo.

O Grupo EDP vende produtos e/ou serviços separadamente ou enquadrados em **ofertas comerciais conjuntas ("bundled")**. No caso de oferta conjunta, o Grupo contabiliza separadamente os produtos e serviços individuais se forem distintos, isto é, se o produto ou serviço for separadamente identificável no contexto da oferta integrada e o cliente beneficiar do mesmo. A contraprestação é alocada entre os produtos ou serviços separadamente identificáveis com base no preço de venda autónomo do bem ou serviço distinto. O preço de venda autónomo do bem ou serviço distinto é determinado com base em listagens de preços praticados pelo Grupo EDP em bens ou serviços vendidos separadamente ou, quando não o sejam, com base na abordagem ajustada de avaliação do mercado.

No que respeita a contraprestações variáveis, o Grupo EDP apenas reconhece o rédito na medida em que seja altamente provável que não ocorra uma reversão significativa no montante de rédito reconhecido quando a incerteza quanto a essa contraprestação for resolvida.

O Grupo EDP considera os factos e circunstâncias quando analisa os termos de cada contrato com clientes, aplicando os requisitos que determinam o reconhecimento e mensuração do rédito de forma harmonizada, quando se tratam de contratos com características e em circunstâncias semelhantes.

Passivos contratuais

Conforme previsto pela IFRS 15, o Grupo EDP apresenta um passivo contratual se tiver a obrigação de transferir bens ou serviços para um cliente e já tiver recebido o valor (ou a contraprestação for devida) do cliente.

Activos contratuais

Conforme previsto pela IFRS 15, o Grupo EDP apresenta um activo contratual se tiver direito a uma retribuição que dependa de algo que não a passagem do tempo. Esta situação é comum quando o Grupo transfere bens ou serviços para um cliente usualmente antes da respectiva facturação e antes do pagamento ser devido, excluindo qualquer montante apresentado como Contas a receber de clientes (direito incondicional de recebimento).

Custos incrementais para obtenção de um contrato

O Grupo EDP estabelece determinados contratos com terceiros para a promoção (venda) de energia e serviços conexos. Estes terceiros agem como agentes de vendas e são remunerados através de comissões de vendas. Previamente à entrada em vigor da IFRS 15, o Grupo EDP reconhecia estes custos como gasto à medida que os mesmos eram incorridos. Em conformidade com a IFRS 15, passa a reconhecer como activo os custos incrementais da obtenção de contratos com clientes, se a entidade esperar recuperar estes custos ao longo dos respectivos contratos. Os custos que uma entidade incorre para obter um contrato com um cliente são considerados custos incrementais sempre que seja claro que a entidade não incorreria nestes custos se o contrato não tivesse sido obtido (por exemplo, comissões de vendas).

Neste sentido, o Grupo EDP entende que os custos incrementais para obtenção de um contrato são elegíveis para capitalização, passando a registar um activo contratual na rubrica Devedores e outros activos de actividades comerciais - Não corrente. Este activo é reconhecido na demonstração dos resultados como amortização de acordo com o padrão de transferência, para o cliente, de bens e/ou serviços relacionados com o respectivo contrato. Considerando a análise efectuada ao conjunto de bens e serviços prestados pelo Grupo EDP, aos quais estas comissões dizem respeito, o intervalo de vida útil que lhes é atribuído varia entre 6 e 8 anos.

p) Resultados financeiros

Após 1 de Janeiro de 2018, face às alterações ocorridas na classificação e mensuração dos activos financeiros anteriormente caracterizados como activos financeiros disponíveis para venda nos termos da IAS 39, os resultados financeiros deixam de incluir as perdas por imparidade inerentes a estes activos. No entanto, os resultados financeiros passam a incluir o efeito de variação de justo valor de determinados activos ao justo valor identificados pelo Grupo EDP como mensurados ao justo valor através de resultados.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Os resultados financeiros incluem os juros pagos pelos empréstimos obtidos, os juros recebidos de aplicações efectuadas, os dividendos recebidos, os ganhos e perdas resultantes de diferenças de câmbio, os ganhos e perdas realizados, assim como as variações de justo valor relativas a instrumentos financeiros e as variações de justo valor dos riscos cobertos, quando aplicável.

Os juros são reconhecidos de acordo com o princípio da especialização dos períodos. Os dividendos a receber são reconhecidos na data em que se estabelece o direito ao seu recebimento.

q) Impostos sobre os lucros

Os impostos sobre os lucros registados em resultados incluem o efeito dos impostos correntes e dos impostos diferidos. O imposto é reconhecido na demonstração dos resultados, excepto quando relacionado com itens que sejam movimentados em capitais próprios, facto que implica o seu reconhecimento em capitais próprios.

Os impostos diferidos reconhecidos nos capitais próprios, decorrentes da reavaliação de activos mensurados ao justo valor através de outro rendimento integral e de derivados de cobertura de fluxos de caixa, são reconhecidos em resultados, no momento em que forem reconhecidos em resultados os ganhos e perdas que lhes deram origem.

Os impostos correntes correspondem ao valor esperado a pagar sobre o rendimento tributável do período, utilizando a taxa de imposto em vigor, à data de balanço, e quaisquer ajustamentos aos impostos de períodos anteriores.

Os impostos diferidos são calculados, de acordo com o método do passivo com base na demonstração da posição financeira, sobre as diferenças temporárias entre os valores contabilísticos dos activos e passivos e a sua base fiscal, utilizando as taxas de imposto aprovadas ou substancialmente aprovadas, à data de balanço, em cada jurisdição e que se espera que venham a ser aplicadas quando as diferenças temporárias se reverterem.

Os impostos diferidos passivos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias tributáveis com excepção do "goodwill" não dedutível para efeitos fiscais, das diferenças resultantes do reconhecimento inicial de activos e passivos que não afectem quer o lucro contabilístico quer o fiscal e das diferenças relacionadas com investimentos em subsidiárias, na medida em que não seja provável que se revertam no futuro. Os activos por impostos diferidos são reconhecidos, quando é provável a existência de lucros tributáveis futuros que absorvam as diferenças temporárias dedutíveis para efeitos fiscais.

Em conformidade com o estabelecido na IAS 12, o Grupo procede à compensação dos activos e passivos por impostos diferidos sempre que:

- (i) a sociedade em causa tenha o direito legalmente executável de compensar activos por impostos correntes e passivos por impostos correntes;
- (ii) os activos e passivos por impostos diferidos se relacionarem com impostos sobre o rendimento lançados pela mesma autoridade fiscal e sobre a mesma entidade tributável ou sobre diferentes entidades tributáveis que pretendam liquidar passivos e activos por impostos correntes numa base líquida, ou realizar os activos e liquidar os passivos simultaneamente, nos períodos futuros em que se espera que os impostos diferidos sejam liquidados ou recuperados.

Na contabilização de juros e penalidades relacionados com imposto sobre o rendimento, o Grupo EDP considera se determinado montante a pagar ou a receber é, na sua natureza, um imposto sobre o rendimento, aplicando, nesse caso, a IAS 12. Caso contrário, aplica a IAS 37 a esse montante.

r) Resultados por acção

Os resultados por acção básicos são calculados dividindo o lucro consolidado e individual atribuível aos accionistas da EDP, S.A. pelo número médio ponderado de acções ordinárias em circulação durante o período, excluindo o número médio de acções próprias detidas pelo Grupo e pela EDP, S.A., respectivamente.

Para o cálculo dos resultados por acção diluídos, o número médio ponderado de acções ordinárias em circulação é ajustado de forma a reflectir o efeito de todas as potenciais acções ordinárias diluidoras, como as resultantes de dívida convertível e de opções sobre acções próprias concedidas aos trabalhadores. O efeito da diluição traduz-se numa redução nos resultados por acção, resultante do pressuposto de que os instrumentos convertíveis são convertidos ou de que as opções concedidas são exercidas.

s) Programa de remuneração com acções

O programa de remuneração com opções sobre acções ("stock options") permite aos colaboradores do Grupo adquirir acções da empresa-mãe. O preço de exercício das opções é calculado com base no preço de mercado das acções na data de atribuição do benefício.

O justo valor das opções atribuídas, determinado na data de atribuição ("grant date"), é reconhecido nos resultados por contrapartida de capitais próprios, durante o período em que o colaborador adquire o direito de exercer ("vesting period"), tendo por base o seu valor de mercado calculado na data de atribuição.

Caso a opção venha a ser exercida, o Grupo efectuará a aquisição das acções no mercado para proceder à sua atribuição aos colaboradores.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Os accionistas da EDP Brasil procederam à estruturação e implementação de uma Política de Remuneração com Base em Acções, cujo início ocorreu em Junho 2016. A referida política engloba dois tipos de programas a atribuir a determinados colaboradores (programa de incentivo e programa de retenção), estando os beneficiários elegíveis e requisitos de atribuição subordinados às condições estabelecidas.

f) Activos não correntes detidos para venda e operações em descontinuação

Os activos não correntes ou grupos de activos não correntes detidos para venda (grupos de activos em conjunto com os respectivos passivos, que incluem pelo menos um activo não corrente), são classificados como detidos para venda quando o seu custo for recuperado principalmente através da venda, os activos ou grupos de activos estão disponíveis para venda imediata e a sua venda é altamente provável.

O Grupo também classifica como activos não correntes detidos para venda os activos não correntes ou grupos de activos adquiridos apenas com o objectivo de venda posterior, que estão disponíveis para venda imediata e cuja venda é altamente provável.

Imediatamente antes da sua classificação como detidos para venda, a mensuração de todos os activos não correntes e todos os activos e passivos incluídos num grupo de activos para venda é efectuada de acordo com as IFRS aplicáveis. Após a sua classificação, estes activos ou grupos de activos são mensurados ao menor entre o seu valor contabilístico e o seu justo valor deduzido dos custos de venda.

u) Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e seus equivalentes englobam os valores registados na demonstração da posição financeira com maturidade inferior a três meses a contar da data de balanço, onde se incluem a caixa e as disponibilidades em instituições de crédito. Inclui ainda outros investimentos de curto prazo, de elevada liquidez, de risco insignificante de alteração de valor e convertíveis em caixa, e também os depósitos cativos relativos a parcerias institucionais nos EUA, que visam fazer face a despesas com os custos de construção dos projectos.

v) Relato por segmento operacional

O Grupo apresenta os segmentos operacionais baseados na informação de Gestão produzida internamente.

Em conformidade com o estabelecido na IFRS 8, um segmento operacional é uma componente do Grupo:

- (i) que desenvolve actividades de negócio de que pode obter réditos e incorrer em gastos;
- (ii) cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelo principal responsável pela tomada de decisões operacionais do Grupo para efeitos da tomada de decisões sobre a imputação de recursos ao segmento e da avaliação do seu desempenho;
- (iii) relativamente à qual esteja disponível informação financeira distinta.

w) Desvios e défices tarifários

A classificação e mensuração dos activos regulatórios que consubstanciam activos financeiros nas demonstrações financeiras do Grupo EDP passam a obedecer aos novos requisitos introduzidos pela IFRS 9, sendo analisado o modelo de negócio utilizado na sua gestão e as características dos fluxos de caixa contratuais, de acordo com a política contabilística 2 e).

Neste sentido, o Grupo EDP reconhece ao custo amortizado os desvios e défices tarifários que são exclusivamente recuperados ou devolvidos através das tarifas de electricidade e gás aplicáveis aos clientes em períodos subsequentes.

Por outro lado, o Grupo EDP reconhece ao justo valor através do rendimento integral os desvios ou défices passíveis de serem recuperados, quer por via das tarifas de electricidade (recebimento de capital e juros), quer por via de vendas com recurso a terceiros (contratos bilaterais ou operações de securitização). Esta classificação deriva quer do histórico existente de vendas a terceiros, quer da perspectiva da gestão face aos activos existentes a cada data de reporte.

Nas actividades sujeitas a regulação, o regulador estabelece através do mecanismo do ajustamento tarifário os critérios de alocação de determinados ganhos ou perdas verificadas num determinado ano às tarifas de anos futuros. Os desvios tarifários registados nas demonstrações financeiras do Grupo EDP correspondem à diferença entre os valores efectivamente facturados pelas empresas reguladas em Portugal (baseados nas tarifas publicadas pela ERSE em Dezembro do ano anterior) e os proveitos permitidos calculados com base em valores reais. Os desvios tarifários activos ou passivos são recuperados ou devolvidos através das tarifas de electricidade e gás aplicáveis aos clientes em períodos subsequentes.

O Decreto-Lei 165/2008 de 21 de Agosto veio confirmar o direito incondicional por parte dos operadores regulados do sector da electricidade à recuperação dos desvios tarifários enquadrando-os num regime idêntico ao do défice tarifário. Consequentemente, o Grupo EDP registou nos resultados do período na rubrica de Receitas de vendas e serviços de energia e outros - Energia eléctrica e Acessos, os efeitos decorrentes do reconhecimento dos desvios tarifários por contrapartida da rubrica de Devedores e outros activos de actividades comerciais. De acordo com o referido Decreto-Lei, os ajustamentos tarifários apurados em cada ano que sejam devidos às empresas reguladas, mantêm-se mesmo em caso de insolvência ou cessação superveniente da actividade de cada uma das entidades, devendo a ERSE adoptar as medidas necessárias para assegurar que o titular desses direitos continua a recuperar os montantes em dívida até ao seu integral pagamento. No âmbito deste Decreto-Lei podem ainda as empresas reguladas ceder a terceiros, no todo ou em parte, o direito de receber os desvios tarifários, através das tarifas de energia eléctrica.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

O Decreto-Lei 87/2011 de 18 de Julho estabelece igualmente o direito incondicional dos operadores regulados do sector do gás natural à recuperação dos ajustamentos tarifários e respectivos encargos financeiros, independentemente da forma da sua liquidação futura, mantendo-se este direito em caso de insolvência ou cessação de actividade, consagrando a transmissibilidade a terceiros do direito ao recebimento dos ajustamentos tarifários. O Grupo EDP registou nos resultados do período, na rubrica de Receitas de vendas e serviços de energia e outros - Gás, os efeitos decorrentes do reconhecimento dos desvios tarifários por contrapartida da rubrica de Devedores e outros activos de actividade comerciais e Credores e outros passivos de actividades comerciais.

x) Licenças de CO2 e emissão de gases com efeito de estufa

O Grupo detém licenças de emissão de CO2 para fazer face às emissões que resultam da sua actividade operacional e licenças para negociação. As licenças de CO2 e de emissão de gases com efeito de estufa detidas para consumo próprio são reconhecidas como um activo intangível, sendo valorizadas com base na cotação do mercado na data da operação. Os consumos são valorizados ao preço médio das licenças de emissão de CO2 detidas para os consumos daquele ano.

As licenças detidas pelo Grupo para negociação são registadas como Inventários, de acordo com o referido na alínea I).

y) Demonstração dos Fluxos de Caixa

A Demonstração dos Fluxos de Caixa é preparada segundo o método directo, através do qual são divulgados os recebimentos e pagamentos de caixa brutos em actividades operacionais, de investimento e de financiamento.

O Grupo classifica os juros e dividendos pagos como actividades de financiamento e os juros e os dividendos recebidos como actividades de investimento.

z) Actividades de concessão do Grupo no âmbito da IFRIC 12

O International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) emitiu em Julho de 2007 a Interpretação IFRIC 12 - Contratos de Concessão de Serviços. Esta interpretação foi aprovada pela Comissão Europeia em 25 de Março de 2009, sendo aplicável para os períodos que se iniciaram após aquela data. No caso do Grupo EDP, o primeiro período após a data de entrada em vigor mencionada é o período de 2010, pelo que o Grupo adoptou a IFRIC 12 para efeitos comparativos com referência a 1 de Janeiro de 2009. A IFRIC 12 foi aplicada prospectivamente considerando a impraticabilidade de uma aplicação retrospectiva.

A IFRIC 12 é aplicável a contratos de concessão público-privados nos quais a entidade pública controla ou regula os serviços prestados através da utilização de determinadas infraestruturas bem como o preço dessa prestação e controla igualmente qualquer interesse residual significativo nessas infraestruturas.

De acordo com a IFRIC 12, as infraestruturas enquadradas nas concessões não são reconhecidas pelo operador como activos fixos tangíveis ou como uma locação financeira, uma vez que se considera que o operador não controla os activos, passando a ser reconhecidas de acordo com um dos seguintes modelos contabilísticos, dependendo do tipo de compromisso de remuneração do operador assumido pelo concedente no âmbito do contrato:

Modelo do activo financeiro

Este modelo é aplicável quando o operador tem o direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização das infraestruturas abrangidas pela concessão e resulta no registo de um activo financeiro, o qual é reconhecido ao custo amortizado.

Modelo do activo intangível

Este modelo é aplicável quando o operador, no âmbito da concessão, é remunerado em função do grau de utilização das infraestruturas (risco de procura) afectas à concessão e resulta no reconhecimento de um activo intangível.

Modelo misto

Este modelo aplica-se quando a concessão inclui simultaneamente compromissos de remuneração garantidos pelo concedente e compromissos de remuneração dependentes do nível de utilização das infraestruturas da concessão.

Os activos intangíveis afectos a concessões são amortizados de acordo com a respectiva vida útil durante o período da concessão.

O Grupo procede a testes de imparidade relativamente aos activos intangíveis afectos a concessões sempre que eventos ou circunstâncias indiciem que o valor contabilístico excede o valor recuperável, sendo a diferença, caso exista, reconhecida em resultados.

As participações recebidas de clientes relativas aos activos afectos a concessões são entregues ao Grupo a título definitivo e, portanto, não são reembolsáveis. Estas participações são deduzidas ao valor dos activos afectos a cada concessão.

Os contratos de concessão actualmente em vigor no Grupo EDP enquadram-se, regra geral, no Modelo do Activo Intangível nas concessões de produção em regime especial de electricidade (PRE) em Portugal e no Modelo Misto, nomeadamente nas concessões de distribuição de electricidade em Portugal e no Brasil.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

No decurso da alteração à IFRIC 12 - Concessões em resultado da adopção da IFRS 15, o Grupo EDP transferiu da rubrica Activos Intangíveis para a rubrica Devedores e outros activos de actividades comerciais - Não corrente, os montantes relativos a activos em construção afectos a concessões de distribuição de electricidade em Portugal e no Brasil, pelo facto destes enquadrarem como activos contratuais (ver nota 17).

aa) Parcerias institucionais nos EUA

O Grupo estabelece parcerias com investidores institucionais nos Estados Unidos por intermédio de acordos operacionais com empresas de responsabilidade limitada. Estas parcerias distribuem os fluxos de caixa gerados pelos parques eólicos entre os investidores e a Empresa e distribui os benefícios fiscais, que incluem os créditos fiscais de produção (PTC), créditos fiscais ao investimento (ITC) e a depreciação acelerada, em grande medida aos investidores.

O investidor institucional adquire os interesses nas parcerias societárias mediante adiantamentos de pagamentos efectuados na data de aquisição desses interesses. O montante destes pagamentos é estabelecido por forma a que os investidores obtenham, antecipadamente, determinadas taxas internas de retorno acordadas, desde a data em que procedem à aquisição dos interesses até ao final do período em que os créditos fiscais à produção são gerados. O retorno é calculado com base no valor do benefício total antecipado que o investidor institucional vai receber e inclui a utilização dos créditos fiscais à produção, o lucro/perda tributável alocável e os retornos de capital.

O controlo e gestão destes parques eólicos é da responsabilidade do Grupo EDP e encontram-se consolidados integralmente nestas demonstrações financeiras.

Os instrumentos financeiros detidos pelos investidores institucionais e emitidos pelas parcerias representam instrumentos financeiros compostos na medida em que contêm características de um passivo financeiro e de um instrumento de capital próprio. O Grupo determinou que, nas datas de financiamento, o justo valor dos montantes iniciais é igual ao justo valor das responsabilidades pelo período e no valor que foi alocado ao capital próprio. Subsequentemente, estas responsabilidades são mensuradas ao custo amortizado.

Este passivo é reduzido pelo valor dos benefícios fiscais e pelas distribuições monetárias efectuadas aos parceiros institucionais durante o período contratual. O valor dos benefícios fiscais entregues, principalmente amortizações aceleradas e créditos fiscais ao investimento (ITC), é registado como proveito de parcerias institucionais numa base "pro rata" pela vida útil dos projectos subjacentes (ver nota 8). Os créditos fiscais à produção (PTC) entregues são registados à medida que são gerados. Este passivo é acrescido de juro calculado tendo por base o montante em dívida e a taxa interna de retorno acordada.

Após a "flip date", o investidor institucional mantém interesses não controláveis residuais pela duração da sua parceria na estrutura. Este interesse não controlável tem direito a dividendos que oscilam entre 2,5% e 6% e percentagens de alocação de proveitos que oscilam entre 5% e 17%. A EDPR NA detém uma opção de compra sobre as participações residuais dos investidores institucionais ao preço de mercado durante um período definido após a "flip date". Os interesses não controláveis após a "flip date" respeitam à porção de capital próprio atribuído aos investidores institucionais na "flip date". Esta quantia é reclassificada dos Capitais Próprios atribuíveis ao accionista maioritário para a rubrica de Interesses não controláveis no período em que a "flip date" ocorre.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

3. Normas Contabilísticas e Interpretações Recentemente Emitidas

Normas, alterações e interpretações emitidas efectivas para o Grupo

As alterações a normas já emitidas que entraram em vigor e que o Grupo aplicou na elaboração das suas demonstrações financeiras, podem ser analisadas como segue:

- **IFRS 9 - Instrumentos Financeiros**

A IFRS 9 foi adoptada pelo Regulamento da Comissão Europeia n.º 2067/2016, de 22 de Novembro de 2016, com data efectiva de aplicação obrigatória para exercícios com início a partir de 1 de Janeiro de 2018, sendo a sua adopção antecipada permitida. Com excepção da contabilidade de cobertura, a aplicação retrospectiva é obrigatória mas sem a obrigatoriedade de reexpressão de informação comparativa. Para a contabilidade de cobertura, os requisitos são geralmente aplicados prospectivamente, com algumas excepções.

A IFRS 9 incorpora cinco vertentes distintas: reconhecimento, classificação e mensuração de instrumentos financeiros, imparidade de activos financeiros, contabilidade de cobertura e desreconhecimento.

O Grupo EDP adoptou a IFRS 9 na sua data de aplicação obrigatória e não procedeu à reexpressão da informação comparativa, conforme previsto na mesma. Conforme permitido pela IFRS 9, em 2018, o Grupo EDP optou por continuar a aplicar os requisitos da contabilidade de cobertura presentes na IAS 39, em vez dos requisitos previstos da IFRS 9. Não obstante, no seguimento da análise efectuada durante este ano, o Grupo decidiu aplicar prospectivamente os requisitos da contabilidade de cobertura da IFRS 9 para os períodos com início em, ou após, 1 de Janeiro de 2019, não sendo esperados impactos decorrentes dos testes de eficácia a efectuar, em resultado da aplicação prospectiva dos requisitos da contabilidade de cobertura previstos na IFRS 9. Em 31 de Dezembro de 2018, o Grupo EDP não espera impactos significativos na sua demonstração da posição financeira e na sua demonstração de outro rendimento integral, resultantes da adopção dos requisitos da contabilidade de cobertura da IFRS 9.

O Grupo EDP analisou as alterações decorrentes da adopção da IFRS 9 nos seus activos e passivos financeiros, de forma a identificar e avaliar os impactos qualitativos e quantitativos da adopção da Norma. Em conformidade, as alterações qualitativas são apresentadas na nota 2 e os impactos quantitativos decorrentes da sua adopção encontram-se sumarizados na Demonstração da Posição Financeira Consolidada, abaixo apresentada.

- **IFRS 15 - Rédito de contratos com clientes (objecto de clarificação emitida em 12 de Abril de 2016)**

O International Accounting Standards Board (IASB) emitiu a IFRS 15 - Rédito de contratos com clientes em 28 de Maio de 2014, a qual foi alterada em Abril de 2016 e adoptada pelo Regulamento da Comissão Europeia n.º 1905/2016, de 22 de Setembro de 2016. Esta norma substitui os actuais requisitos para reconhecimento do rédito e tem data efectiva de aplicação obrigatória para exercícios com início a partir de 1 de Janeiro de 2018, sendo a sua adopção antecipada permitida.

Esta nova norma estabelece os princípios que uma entidade deverá aplicar no reporte de modo a fornecer informação mais útil aos utilizadores das demonstrações financeiras, nomeadamente sobre a natureza, montante, prazo e incerteza do rédito e fluxos de caixa provenientes de um contrato com um cliente. O princípio nuclear da IFRS 15 é que uma entidade reconheça o rédito para reflectir a transferência de controlo sobre os bens e serviços contratados para os clientes, no montante que reflecta a contrapartida que a entidade espera ter direito a receber pela entrega desses bens ou serviços, com base no modelo com 5 fases, respectivamente: (i) identificação de um contrato com um cliente; (ii) identificação das obrigações de performance; (iii) determinação de um preço de transacção; (iv) alocação do preço de transacção a obrigações de performance e (v) reconhecimento do rédito quando ou à medida que a entidade satisfaz uma obrigação de performance.

O Grupo adoptou a IFRS 15 utilizando o método do efeito acumulado ("modified retrospective approach"), com os impactos decorrentes da aplicação inicial da norma reconhecidos à data da aplicação inicial (1 de Janeiro de 2018). Neste sentido, o Grupo EDP, conforme permitido pela norma, não reexpressou os comparativos.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

O Grupo EDP analisou as alterações decorrentes da adopção da IFRS 15 de forma a identificar e avaliar os impactos qualitativos e quantitativos da adopção da Norma. Em conformidade, as alterações qualitativas são apresentadas na nota 2 e os impactos quantitativos decorrentes da sua adopção encontram-se sumarizados na Demonstração da Posição Financeira Consolidada, abaixo apresentada.

● **Resumo dos impactos da adopção da IFRS 9 e da IFRS 15 na Demonstração da Posição Financeira Consolidada em 01 de Janeiro de 2018**

Milhares de Euros	01-Jan-18	Impacto da adopção da IFRS 9	Impacto da adopção da IFRS 15	31-Dez-17
Activo				
Activos fixos tangíveis	22.730.615	-	-	22.730.615
Activos intangíveis	4.747.360	-	-	4.747.360
Goodwill	2.232.668	-	-	2.232.668
Investimentos financeiros em <i>joint ventures</i> e associadas	843.082	-	-	843.082
Activos financeiros disponíveis para venda i)	-	-124.016	-	124.016
Instrumentos de capital próprio ao justo valor ii)	123.997	123.997	-	-
Propriedades de investimento	39.199	-	-	39.199
Activos por impostos diferidos iii)	830.667	15.583	6.563	808.521
Devedores e outros activos de actividades comerciais iv)	2.854.486	-2.727	17.834	2.839.379
Outros devedores e outros activos v)	546.345	27.573	-	518.772
Impostos a receber	60.793	-	-	60.793
Depósitos colaterais associados à dívida financeira	34.874	-	-	34.874
Total dos Activos Não Correntes	35.044.086	40.410	24.397	34.979.279
Inventários	265.775	-	-	265.775
Devedores e outros activos de actividades comerciais iv)	3.277.983	-47.747	-	3.325.730
Outros devedores e outros activos v)	314.618	9.990	-	304.628
Impostos a receber	520.500	-	-	520.500
Activos financeiros ao justo valor através dos resultados vi)	-	-37.544	-	37.544
Depósitos colaterais associados à dívida financeira	10.381	-	-	10.381
Caixa e equivalentes de caixa	2.400.077	-	-	2.400.077
Activos detidos para venda	231.135	-	-	231.135
Total dos Activos Correntes	7.020.469	-75.301	-	7.095.770
Total do Activo	42.064.555	-34.891	24.397	42.075.049
Capitais Próprios				
Capital	3.656.538	-	-	3.656.538
Acções próprias	-62.957	-	-	-62.957
Prémios de emissão de acções	503.923	-	-	503.923
Reservas e resultados acumulados vii)	4.258.233	-31.409	-45.623	4.335.265
Resultado líquido atribuível aos accionistas da EDP	1.113.169	-	-	1.113.169
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	9.468.906	-31.409	-45.623	9.545.938
Interesses não controláveis	3.929.860	-4.345	-117	3.934.322
Total dos Capitais Próprios	13.398.766	-35.754	-45.740	13.480.260
Passivo				
Dívida financeira	15.469.636	-	-	15.469.636
Benefícios aos empregados	1.198.362	-	-	1.198.362
Provisões viii)	709.146	-	-17.625	726.771
Passivos por impostos diferidos iii)	461.291	863	-6.104	466.532
Parcerias institucionais nos EUA	2.163.722	-	-	2.163.722
Credores e outros passivos de actividades comerciais ix)	1.437.037	-	93.866	1.343.171
Outros credores e outros passivos	874.984	-	-	874.984
Impostos a pagar	91.551	-	-	91.551
Total dos Passivos Não Correntes	22.405.729	863	70.137	22.334.729
Dívida financeira	1.448.129	-	-	1.448.129
Benefícios aos empregados	323.891	-	-	323.891
Provisões	26.058	-	-	26.058
Conta de hidraulicidade	1.574	-	-	1.574
Credores e outros passivos de actividades comerciais	3.498.131	-	-	3.498.131
Outros credores e outros passivos	284.140	-	-	284.140
Impostos a pagar	563.456	-	-	563.456
Passivos detidos para venda	114.681	-	-	114.681
Total dos Passivos Correntes	6.260.060	-	-	6.260.060
Total do Passivo	28.665.789	863	70.137	28.594.789
Total dos Capitais Próprios e Passivo	42.064.555	-34.891	24.397	42.075.049

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

i) No âmbito da IFRS 9, a categoria de "Investimentos financeiros disponíveis para venda" anteriormente prevista na IAS 39 deixa de existir. Assim, os valores registados nesta rubrica a 31 de Dezembro de 2017 foram reclassificados de acordo com a sua natureza para a rubrica Instrumentos de capital próprio ao justo valor (123.997 milhares de Euros) e para a rubrica Outros devedores e outros activos - Não corrente (19 milhares de Euros).

ii) A 1 de Janeiro de 2018, a rubrica de Instrumentos de capital próprio ao justo valor inclui instrumentos detidos pelo Grupo no valor de 123.997 milhares de Euros, mensurados ao justo valor através do rendimento integral (96.290 milhares de Euros) e instrumentos de capital próprio ao justo valor através de resultados (27.707 milhares de Euros) (ver nota 21).

iii) No âmbito da implementação da IFRS 9 e da IFRS 15 pelo Grupo EDP foram contabilizados, nas rubricas de Activos e Passivos por impostos diferidos, impactos no montante positivo de 22.146 milhares de Euros e montante negativo de 5.241 milhares de Euros, respectivamente.

iv) Com a aplicação da IFRS 9, o défice tarifário da EDP Serviço Universal, S.A, no montante de 439.797 milhares de Euros, passou a ser classificado e mensurado ao justo valor através do rendimento integral, o que conduziu ao incremento em 2.739 milhares de euros (montante negativo de 2.727 milhares de Euros em Não Corrente e montante positivo de 5.466 milhares de Euros em Corrente) inerente ao reconhecimento da diferença de valorização entre o justo valor e o custo amortizado (valorização anterior ao abrigo da IAS 39) (ver nota 24). A rubrica Devedores e outros activos de actividades comerciais - Não corrente inclui, a 1 de Janeiro de 2018, o montante de 65.491 milhares de Euros correspondente ao reconhecimento de um conjunto de custos incrementais para obtenção de um contrato, os quais são elegíveis para capitalização ao abrigo da IFRS 15. Adicionalmente, em 31 de Dezembro de 2017, a mesma rubrica incluía o montante de 47.657 milhares de Euros correspondente a rendimentos a receber que não se enquadram nos requisitos de reconhecimento de rédito da IFRS 15, por se tratarem de contraprestações variáveis, de acordo com a política contabilística referida na nota 2 o).

A 1 de Janeiro de 2018, a rubrica de Devedores e outros activos de actividades comerciais - Corrente inclui o montante negativo de 53.213 milhares de Euros, os quais resultam do incremento das perdas por imparidade de acordo com o novo modelo de perdas de crédito esperadas preconizado pela IFRS 9 (ver nota 24).

v) A 1 de Janeiro de 2018, a rubrica de Outros devedores e outros activos - Não corrente e Corrente inclui instrumentos que, pela sua natureza, ao abrigo da IFRS 9 devem ser classificados e mensurados ao custo amortizado. Como tal, o Grupo procedeu à reclassificação para esta rubrica dos instrumentos reconhecidos na rubrica de Activos financeiros ao justo valor através dos resultados (27.554 milhares de Euros - Não Corrente e 9.990 milhares de Euros - Corrente) e de instrumentos reconhecidos na rubrica de Investimentos financeiros disponíveis para venda (19 milhares de Euros - Não Corrente) (ver nota 25).

vi) No âmbito da IFRS 9, o Grupo EDP procedeu à reclassificação dos instrumentos reconhecidos na rubrica de Activos financeiros ao justo valor através dos resultados para a rubrica de Outros devedores e outros activos - Não corrente (ver alínea v).

vii) No âmbito da implementação da IFRS 9 e da IFRS 15 pelo Grupo EDP foi contabilizado, na rubrica de Reservas e resultados acumulados, um impacto, líquido de imposto diferido, no montante total de 77.032 milhares de Euros, referente às contrapartidas dos movimentos enunciados nas restantes alíneas.

viii) A 31 de Dezembro de 2017, a rubrica Provisões incluía o montante de 17.625 milhares de Euros correspondente a responsabilidades sobre activos reconhecidos no âmbito da IAS 18, que deixaram de qualificar como tal face às alterações introduzidas pela IFRS 15 (ver nota 35).

ix) A 1 de Janeiro de 2018, a rubrica Credores e outros passivos de actividades comerciais - Não corrente inclui o montante de 97.646 milhares de Euros correspondente a rendimentos anteriormente reconhecidos ao abrigo da IFRIC 18 – Transferência de Activos Provenientes de Clientes, os quais passaram a ser classificados como rendimentos a reconhecer, em virtude da obrigação de performance, tal como preconizado na IFRS 15, ainda não ter sido satisfeita. Adicionalmente, a 31 de Dezembro de 2017, esta rubrica incluía o montante negativo de 3.780 milhares de Euros que não se enquadra nos requisitos de reconhecimento de rédito da IFRS 15, por se tratar de contraprestação variável, de acordo com a política contabilística referida na nota 2 o).

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Os impactos resultantes da adopção da IFRS 15 na demonstração da posição financeira e na demonstração dos resultados do Grupo EDP, a 31 de Dezembro de 2018, são apresentados abaixo por cada rubrica impactada. Não existem impactos materiais na demonstração dos fluxos de caixa do Grupo EDP para o exercício findo em 31 de Dezembro de 2018.

• **Impactos na Demonstração da Posição Financeira Consolidada em 31 de Dezembro de 2018**

Milhares de Euros	31.12.2018 Conforme reportado	IFRS 15 Ajustamentos ao saldo de abertura	IFRS 15 Ajustamentos 2018	31.12.2018 Sem adopção da IFRS 15
Activo				
Activos por impostos diferidos	1.152.195	-6.563	-2.424	1.143.208
Devedores e outros activos de actividades comerciais a)	2.522.640	-17.834	17.520	2.522.326
Outros	37.952.126	-	-	37.952.126
Total do Activo	41.626.961	-24.397	15.096	41.617.660
Capitais Próprios				
Reservas e resultados acumulados	4.350.938	45.623	-	4.396.561
Resultado líquido atribuível aos accionistas EDP b)	519.189	-	11.435	530.624
Interesses não controláveis	3.932.150	117	-	3.932.267
Outros	4.098.050	-	-	4.098.050
Total dos Capitais próprios	12.900.327	45.740	11.435	12.957.502
Passivo				
Provisões não corrente c)	982.515	17.625	7.583	1.007.723
Passivos por impostos diferidos	574.701	6.104	-357	580.448
Credores e outros passivos de actividades comerciais d)	1.356.245	-93.866	-3.565	1.258.814
Outros	25.813.173	-	-	25.813.173
Total do Passivo	28.726.634	-70.137	3.661	28.660.158
Total dos Capitais Próprios e do Passivo	41.626.961	-24.397	15.096	41.617.660

Conforme acima apresentado, os impactos da adopção da IFRS 15 encontram-se repartidos entre os ajustamentos considerados à data de transição e os montantes que seriam registados nas demonstrações financeiras do Grupo EDP se a IFRS 15 não tivesse sido adoptada a 1 de Janeiro de 2018. Os principais impactos apresentados como "IFRS 15 - Ajustamentos 2018" são os seguintes:

a) A rubrica Devedores e outros activos de actividades comerciais - Não corrente inclui 21.046 milhares de Euros relativamente a rendimentos a receber que não se enquadram nos requisitos de reconhecimento de crédito da IFRS 15, por se tratarem de contraprestações variáveis, e -3.526 milhares de Euros relativamente a um conjunto de custos incrementais para obtenção de um contrato, os quais são elegíveis para capitalização ao abrigo da IFRS 15, e a respectiva amortização reconhecida no exercício.

b) Os impactos referentes ao exercício de 2018 encontram-se detalhados abaixo por rubrica da Demonstração dos resultados consolidados.

c) A rubrica Provisões inclui 7.583 milhares de Euros correspondente a responsabilidades sobre activos reconhecidos no âmbito da IAS 18, que deixaram de qualificar como tal face às alterações introduzidas pela IFRS 15.

d) A rubrica Credores e outros passivos de actividades comerciais - Não corrente inclui -5.165 milhares de Euros relativos a rendimentos anteriormente reconhecidos ao abrigo da IFRIC 18 – Transferência de Activos Provenientes de Clientes, os quais passaram a ser classificados como rendimentos a reconhecer, em virtude da obrigação de performance, tal como preconizado na IFRS 15, ainda não ter sido satisfeita. Adicionalmente, esta rubrica inclui 1.600 milhares de Euros relativamente a rendimentos a receber que não se enquadram nos requisitos de reconhecimento de crédito da IFRS 15, por se tratarem de contraprestações variáveis.

• **Impactos na Demonstração dos Resultados Consolidados em 31 de Dezembro de 2018**

Milhares de Euros	31.12.2018 Conforme reportado	IFRS 15 Ajustamentos 2018	31.12.2018 Sem adopção da IFRS 15
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	15.278.085	9.696	15.287.781
Custo com vendas de energia e outros	-10.178.903	5.165	-10.173.738
Outros proveitos	562.677	-	562.677
Fornecimentos e serviços externos	-956.961	-21.884	-978.845
Amortizações e imparidades	-1.444.812	20.435	-1.424.377
Impostos sobre os lucros	-165.011	-1.977	-166.988
Outros	-2.218.994	-	-2.218.994
Resultado líquido do exercício	876.081	11.435	887.516

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

● Resumo dos impactos da adopção da IFRS 9 e da IFRS 15 na Demonstração da Posição Financeira Individual em 01 de Janeiro de 2018

Milhares de Euros	01-jan-18	Impacto da adopção da IFRS 9	Impacto da adopção da IFRS 15	31-dez-17
Activo				
Activos fixos tangíveis	156.347	-	-	156.347
Activos intangíveis	12.311	-	-	12.311
Investimentos financeiros em empresas filiais	11.501.702	-	-	11.501.702
Investimentos financeiros detidos até à maturidade	-	-451.257	-	451.257
Investimentos financeiros em <i>joint ventures</i> e associadas	6.597	-	-	6.597
Activos financeiros disponíveis para venda	-	-1.556	-	1.556
Instrumentos de capital próprio ao justo valor	1.537	1.537	-	-
Propriedades de investimento	51.496	-	-	51.496
Activos por impostos diferidos	78.258	-	-	78.258
Devedores e outros activos de actividades comerciais	586	-	-	586
Outros devedores e outros activos	7.075.107	451.276	-	6.623.831
Total dos Activos Não Correntes	18.883.941	-	-	18.883.941
Investimentos financeiros detidos até à maturidade	-	-419.946	-	419.946
Devedores e outros activos de actividades comerciais	609.630	-	-	609.630
Outros devedores e outros activos	3.327.168	419.946	-	2.907.222
Impostos a receber	185.256	-	-	185.256
Caixa e equivalentes de caixa	1.138.760	-	-	1.138.760
Total dos Activos Correntes	5.260.814	-	-	5.260.814
Total do Activo	24.144.755	-	-	24.144.755
Capitais Próprios				
Capital	3.656.538	-	-	3.656.538
Acções próprias	-56.862	-	-	-56.862
Prémios de emissão de acções	503.923	-	-	503.923
Reservas e resultados acumulados	2.575.543	-	-	2.575.543
Resultado líquido do período	765.427	-	-	765.427
Total dos Capitais Próprios	7.444.569	-	-	7.444.569
Passivo				
Dívida financeira	5.785.760	-	-	5.785.760
Benefícios aos empregados	5.763	-	-	5.763
Provisões	8.902	-	-	8.902
Credores e outros passivos de actividades comerciais	2.048	-	-	2.048
Outros credores e outros passivos	391.408	-	-	391.408
Total dos Passivos Não Correntes	6.193.881	-	-	6.193.881
Dívida financeira	7.702.537	-	-	7.702.537
Benefícios aos empregados	376	-	-	376
Provisões	1.553	-	-	1.553
Conta de hidraulicidade	1.574	-	-	1.574
Credores e outros passivos de actividades comerciais	686.463	-	-	686.463
Outros credores e outros passivos	2.094.629	-	-	2.094.629
Impostos a pagar	19.173	-	-	19.173
Total dos Passivos Correntes	10.506.305	-	-	10.506.305
Total do Passivo	16.700.186	-	-	16.700.186
Total dos Capitais Próprios e Passivo	24.144.755	-	-	24.144.755

Os ajustamentos, na Demonstração da Posição Financeira Individual, inerentes à transição para as normas IFRS 15 e IFRS 9, representam meras reclassificações, sendo o detalhe apresentado nas notas respectivas.

As normas contabilísticas recentemente emitidas que entraram em vigor e que o Grupo aplicou na elaboração das suas demonstrações financeiras, sem impactos significativos, podem ser analisadas como segue:

- IFRIC 22 - Transacções em moeda estrangeira e adiantamentos;
- IFRS 2 (Alterada) - Classificação e mensuração das transacções de planos de remuneração com acções;
- IAS 40 (Alterada) - Transferências de propriedades de investimento;
- IFRS 4 (Alterada) - Aplicação da IFRS 9 - Instrumentos financeiros com a IFRS 4 - Contratos de Seguros; e
- Melhorias anuais no ciclo IFRS 2014-2016.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Normas, alterações e interpretações emitidas mas ainda não efectivas para o Grupo

A norma emitida mas ainda não efectiva para o Grupo, cujo impacto está a ser avaliado, é a seguinte:

• **IFRS 16 - Locações**

A IFRS 16 - Locações foi emitida pelo International Accounting Standards Board (IASB) em Janeiro de 2016 e endossada pela U.E. em 31 de Outubro de 2017, com data efectiva de aplicação obrigatória para exercícios com início a 1 de Janeiro de 2019.

Esta norma define os princípios para reconhecimento, mensuração e apresentação de locações, substituindo a IAS 17 - Locações e as respectivas orientações interpretativas. A IFRS 16 introduz um único modelo para reconhecimento e contabilização das locações na óptica do locatário. O locatário deve aplicar a IFRS 16 aos seus contratos de locação retrospectivamente a cada período de relato (modelo retrospectivo) ou com o efeito cumulativo da aplicação inicial reconhecido à data de aplicação (modelo retrospectivo modificado), não devendo nesta última opção reexpressar a informação comparativa. A opção efectuada pelo locatário deve ser aplicada de forma coerente a todos os contratos de locação. O impacto mais significativo decorrente da aplicação da IFRS 16 será o reconhecimento de activos sob direito de uso ("ROU assets") e de passivos de locação para as locações operacionais, excepto se o período de locação for igual, ou inferior, a 12 meses ou se a locação for sobre activos de baixo valor. A contabilização das locações na óptica do locador permanece substancialmente inalterada face ao previsto na IAS 17.

Com a adopção da IFRS 16, o Grupo EDP reconhecerá um activo sob direito de uso ("ROU asset") e um passivo de locação sempre que o contrato preveja o direito de controlar a utilização de um activo identificável durante um certo período de tempo, em troca de uma retribuição. Para aferir quanto à existência de controlo sobre a utilização de um activo identificável, o Grupo avalia se: i) o contrato envolve o uso de um activo identificável; ii) o Grupo tem o direito de obter substancialmente todos os benefícios económicos do uso do activo durante o período de locação; e iii) o Grupo tem o direito de controlar o uso do activo.

O Grupo EDP adoptará esta norma na data efectiva de aplicação obrigatória, através do modelo retrospectivo modificado, sem reexpressão da informação comparativa.

Na aplicação inicial da IFRS 16, em 1 de Janeiro de 2019, o Grupo EDP reconhecerá um activo sob direito de uso ("ROU asset") e um passivo de locação para as locações anteriormente classificadas como locações operacionais, o qual corresponderá ao valor presente dos pagamentos futuros dos contratos de locação, descontados pela taxa incremental de financiamento do Grupo EDP para cada portfolio de locações identificado. Conforme previsto na norma, o Grupo optou por mensurar o activo sob direito de uso no montante equivalente ao passivo de locação, na data de transição (ajustado de qualquer montante já pago ou de qualquer custo acrescido).

Durante 2018, o Grupo EDP procedeu à análise detalhada do impacto da adopção da IFRS 16 em todos os seus aspectos. Esta análise teve por base a informação disponível à data e pode, ainda, sofrer alterações decorrentes da clarificação sobre a divergência identificada na prática do sector no que respeita, essencialmente, a contratos para o uso dos terrenos onde se encontram instalados os parques eólicos. Neste sentido, os impactos decorrentes da adopção estão sujeitos a alterações até que o Grupo apresente as suas primeiras demonstrações financeiras que incluam a data da aplicação inicial desta norma.

O Grupo EDP procedeu à inventariação dos contratos de locação existentes, de modo a aferir quanto aos impactos qualitativos e quantitativos da adopção desta norma. Consequentemente, o Grupo irá reconhecer novos activos e passivos inerentes às respectivas locações operacionais, em especial no que respeita a terrenos onde se encontram instalados os parques eólicos, imóveis, viaturas e outros activos sob locação. A natureza dos custos relacionados com estas locações irá também sofrer alterações, dado que o Grupo passará a reconhecer custos com a depreciação dos activos sob direito de uso ("ROU asset") e custos com juros ("unwinding") sobre os passivos de locação.

No contexto da adopção inicial da IFRS 16, o Grupo EDP estima um aumento em Activos fixos tangíveis e em Passivos de locações no montante aproximado de 760.000 milhares de Euro na demonstração da posição financeira consolidada, a 1 de Janeiro de 2019. Dado que o activo é depreciado pela respectiva vida útil, a qual na maior parte dos casos coincide com o período de locação, e os pagamentos da locação se repartem entre juro e pagamento do passivo, é expectável um aumento dos resultados operacionais. As alterações na apresentação dos custos com as locações operacionais resultam ainda no aumento dos fluxos de caixa resultantes de actividades operacionais e na diminuição dos fluxos de caixa decorrentes de actividades de financiamento.

No decurso da divergência identificada no que respeita às interpretações da IFRS 16 quanto ao direito de uso exclusivo, ou não-exclusivo, dos terrenos onde se encontram instalados os parques eólicos, os quais estão disponíveis para outros propósitos como sejam a agricultura ou a pecuária, o Grupo EDP encontra-se a reanalisar todos os contratos de locação e pretende concluir, em linha com a prática adoptada pelo sector.

Durante 2018, a EDP, S.A. procedeu a uma análise detalhada de modo a aferir quanto ao impacto da adopção da IFRS 16 em todos os seus aspectos. A empresa estimou um impacto de aproximadamente 65.000 milhares de Euros, essencialmente decorrente dos contratos de locação operacional dos terrenos onde se encontram os edifícios da sede do Porto e da sede de Lisboa.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

As normas, alterações e interpretações emitidas mas ainda não efectivas para o Grupo (cuja data efectiva de aplicação ainda não ocorreu ou, independentemente da data efectiva de aplicação, ainda não foram endossadas pela União Europeia), para as quais não se estimam impactos significativos, são as seguintes:

- IFRS 9 (Alterada) - Características de pré pagamento com compensação negativa;
- IFRS 17 - Contratos de seguros;
- IAS 28 (Alterada) - Investimentos financeiros de longo prazo em "joint-ventures" e associadas;
- IFRIC 23 - Incerteza no tratamento de impostos sobre o rendimento;
- Melhorias anuais no ciclo IFRS 2015-2017;
- IAS 19 (Alterada) - Cortes / alterações ao plano ou liquidações;
- Alterações à Estrutura Conceptual nas Normas IFRS;
- IFRS 3 (Alterada) - Definição de negócio; e
- IAS 1 (Alterada) and IAS 8 (Alterada) - Definição de material.

No seguimento da nova interpretação sobre a IAS 12 - Impostos sobre rendimento, IFRIC 23, o Grupo procedeu a uma análise de todas as contingências e litígios com as Autoridades tributárias relativamente a impostos sobre o rendimento, não sendo expectáveis alterações, com referência a 1 de Janeiro de 2019, nas estimativas efectuadas anteriormente pela gestão. As restantes alterações às normas IFRS foram analisadas, não sendo expectáveis impactos nas demonstrações financeiras do Grupo. A IFRS 17 não é aplicável às principais actividades do Grupo EDP.

4. Principais Estimativas e Julgamentos Utilizados na Elaboração das Demonstrações Financeiras

As IFRS requerem que sejam efectuados julgamentos e estimativas no âmbito da tomada de decisão sobre alguns tratamentos contabilísticos com impactos nos valores reportados no total do activo, passivo, capital próprio, custos e proveitos. Os efeitos reais podem diferir das estimativas e julgamentos efectuados, nomeadamente no que se refere ao efeito dos custos e proveitos reais.

As principais estimativas contabilísticas e julgamentos utilizados na aplicação dos princípios contabilísticos pelo Grupo são discutidas nesta nota com o objectivo de melhorar o entendimento de como a sua aplicação afecta os resultados reportados pelo Grupo e a sua divulgação. Uma descrição alargada das principais políticas contabilísticas utilizadas pelo Grupo é apresentada na nota 2 - Políticas contabilísticas.

Considerando que em muitas situações existem alternativas ao tratamento contabilístico adoptado pelo Grupo EDP, os resultados reportados poderiam ser diferentes caso um tratamento diferente tivesse sido escolhido. O Conselho de Administração Executivo considera que as escolhas efectuadas são apropriadas e que as demonstrações financeiras apresentam de forma adequada as operações do Grupo em todos os aspectos materialmente relevantes.

Activo financeiro associado aos contratos de concessão de infraestruturas em Portugal

A rubrica Valores a receber por concessões - IFRIC 12, refere-se ao activo financeiro a receber pelas empresas do Grupo EDP que exploram infraestruturas no âmbito de contratos de concessões e decorre do direito incondicional ao seu recebimento independentemente do nível de utilização das infraestruturas abrangidas pela concessão. Nestas inclui-se a EDP Distribuição enquanto concessionária da Rede Nacional de Distribuição (RND), que compreende a rede em média e alta tensões (MT e AT), e das redes de distribuição em baixa tensão (BT), sendo estas concessões exercidas em exclusivo mediante contratos de concessão de serviço público.

A exploração da RND, que integra a rede de AT e MT, é exercida mediante a atribuição de concessão de serviço público pelo Estado Português. Por outro lado, o direito de distribuir energia eléctrica em BT está atribuído aos municípios de Portugal Continental. A legislação que define as bases de cada uma das concessões estabelece que a propriedade ou posse dos bens afectos às concessões revertem para os concedentes no final do período das respectivas concessões. Estabelecem ainda que em troca dos bens revertidos aos concedentes, quer o Estado quer os municípios, pagarão uma indemnização correspondente ao valor contabilístico dos bens afectos à concessão, líquido de amortizações, participações financeiras e subsídios a fundo perdido. Por conseguinte, o valor residual estimado dos activos no final de cada concessão constitui um activo financeiro e a restante componente do justo valor dos activos da concessão constitui um activo intangível a amortizar de acordo com a respectiva vida útil. Desta forma, a data de fim de cada uma das concessões é um dos principais pressupostos para a estimativa do activo financeiro e do activo intangível.

Como referido na nota 1, em Maio de 2017 foi aprovada a Lei 31/2017 que define os princípios e regras gerais relativos à organização dos procedimentos de concurso público para a atribuição, por contrato, de concessões destinadas ao exercício da exploração das redes municipais de distribuição em BT, no território continental português. Esta Lei prevê o lançamento simultâneo em 2019 dos procedimentos de concurso público para todos os municípios que não optarem pela gestão directa da actividade de distribuição de energia eléctrica, assim como os municípios cujos actuais contratos de concessão que atinjam o seu termo antes de 2019, e que não optem pela gestão directa, deverão celebrar um acordo escrito com a extensão do prazo de duração das respectivas concessões até à entrada em vigor dos novos contratos de concessão. As decisões de adjudicação serão tomadas pelos municípios ou pela entidade intermunicipal da área territorial adstrita ao procedimento concursal.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

É assim expectável que esta legislação, e o processo concursal para renovação das concessões, possam ter um impacto significativo na estimativa do activo financeiro e intangível da EDP Distribuição, nomeadamente através da antecipação do término das concessões que actualmente se estendem após 2019. Contudo, a esta data não é possível ainda prever qual a data fim dos contratos de concessão actualmente em vigor, na medida em que o processo de concurso público ainda se encontra em fase inicial, com a realização de estudos e regulamentação. Com referência a 31 de Dezembro de 2018, o activo financeiro e o activo intangível foram estimados com base nos datas fim de cada um dos contratos actualmente em vigor e não considera nenhuma alteração decorrente da referida legislação. A utilização de diferentes pressupostos e estimativas poderiam resultar em diferentes valores de activos financeiros e intangíveis, com o consequente impacto na Demonstração da Posição Financeira.

Mensuração dos activos financeiros afectos à IFRIC 12 no Brasil

Em 2012, foi publicada no Brasil a Medida Provisória n.º 579/12 entretanto convertida na Lei n.º 12.783/13, que determina que o valor da indemnização a pagar pelo poder concedente às empresas distribuidoras pelos activos não amortizados no final da concessão, deverá ser determinado tendo por base o valor novo de reposição (VNR). Esta alteração de metodologia determinou um aumento do valor indemnizável (activo financeiro IFRIC 12) da EDP São Paulo e da EDP Espírito Santo, registado nos termos da IFRIC 12. A variação do valor indemnizável encontra-se registado por contrapartida de Receitas de vendas e serviços de energia e outros. Este valor corresponde à diferença entre o valor residual dos activos no final da concessão tendo por base o valor novo de reposição versus o custo histórico.

Imparidade

Imparidade dos activos de longo prazo e "goodwill"

Os activos fixos tangíveis e intangíveis são revistos para efeitos de imparidade sempre que existam factos ou circunstâncias que indicam que o seu valor líquido poderá não ser recuperável.

O Grupo revê com uma periodicidade anual os pressupostos que estão na base do julgamento da existência ou não de imparidade no "goodwill" resultante das aquisições de participações em empresas subsidiárias. Os pressupostos utilizados são sensíveis a alterações dos indicadores macro-económicos e aos pressupostos do negócio utilizados pela gestão. O investimento financeiro em filiais, em base individual, e em empresas associadas é testado sempre que existam circunstâncias que indiquem a existência de imparidade.

Considerando as incertezas quanto ao valor de recuperação do valor líquido dos activos fixos tangíveis, intangíveis e do "goodwill" pelo facto de se basearem na melhor informação disponível à data, as alterações dos pressupostos poderiam resultar em impactos na determinação do nível de imparidade e, consequentemente, nos resultados.

Imparidade de contas a receber

As perdas por imparidade relativas a créditos de cobrança duvidosa são baseadas na avaliação efectuada pela EDP da probabilidade de recuperação dos saldos das contas a receber, antiguidade de saldos, anulação de dívidas e outros factores. Existem determinadas circunstâncias e factos que podem alterar a estimativa das perdas por imparidade dos saldos das contas a receber face aos pressupostos considerados, incluindo alterações da conjuntura económica, das tendências sectoriais, da situação creditícia dos principais clientes e de incumprimentos significativos. As alterações destas estimativas poderiam implicar a determinação de diferentes níveis de imparidade e, consequentemente, diferentes impactos nos resultados (ver nota 2 e)).

Mensuração do Justo valor dos instrumentos financeiros

O justo valor é baseado em cotações de mercado, quando disponíveis. Na ausência de cotação de mercado, é determinado com base na utilização de preços de transacções recentes, semelhantes e realizadas em condições de mercado, ou determinado por entidades externas, ou com base em metodologias de avaliação, suportadas em técnicas de fluxos de caixa futuros descontados, considerando as condições de mercado, o valor temporal, a curva de rentabilidade e factores de volatilidade. Estas metodologias podem requerer a utilização de pressupostos ou julgamentos na estimativa do justo valor.

Consequentemente, a utilização de diferentes metodologias e de diferentes pressupostos ou julgamentos na aplicação de determinado modelo poderiam originar resultados financeiros diferentes e diferente classificação de instrumentos financeiros daqueles reportados.

Adicionalmente, a classificação de instrumentos financeiros como instrumentos de dívida ou de capital envolve julgamento na interpretação de cláusulas contratuais e na avaliação sobre a existência de obrigação contratual de entregar caixa ou outro activo financeiro.

Redefinição das vidas úteis dos activos

O Grupo revê anualmente a razoabilidade das vidas úteis dos activos utilizados na determinação das taxas de amortização dos activos afectos à actividade, e altera prospectivamente a taxa de amortização do período com base na revisão realizada.

No primeiro trimestre de 2018, o Grupo EDPR procedeu à redefinição das vidas úteis dos parques solares, estendendo a mesma de 30 para 35 anos. A redefinição da vida útil destes activos foi efectuada tendo por base um estudo técnico, realizado por uma entidade externa, que considerou a viabilidade técnica e económica da extensão da vida útil por mais 5 anos.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Vida útil dos activos de produção - Produtor independente de energia hidroelétrica no Brasil

Os activos de produção de energia hidroelétrica em regime de produtor independente no Brasil são amortizados pelo seu prazo estimado de vida útil, considerando os factos e circunstâncias existentes na data de preparação das demonstrações financeiras que incluem, entre outros, as melhores estimativas da EDP sobre a vida útil dos respectivos activos, que são consistentes com as vidas úteis definidas pelo Regulador (ANEEL) e os pareceres jurídicos, técnicos externos e os respectivos valores residuais indemnizáveis previstos contratualmente no final de cada concessão. O prazo remanescente de amortização e os valores indemnizáveis no final das concessões poderão ser influenciados por quaisquer alterações no Quadro Regulatório no Brasil.

Ajustamentos tarifários

Portugal

Os ajustamentos tarifários em Portugal (desvios e défices tarifários) representam a diferença entre os custos e os proveitos do Sistema Nacional de Electricidade e de Gás Natural, estimados no início de cada período para efeitos de cálculo da tarifa, e os custos e proveitos reais do Sistema apurados no final de cada período. Os ajustamentos tarifários activos ou passivos são recuperados ou devolvidos através das tarifas de electricidade aplicáveis aos clientes em períodos subsequentes.

O Decreto-Lei 237-B/2006, de 19 de Dezembro, e o Decreto-Lei n.º 165/2008 de 21 de Agosto, estabeleceram o direito incondicional por parte dos operadores regulados do sector eléctrico à recuperação ou devolução dos ajustamentos tarifários e respectivos encargos financeiros, independentemente da forma da sua liquidação futura, mantendo-se este direito em caso de insolvência ou cessação de actividade. Adicionalmente, a referida legislação consagra a transmissibilidade a terceiros do direito ao recebimento dos ajustamentos tarifários, pelo que no âmbito da legislação em vigor as empresas reguladas podem ceder a terceiros, no todo ou em parte, o direito a receber através das tarifas de energia eléctrica e gás, os ajustamentos tarifários. De acordo com a política contabilística em vigor, o Grupo EDP regista na rubrica Receitas de vendas e serviços de energia e outros - Energia eléctrica e Acessos, os efeitos decorrentes do reconhecimento dos ajustamentos tarifários do sector eléctrico, por contrapartida das rubricas Devedores e outros activos de actividades comerciais e Credores e outros passivos de actividades comerciais.

Para as entidades do sector do gás natural, o Decreto-Lei 87/2011, de 18 de Julho, estabelece igualmente o direito incondicional dos operadores regulados deste sector à recuperação ou devolução dos ajustamentos tarifários e respectivos encargos financeiros, independentemente da forma da sua liquidação futura, mantendo-se este direito em caso de insolvência ou cessação de actividade, consagrando a transmissibilidade a terceiros do direito ao recebimento dos ajustamentos tarifários. O Grupo EDP regista na rubrica Receitas de vendas e serviços de energia e outros - Gás e Acessos, os efeitos decorrentes do reconhecimento dos ajustamentos tarifários do Gás Natural, por contrapartida das rubricas Devedores e outros activos de actividades comerciais e Credores e outros passivos de actividades comerciais.

Espanha

Foi publicado o Real Decreto Ley 6/2009, em 7 de Maio de 2009, que estabeleceu entre outras matérias: (i) a possibilidade de se proceder à securitização do défice tarifário espanhol suportado pelas empresas do sector eléctrico, recorrendo a aval do Estado através do fundo de amortização do défice tarifário; (ii) o calendário de eliminação do défice tarifário para que em 1 de Janeiro de 2013 as tarifas de acesso fossem suficientes para cobrir os custos das actividades reguladas, sem criação de défice tarifário ex-ante e, os custos integrados na tarifa eléctrica passassem a ser suportados pelo Orçamento de Estado Espanhol; (iii) a revogação, a partir de 1 de Julho de 2009, do Real Decreto Ley 11/2007, que estabelecia a obrigação de devolução dos proveitos adicionais gerados pela repercussão dos custos do CO2 nos preços de mercado, cuja vigência se estendia até 2012; e (iv) a criação de um subsídio social que constituía uma tarifa reduzida para os consumidores de baixo rendimento e (v) a assunção pelas empresas eléctricas dos custos de gestão e tratamento de resíduos radioactivos das centrais nucleares e dos combustíveis gastos. No entanto, o Real Decreto Ley 29/2012 de 28 de Dezembro, aboliu a exigência regulamentar mencionada no ponto (ii) acima. A consequência directa dessa supressão é que as taxas de acesso não estarão relacionadas com a suficiência das tarifas, pelo que poderá haver desequilíbrios temporários, a serem recuperados numa única anuidade nos anos subsequentes.

Em 2010, o Real Decreto Ley 14/2010 abordou a correcção do défice tarifário do sector eléctrico. No âmbito deste decreto, o desajuste temporal das liquidações de 2010 passou a ser considerado como um défice de receita do sistema eléctrico e estabeleceu um conjunto de medidas para que os diversos intervenientes do sector contribuam para a sua redução. Essas medidas incluem o estabelecimento de taxas na produção, financiamento de planos de poupança e eficiência energética por parte das empresas geradoras, e diversas medidas regulatórias com vista à redução dos custos adicionais de determinadas tecnologias no regime especial.

Em 2012, foram adoptados dois decretos para reduzir o défice tarifário de forma a atingir o limite previsto no Real Decreto Ley 14/2010: (i) publicado o Real Decreto Ley 1/2012 que suspendeu temporariamente a inclusão de novas instalações nos registos de "pre-asignación" mantidos pelo Ministério da Indústria, Energia e Turismo antes da central eléctrica tenha o direito de usufruir do regime especial espanhol; e (ii) o Real Decreto Ley 13/2012 que previu reduções da remuneração da actividade de distribuição e uma minoração extraordinária em outras actividades reguladas.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Em 2014, o Real Decreto Ley 1054/2014 regula o procedimento de transferência dos direitos a receber do défice do sistema espanhol de 2013, bem como a metodologia para definir a taxa de juro aplicável a este défice, cujas características principais são:

(i) definição de um prazo de 15 anos durante o qual o montante do défice acumulará juros a receber. Este prazo é composto por dois períodos: o primeiro, que vai de 1 Janeiro de 2014 até ao dia em que foi efectuada a liquidação adicional da liquidação previsional 14 do ano 2013; e o período final, a partir do dia em que é feita a liquidação adicional da liquidação previsional 14 do ano 2013 até 31 de Dezembro de 2028; e

(ii) os direitos a receber (valor base e juros) são expressamente reconhecidos, com as devidas taxas e serão considerados custos do sistema. Estes direitos podem ser total ou parcialmente cedidos, transferidos, transmitidos, descontados, penhorados a terceiros, desde que devidamente comunicados à CNMC ("Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia").

Brasil

Em 25 de Novembro de 2014, a ANEEL efectuou adendas aos contratos de concessão das empresas de distribuição de energia eléctrica brasileiras para reduzir incertezas relevantes quanto ao reconhecimento e à realização dos activos/passivos regulatórios que existiam desde 2010, ano em que as IFRS foram adoptadas no Brasil. Como consequência, o CPC emitiu, em 28 de Novembro de 2014, o OCPC 08 ("Reconhecimento de Determinados Activos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Eléctrica") que determina como registar estes activos/passivos regulatórios nas Demonstrações Financeiras.

Desta forma, em 10 de Dezembro de 2014, a EDP Brasil assinou o Quarto e Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, onde ficou estabelecido que, no caso da extinção, os saldos remanescentes de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento de tarifa (activos ou passivos), serão considerados no apuramento da indemnização, com base nos regulamentos pré-estabelecidos pelo regulador.

A EDP considera, com base na legislação referida acima (Portugal, Espanha e Brasil), que se encontram reunidas as condições de reconhecimento dos défices tarifários como valores a receber e a pagar, registados por contrapartida dos resultados do período.

Reconhecimentos de proveitos/rédito

Os proveitos das vendas de energia são reconhecidos quando as facturas mensais são emitidas, baseadas em contagens reais de consumo ou em consumos estimados baseados nos dados históricos de cada consumidor. O rédito relativo a energia a facturar, por consumos ocorridos e não lidos até à data do balanço, é registado com base em estimativas, que consideram factores como médias de consumo verificadas em períodos anteriores e as análises relativas ao balanço energético da actividade desenvolvida.

A utilização de diferentes estimativas e pressupostos poderiam resultar num nível diferente de proveitos e, consequentemente, em diferentes impactos nos resultados.

Impostos sobre os lucros

O Grupo encontra-se sujeito ao pagamento de impostos sobre os lucros em diversas jurisdições. A determinação do montante global de impostos sobre os lucros requer determinadas interpretações e estimativas.

Existem diversas transacções e cálculos para os quais a determinação do valor final do imposto a pagar é incerto durante o ciclo normal dos negócios. Outras interpretações e estimativas poderiam resultar num nível diferente dos impostos sobre os lucros, correntes e diferidos, reconhecidos no período.

Em Portugal, as Autoridades Fiscais têm a atribuição de rever o cálculo da matéria colectável efectuado pela EDP, S.A., e pelas suas subsidiárias, durante um período de quatro anos. No caso de existirem prejuízos fiscais reportáveis, esse período é de doze anos para períodos de tributação iniciados a partir de 2014, de cinco anos para os períodos de 2013 e 2012, de quatro anos para os períodos de 2011 e 2010 e seis anos para os períodos anteriores. Em Espanha esse período é de quatro anos e no Brasil é de cinco anos. Nos Estados Unidos da América, de forma genérica, o IRS ("Internal Revenue Service") pode emitir uma liquidação adicional de imposto de uma entidade até três anos. Desta forma, é possível que haja correcções à matéria colectável, resultantes principalmente de diferenças na interpretação da legislação fiscal. No entanto, o Grupo EDP e as suas subsidiárias não antecipam correcções significativas aos impostos sobre os lucros registados nas demonstrações financeiras.

Pensões e outros benefícios a empregados

A determinação das responsabilidades por pensões de reforma e outros benefícios aos empregados requer a utilização de pressupostos e estimativas, incluindo a utilização de projecções actuariais, taxas de rentabilidade estimada dos investimentos, taxas de desconto e de crescimento das pensões e salários e outros factores que podem ter impacto nos custos e nas responsabilidades dos planos de pensões, dos planos de cuidados médicos e nos outros benefícios. As alterações a estes pressupostos poderiam ter um impacto significativo nos valores determinados.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Provisões para desmantelamento e descomissionamento de centros electroprodutores

A EDP considera existirem obrigações legais, contratuais ou construtivas relativamente ao desmantelamento e descomissionamento de activos fixos tangíveis afectos à actividade de produção de energia. O Grupo constitui provisões de acordo com as respectivas obrigações existentes para fazer face ao valor presente das respectivas despesas estimadas com a reposição dos respectivos locais e terrenos onde se encontram localizados os centros electroprodutores. Para efeitos do cálculo das referidas provisões são efectuadas estimativas do valor presente das respectivas responsabilidades futuras.

A consideração de outros pressupostos nas estimativas e julgamentos referidos poderiam originar resultados financeiros diferentes daqueles que foram considerados.

Entidades incluídas no perímetro de consolidação

Para determinação das entidades a incluir no perímetro de consolidação, o Grupo avalia em que medida está exposto, ou tenha direitos, à variabilidade nos retornos provenientes do seu envolvimento com essa entidade e possa apoderar-se dos mesmos através do poder que detém sobre essa entidade (controlo de facto).

Esta avaliação requer a utilização de julgamento, pressupostos e estimativas para determinar em que medida o Grupo está exposto à variabilidade do retorno e tem a capacidade de se apropriar desse retorno através do controlo sobre a participada.

Outros pressupostos e estimativas poderiam levar a que o perímetro de consolidação do Grupo fosse diferente, com impacto directo nas demonstrações financeiras consolidadas.

Concentrações de actividades empresariais

Nos termos da IFRS 3 ("Business Combination"), numa concentração de actividades empresariais, a adquirente deve reconhecer e mensurar nas demonstrações financeiras consolidadas os activos adquiridos e os passivos assumidos ao justo valor à data de aquisição. A diferença entre o preço de aquisição e o justo valor dos activos e passivos adquiridos origina o reconhecimento de um "goodwill" ou de um ganho resultante de uma compra a baixo preço ("bargain purchase").

A determinação dos justos valores dos activos adquiridos e dos passivos assumidos é efectuada internamente ou com recurso a avaliadores externos independentes, utilizando como base o método de fluxos de caixa descontados, o custo de reposição a novo ou outras técnicas de determinação do justo valor, as quais assentem na utilização de pressupostos e estimativas incluindo indicadores macroeconómicos, como taxas de inflação, taxas de juro, taxas de câmbio, taxas de desconto, preços de venda e compra de energia, custo de matérias primas, estimativas de produção e projecções do negócio. Consequentemente, a determinação dos justos valores e do "goodwill" ou de ganho resultante de uma compra a baixo preço está sujeita a diversas estimativas e julgamentos, pelo que alterações nos pressupostos utilizados poderiam resultar em diferentes impactos nos resultados.

Mensuração do justo valor da retribuição contingente ("contingent consideration")

A retribuição contingente, proveniente de uma combinação de negócios ou da venda de uma participação financeira, é mensurada ao justo valor na data de aquisição, como parte da combinação de negócios, ou na data da venda no caso de uma alienação de uma participação financeira. A retribuição contingente é subsequentemente remensurada ao justo valor na data de reporte. O justo valor é baseado em fluxos de caixa descontados. Os principais pressupostos consideram a probabilidade de atingir cada objectivo e o factor de desconto e correspondem às melhores estimativas da gestão em cada data do reporte. Alterações nos pressupostos utilizados poderiam ter impactos significativos nos valores de retribuição contingente activos e passivos reconhecidos nas demonstrações financeiras.

Compensação do Equilíbrio Contratual - CMEC

Na sequência da decisão do Governo Português da extinção dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), a cessação antecipada dos CAE da EDP Produção teve efeitos a partir de 1 de Julho de 2007.

Com a extinção dos CAE e de acordo com a legislação em vigor, foi criado um mecanismo de reposição do equilíbrio contratual (CMEC), ao qual o Grupo EDP aderiu. Os CMEC compreendem três tipos de compensações: compensação inicial, ajustamento (ou revisibilidade) anual e ajustamento final.

Compensação inicial

A compensação inicial foi reconhecida no momento da cessação dos CAE e ascendeu a 833.467 milhares de Euros. Esta compensação constitui um activo a receber registado pelo seu valor actualizado líquido, tendo por contrapartida o registo de um proveito diferido. Em cada período, a parcela da compensação inicial é reconhecida como um proveito operacional por contrapartida do proveito diferido inicial. Nos termos da legislação esta parcela é passível de securitização.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Compensação do Equilíbrio Contratual - Revisibilidade Anual

Durante o período I (2007/2017) do mecanismo de Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), foi realizado um acerto com periodicidade anual que resultou no apuramento de desvios, positivos ou negativos, verificados entre as estimativas efectuadas para o cálculo do CMEC inicial e os valores que resultariam de uma actuação eficiente, conforme pressupostos definidos no modelo Valorágua e utilizando parâmetros verificados nesse modelo, em conformidade com o Decreto-Lei n.º 240/2004. Em 2014, o Despacho n.º 4694/2014 veio alterar os procedimentos a seguir no cálculo da revisibilidade anual no que respeita à consideração das receitas obtidas no mercado de serviços de sistema (banda de regulação secundária) pelas centrais abrangidas pelo mecanismo de CMEC.

Os montantes das revisibilidades relativos aos anos de 2007 a 2014 foram determinados e homologados pelo membro do Governo responsável pela área da energia, tendo a EDP Produção impugnado:

- a) Quanto à homologação das revisibilidades de 2011 e 2012, o facto de não ter considerado no cálculo das revisibilidades os custos suportados com a tarifa social; e
- b) Quanto à homologação da revisibilidade de 2014, o facto de não ter considerado no cálculo da revisibilidade os custos suportados com a tarifa social e com a CESE.

No que se refere às revisibilidades anuais de 2015 a 2017, aguarda-se a respectiva homologação, ainda que, através de carta de 21 de Abril de 2017 da ERSE, tenha sido autorizada a transferência para a EDP Produção da revisibilidade anual de 2015.

Ajustamento Final CMEC

O cálculo do Ajustamento Final dos CMEC é efectuado de acordo com o estabelecido no n.º 7, do artigo 3.º, e do Anexo IV, do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro. O Orçamento de Estado para 2017 (Lei n.º 42/2016) determinou, no artigo 170.º, que o montante de ajustamento final é apurado e fundamentado em estudo elaborado e apresentado pela ERSE. Esta entidade contou com o apoio técnico da Equipa de Trabalho EDP Produção e REN (Equipa de Trabalho), constituída nos termos legais.

Neste sentido, foi elaborado o relatório com o cálculo do ajustamento final dos CMEC, preparado pela Equipa de Trabalho, cumprindo a metodologia de cálculo que se encontra detalhada no Decreto-Lei n.º 240/2004. Os montantes apurados pela referida equipa, e que foram presentes à ERSE, situam-se num intervalo entre 256,5 e 271 milhões de Euros.

No final de Setembro de 2017, a ERSE apresentou ao Governo o estudo sobre o cálculo do ajustamento final dos CMEC com um valor de 154 milhões de Euros, que foi provisoriamente incorporado no Documento de Tarifas e Preços para 2018.

Nas demonstrações financeiras de 31 de Dezembro de 2017, a EDP reflectiu a sua melhor estimativa do ajustamento final CMEC, tendo registado um activo de 256,5 milhões de Euros por contrapartida de proveitos diferidos com base na metodologia fixada no Decreto-Lei 240/2004 para o efeito e nos pareceres jurídicos entretanto obtidos sobre esse entendimento.

Em 3 de Maio de 2018, a EDP tomou conhecimento (através de carta da DGEG) do Despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia (SEE) de 25 de Abril de 2018, que homologou o valor referente ao ajustamento final conforme proposto pela ERSE, no montante de 154 milhões de Euros. A EDP reflectiu esta realidade nas suas demonstrações financeiras de 31 de Dezembro de 2018, reconhecendo uma provisão pela diferença dos valores do ajustamento final já reconhecidos nos resultados do Grupo.

Considerando que o acto administrativo contido no Despacho de homologação do SEE de 25 de Abril de 2018 carece de fundamento técnico, económico e legal, e que, em particular, não aplica a metodologia de cálculo constante do Decreto-Lei n.º 240/2004 e que levaria à determinação de um montante próximo daquele que foi apurado pela Equipa de Trabalho, em 3 de Setembro de 2018 a EDP Produção contestou-o administrativamente.

"Clawback"

Na sequência de alterações fiscais ocorridas em Espanha que afectaram os produtores de electricidade a operar naquele País, foi aprovado em Portugal o Decreto-Lei n.º 74/2013, que visava a reposição do equilíbrio concorrencial entre os produtores de electricidade localizados em Portugal e os produtores a operar no espaço Europeu.

Nos termos do Decreto-Lei n.º 74/2013 e respectiva regulamentação, para repor o referido equilíbrio, as centrais a operar em regime de mercado situadas em Portugal, e que não se encontrassem abrangidas pelo regime CAE ou CMEC, deveriam pagar um montante por MWh produzido.

O montante a pagar deveria considerar, por um lado, a estimativa do impacto que eventos extra-mercado verificados na União Europeia (como as referidas alterações fiscais espanholas) teriam no preço de mercado grossista ibérico e, por outro lado, a existência de eventos extramercado nacionais que afectassem a competitividade dos produtores de electricidade a operar em território Português. Desta forma, obter-se-ia uma medida da vantagem competitiva líquida que os produtores a operar em Portugal alegadamente teriam.

No âmbito da regulamentação deste mecanismo – genericamente designado por "Clawback" –, o Despacho n.º 11566-A/2015 aprovou a Tarifa Social e a CESE como eventos extramercado que deveriam ser considerados desvantagens competitivas dos produtores a operar em Portugal.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Através do Despacho n.º 7557-A/2017 de 25 de Agosto, foi revogado o conteúdo integral do Despacho n.º 11566-A/2015, de 3 de Outubro (que definiu os parâmetros para apuramento da fórmula do valor a pagar por parte de cada um dos centros electroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de Junho, por cada MWh injectado na rede), devendo a ERSE, ouvida a DGEG, apresentar propostas para a definição dos valores dos parâmetros, bem como apresentar proposta dos termos de referência do novo estudo.

Posteriormente, o Despacho n.º 9371/2017 de 24 de Outubro, considerou parcialmente nulo o Despacho n.º 11566-A/2015, de 3 de Outubro, em relação às decisões contidas nos seus n.ºs 11 e 12 (dedução dos custos associados à CESE e Tarifa Social no preço unitário) e solicitou à ERSE a ponderação no cálculo da tarifa UGS de 2018, da recuperação, em benefício das tarifas pagas pelos consumidores, dos montantes alegadamente indevidos nelas incluídas nos anos anteriores (2016 e 2017). O Despacho n.º 9955/2017, de 17 de Novembro, definiu, por sua vez, um novo valor para a estimativa do impacto dos efeitos extra-mercado verificados na União Europeia no preço de mercado - 4,75 €/MWh, com efeitos retroactivos a 24 de Agosto. Na sequência destes Despachos, o Documento de Tarifas e Preços para 2018 incluiu um valor de "Clawback" a devolver às tarifas de cerca de 90 milhões de Euros, que incorporou as centrais CMEC e as produções estimadas.

A EDP Produção considera, tendo por base a sua interpretação da legislação e os pareceres jurídicos entretanto obtidos, que o regime do Decreto-Lei n.º 74/2013 tem o propósito de restabelecer uma situação de equilíbrio concorrencial entre produtores a operar em território Português e os seus congéneres a operar noutros países Europeus, o que implica considerar como eventos extramercado, tanto os tributos que onerem apenas os produtores localizados fora de Portugal (e em particular Espanha), como aqueles que recaiam exclusivamente sobre os produtores localizados em Portugal, onerando-os. Neste sentido, entende a EDP Produção que os Despachos n.º 9371/2017 e n.º 9955/2017 desvirtuaram por completo o mecanismo de "clawback", tendo procedido à sua impugnação judicial em Janeiro de 2018.

As demonstrações financeiras de 31 de Dezembro de 2018 reflectiam o valor do "Clawback" apurado pela EDP Produção tendo por base a legislação e regulamentação em vigor em cada período, nomeadamente o Decreto-Lei n.º 74/2013, a Portaria n.º 225/2015, o Despacho n.º 9371/2017, de 24 de Outubro e o Despacho n.º 9955/2017, de 17 de Novembro. De referir que este mecanismo não é aplicado às centrais que, em 2018, ainda estão abrangidas pelo mecanismo dos CMEC.

A 5 de Outubro de 2018, o legislador espanhol, através das disposições adicionais sexta e sétima do artigo 21º do real Decreto-Ley 15/2018, suspendeu o imposto de 7% sobre a produção de energia eléctrica, aprovado em 2012, por um período de seis meses, período este que decorre entre o início de Outubro de 2018 e o final de Março de 2019. A suspensão deste imposto corresponde à suspensão do evento extramercado verificado na União Europeia e considerado para efeitos da determinação do valor do "clawback".

Na sequência da suspensão temporária do imposto sobre a produção de energia eléctrica em Espanha:

- Foi aprovado o Despacho n.º 895/2019, de 23 de Janeiro, que estabelece a suspensão do "Clawback" pelo período de 6 meses a contar de 1 de Outubro de 2018;
- O Documento de Tarifas e Preços para 2019, publicado a 17 de Dezembro de 2018, estima um valor a pagar a título de "Clawback" de 4,18€/MWh, a aplicar após o termo do período de suspensão (mais concretamente a partir de 6 de Abril de 2019);
- A ERSE comunicou à EDP Produção que deve ser suprimida ou anulada qualquer faturação do "clawback" relativa ao período de suspensão referido;
- A Lei de Orçamento de Estado para 2019 previu que "o Governo procede, até final do primeiro trimestre de 2019, à revisão do mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de electricidade em Portugal, previsto nos termos do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de Junho, adaptando-o às novas regras do Mercado Ibérico de Electricidade, com o objectivo de criação de mecanismos regulatórios harmonizados, que reforcem a concorrência e a protecção dos consumidores".

Serviços de sistema

A 10 de Junho de 2017, e no seguimento do Despacho n.º 10840/2016 sobre as conclusões da auditoria efectuada para apurar a existência de um risco de sobrecompensação no modo de cálculo da revisibilidade dos CMEC, a ERSE esclareceu que prosseguiria nos termos das suas atribuições e competências, a monitorização do mercado de serviços de sistema e que integraria as conclusões da referida auditoria, na parte em que estas devessem ser consideradas, no parecer ao cálculo da revisibilidade anual de 2016.

Em 5 de Setembro de 2017, o Grupo EDP recebeu uma notificação da Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG) informando que, na sequência do relatório da referida auditoria e das recomendações da ERSE, iria submeter à Secretaria de Estado da Energia um projecto de decisão com vista à dedução na cálculo das tarifas para o ano de 2018 do valor de 72,9 milhões de Euros, como dedução à revisibilidade de 2016 na sequência de sobrecompensação no mercado de serviços de sistema das centrais que beneficiaram deste mecanismo nos anos de 2009 a 2014. A DGEG solicitou à EDP Produção que se pronunciasse em sede de Audiência dos Interessados.

Em 20 de Setembro de 2017, a EDP Produção respondeu à solicitação reiterando a sua convicção de que o relatório de auditoria em questão tem incorrecções e limitações graves e apresentando os seus argumentos suportados por um estudo de uma entidade independente. De referir que a ERSE, nas tarifas para 2018 publicadas no dia 15 de Dezembro de 2017, apesar de não incluir qualquer dedução ao valor da Revisibilidade de 2016, mencionava que a sobrecompensação identificada deveria ser repercutida no ajustamento final dos CMEC a ser homologado.

Em 3 de Maio de 2018, com a homologação do valor do ajustamento final, verificou-se a não inclusão de qualquer dedução a este respeito, remetendo-se para mais tarde uma decisão sobre este tema.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

O Grupo EDP considera que a EDP Produção não beneficiou de qualquer sobrecompensação no mercado de serviços de sistema entre 2009 e 2014, que actuou de acordo com o enquadramento legal em vigor e que qualquer estratégia distinta da adoptada levaria a perdas para o Grupo EDP. Tendo por base estes argumentos, o Grupo não registou qualquer efeito decorrente desta situação nas demonstrações financeiras de 2017, nem considerou nenhuma alteração a esta posição nas demonstrações financeiras de 31 de Dezembro de 2018. No entanto, caso o Estado venha a determinar que existiu uma sobrecompensação das centrais a operar em regime de CMEC pela sua participação no mercado de serviços de sistema, poderão existir correcções significativas no montante da revisibilidade anual de 2016 ou do ajustamento final do CMEC que se encontram registados nas demonstrações financeiras com referência a 31 de Dezembro de 2018 e consequentemente na Demonstração da posição financeira e nos resultados desse período. Caso se venha a verificar, por esta via, alguma correcção do ajustamento final dos CMEC, é intenção do Grupo EDP avaliar todos os meios ao seu alcance que melhor defenderão os seus interesses e os dos seus accionistas.

Ainda relativamente ao tema dos serviços de sistema, é de referir que a Autoridade da Concorrência (AdC) adoptou, em 3 de Setembro de 2018, uma Nota de Ilícitude, nos termos da qual acusa a EDP Produção de abuso de posição dominante no mercado de banda de regulação secundária. A AdC alega que a EDP Produção restringiu a oferta de um segmento do Sistema Eléctrico (o serviço de banda de regulação secundária ou de telerregulação) entre 2009 e 2013, limitando a oferta de capacidade das suas centrais em regime CMEC em benefício das centrais em regime de mercado, de modo a ser duplamente beneficiada, em prejuízo dos consumidores. A AdC estima que a alegada prática da EDP Produção tenha gerado um dano para o sistema eléctrico nacional e para os consumidores de cerca de 140 milhões de Euros. A AdC salienta que a adopção de uma Nota de Ilícitude não determina o resultado final desta investigação, iniciada em Setembro de 2016. Em 28 de Novembro de 2018, a EDP Produção exerceu o seu direito de audição e defesa em relação ao ilícito que lhe foi imputado e às sanções em que poderá incorrer, isto é, apresentou resposta à Nota de Ilícitude.

Aspectos Inovatórios

A 9 de Julho de 2018, a EDP foi notificada, no âmbito de audiência de interessados promovida pela DGEG, para se pronunciar sobre a possibilidade de aquela Direcção propor ao Secretário de Estado da Energia a devolução de um valor associado a alegados "aspectos inovatórios" introduzidos pelo regime CMEC face aos CAE de até um montante máximo de 357,9 milhões de Euros. De acordo com a DGEG este montante estaria associado à não previsão legal de testes à disponibilidade das centrais CMEC (285 milhões de Euros) e à questão de serviços de sistema atrás mencionada (72,9 milhões de Euros).

No dia 26 de Setembro de 2018, a EDP Produção foi notificada do Despacho do SEE de 29 de Agosto, que considera como "aspeto inovatório" o tópico «procedimentos para cálculo do coeficiente de disponibilidade verificado», quantificado em 285 milhões de Euros. Este Despacho refere-se, subentende-se, à alegada ausência de previsão legal de testes de disponibilidade das centrais CMEC. Considerando que o Despacho em causa carece de fundamento técnico, económico e legal, em 8 de Outubro, a EDP Produção apresentou uma reclamação graciosa do mesmo.

Posteriormente, por um lado, por carta da ERSE de 12 de Novembro de 2018, a EDP Produção tomou conhecimento do Despacho do SEE de 4 de Outubro, que, na sequência do Despacho de 29 de Agosto, declarou a nulidade dos ajustamentos anuais na parte em que os mesmos ponderaram o alegado "aspeto inovatório" relativo aos procedimentos para cálculo do coeficiente de disponibilidade. Por outro lado, no Documento de Tarifas e Preços para 2019, a ERSE considerou a devolução de um montante de 90 milhões de Euros relativos a uma parcela dos 285 milhões de Euros referidos, prevendo que as restantes parcelas serão pagas durante um número de anos que permita que os CMEC tenham impacto tarifário nulo, traduzindo-se em 86,5 milhões de Euros nas tarifas de 2020, 86,5 milhões de Euros nas tarifas de 2021 e 21,9 milhões de Euros em 2022.

Sem que tenha entretanto recebido qualquer resposta à reclamação graciosa apresentada, no dia 1 de Fevereiro de 2019, a EDP Produção impugnou judicialmente os Despachos de 29 de Agosto e de 4 de Outubro, juntamente com o Documento de Tarifas e Preços para 2019, quanto à parte referida.

Apesar do Grupo EDP considerar que não existiram quaisquer aspectos inovatórios ponderados nos ajustamentos dos CMEC, reflectiu este aspecto nas demonstrações financeiras de 31 de Dezembro de 2018, reconhecendo uma provisão de 285 milhões de Euros.

5. Políticas de Gestão do Risco Financeiro

Gestão do risco financeiro

As actividades do Grupo EDP expõem-no a uma variedade de riscos financeiros, incluindo os efeitos de alterações de preços de mercado, taxas de câmbio e taxas de juro. A exposição do Grupo EDP a riscos financeiros reside essencialmente na sua carteira de dívida, nos investimentos realizados e na variabilidade dos preços das commodities, resultando em riscos de taxa de juro, de taxa de câmbio e de preços de mercado. O estado e a evolução dos mercados financeiros são analisados regularmente em consonância com a política de gestão de riscos do Grupo EDP. De forma a minimizar potenciais efeitos adversos na sua performance financeira, são utilizados instrumentos financeiros derivados para cobertura do risco de taxa de juro e/ou de taxa de câmbio e de preços de mercado.

A gestão de riscos financeiros da EDP, S.A. e de outras entidades do Grupo EDP é efectuada centralmente pela EDP, S.A., de acordo com as políticas aprovadas pelo Conselho de Administração Executivo. A Direcção Financeira e a Unidade de Negócio de Gestão de Energia identificam, avaliam e remetem à aprovação do Conselho de Administração Executivo mecanismos de cobertura apropriados a cada exposição. O Conselho de Administração Executivo tem a responsabilidade de definir os princípios gerais de gestão de riscos, bem como os limites de exposição.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Ao nível das subsidiárias do Brasil, a gestão dos riscos financeiros inerentes à variação das taxas de juro, das taxas de câmbio e de preços de mercado (commodities) é realizada localmente, conforme regras aprovadas pela Administração da EDP - Energias do Brasil e alinhadas com os princípios definidos pelo Grupo EDP para esta área geográfica.

Gestão do risco de taxa de câmbio

O Grupo EDP opera internacionalmente, encontrando-se exposto ao risco cambial resultante da evolução de várias moedas, nomeadamente: Dólar Americano (USD), Real Brasileiro (BRL), Leu Romeno (RON), Zloty da Polónia (PLN), Dólar Canadiano (CAD) e Libra Esterlina (GBP). Actualmente, a exposição ao risco de flutuação cambial do USD/EUR, PLN/EUR, RON/EUR, CAD/EUR e GBP/EUR resulta essencialmente dos investimentos efectuados pelo Grupo em parques eólicos (e, em alguns casos, solares) nos EUA, na Polónia, na Roménia, no Canadá e no Reino Unido, respectivamente. A exposição ao risco de flutuação cambial do BRL/EUR resulta dos investimentos efectuados pelo Grupo na EDP Energias do Brasil e na EDP Renováveis Brasil. A maioria destes investimentos foi financiada com dívida contratada na respectiva moeda local, permitindo assim mitigar o risco cambial associado a estes activos, e complementando, em alguns casos, com a contratação de derivados financeiros para cobertura da exposição cambial do investimento líquido.

É política do Grupo EDP contratar instrumentos financeiros derivados para cobertura do risco cambial com características semelhantes às dos activos ou passivos cobertos. Estas operações são reavaliadas e acompanhadas durante a sua vida útil e, periodicamente, é avaliada a sua eficácia na prossecução do objectivo de controlo e cobertura do risco que lhe deu origem.

As subsidiárias brasileiras expostas à flutuação cambial USD/BRL, através de endividamento em USD, utilizam instrumentos financeiros derivados como instrumentos de cobertura deste risco. Adicionalmente, os investimentos do Grupo nas subsidiárias brasileiras da EDP Energias do Brasil, cujos activos líquidos são denominados em BRL e portanto expõem o Grupo ao risco de conversão cambial para o Euro, são acompanhados no que respeita à evolução do câmbio BRL/EUR.

Análise de sensibilidade - Taxa de câmbio

No que respeita aos instrumentos financeiros que resultam numa exposição ao risco cambial, uma alteração de 10% no câmbio do Euro face ao Dólar, com referência a 31 de Dezembro de 2018 e 2017, iria originar um acréscimo/(redução) nos resultados e/ou capitais próprios do Grupo EDP, nos seguintes montantes:

Milhares de Euros	Dez 2018			
	Resultados		Capitais Próprios	
	+10%	-10%	+10%	-10%
USD	62.728	-76.668	-123.197	150.574
	62.728	-76.668	-123.197	150.574

Milhares de Euros	Dez 2017			
	Resultados		Capitais Próprios	
	+10%	-10%	+10%	-10%
USD	10.535	-12.876	-14.214	17.373
	10.535	-12.876	-14.214	17.373

Esta análise assume que todas as outras variáveis, em particular as taxas de juro, se mantêm constantes.

Gestão do risco de taxa de juro

A política de gestão de risco de taxa de juro tem como objectivo mitigar os impactos, resultantes de flutuações das taxas de mercado, nos encargos financeiros dos financiamentos contratados.

No contexto dos financiamentos a taxa variável, o Grupo EDP recorre, sempre que o entenda necessário, à contratação de instrumentos financeiros derivados de taxa de juro para cobertura dos fluxos de caixa associados a pagamentos futuros de juros, que têm o efeito de converter os empréstimos de taxa de juro variável em empréstimos de taxa de juro fixa.

As dívidas de longo prazo contraídas a taxas fixas são, sempre que se justifique, convertidas para taxas variáveis através de instrumentos financeiros derivados de taxa de juro, com o intuito de os ajustar às condições do mercado.

Todas as operações são realizadas sobre passivos existentes na carteira de dívida do Grupo EDP e configuram, na sua maioria, coberturas perfeitas, resultando num elevado grau de correlação entre as variações de justo valor do instrumento de cobertura e as variações de justo valor do risco de taxa de juro ou dos fluxos de caixa futuros.

O Grupo EDP detém uma carteira de instrumentos financeiros derivados de taxa de juro cujos vencimentos variam até 10 anos. A Direcção Financeira do Grupo efectua estimativas de sensibilidade do justo valor dos instrumentos financeiros a variações nas taxas de juro. A 31 de Dezembro de 2018, após o efeito de cobertura dos derivados, 56% dos passivos do grupo encontram-se com taxa fixa.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Análise de sensibilidade - Taxas de juro (excluindo actividade no Brasil)

Tendo por base a carteira de dívida contratada pelo Grupo, com excepção do Brasil, e os respectivos instrumentos financeiros derivados utilizados para cobertura do risco de taxa de juro associado, uma alteração de 50 pontos base na taxa de juro com referência a 31 de Dezembro de 2018 e 2017, iria originar um acréscimo/(redução) nos resultados e/ou capitais próprios do Grupo EDP, nos seguintes montantes:

Milhares de Euros	Dez 2018			
	Resultados		Capitais Próprios	
	50 pb acrécimo	50 pb redução	50 pb acrécimo	50 pb redução
Efeito "cash flow":				
Dívida coberta	-14.052	14.052	-	-
Dívida não coberta	-7.354	7.354	-	-
Efeito justo valor:				
Derivados cobertura de fluxos de caixa	-	-	6.202	-7.544
Derivados de negociação (óptica contabilística)	-2.222	1.406	-	-
	-23.628	22.812	6.202	-7.544

Milhares de Euros	Dez 2017			
	Resultados		Capitais Próprios	
	50 pb acrécimo	50 pb redução	50 pb acrécimo	50 pb redução
Efeito "cash flow":				
Dívida coberta	-14.821	14.821	-	-
Dívida não coberta	-13.664	13.664	-	-
Efeito justo valor:				
Derivados cobertura de fluxos de caixa	-	-	10.607	-12.361
Derivados de negociação (óptica contabilística)	-105	-4.754	-	-
	-28.590	23.731	10.607	-12.361

Esta análise assume que todas as outras variáveis, em particular as taxas de câmbio, se mantêm constantes.

Brasil - Gestão dos riscos de taxa de câmbio e taxa de juro

Para efeitos de gestão do risco nas subsidiárias do Brasil são realizados testes de stress e análises de sensibilidade. Através destas duas ferramentas é realizada a monitorização do impacto financeiro em diferentes cenários de mercado.

Para a análise de sensibilidade são avaliadas as exposições do portfólio de operações através de variações de 25% e 50% nos principais factores de risco, taxas de juro e de câmbio. O teste de stress é realizado sobre o justo valor das operações e utiliza como premissa as projecções de curva de taxa de juro das principais crises que afectaram o mercado no Brasil.

Brasil - Análise de sensibilidade - Taxa de câmbio

As subsidiárias do Brasil apenas se encontram expostas ao risco cambial do Dólar Americano face ao Real Brasileiro, decorrente de dívida em Dólar Americano, exposição esta que se encontra coberta por completo através de operações de "Cross Currency Interest Rate Swap".

Brasil - Análise de sensibilidade - Taxas de juro

Tendo por base o portfólio de operações, uma alteração de 25% nas taxas de juro a que as subsidiárias do Brasil se encontram expostas teria impacto no Grupo EDP Energias do Brasil, com referência a 31 de Dezembro de 2018 e 2017, nos seguintes montantes:

Milhares de Euros	Dez 2018	
	+ 25%	- 25%
Instrumentos financeiros activos	6.957	-6.957
Instrumentos financeiros passivos	-60.614	66.225
Instrumentos financeiros derivados	-225	298
	-53.882	59.566

Milhares de Euros	Dez 2017	
	+ 25%	- 25%
Instrumentos financeiros activos	5.793	-5.793
Instrumentos financeiros passivos	-81.950	82.494
Instrumentos financeiros derivados	-1.333	1.351
	-77.490	78.052

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Gestão do risco de crédito de contraparte

A política do Grupo EDP (ver nota 2 e)), em termos de risco de contraparte das operações financeiras, rege-se pela análise da capacidade técnica, competitividade, notação de risco de crédito e exposição a cada contraparte, procurando evitar concentrações significativas de risco de crédito. As contrapartes dos instrumentos financeiros derivados são instituições de elevada notação de crédito, não se atribuindo um risco significativo de incumprimento da contraparte e não sendo tipicamente exigidas garantias ou outros colaterais neste tipo de operações.

O Grupo EDP tem procedido à documentação das operações financeiras realizadas de acordo com "standards" internacionais. Neste sentido, a generalidade das operações com instrumentos financeiros derivados são contratadas ao abrigo de "ISDA Master Agreements".

O valor a receber de clientes é essencialmente gerado pelas operações do Grupo em Portugal, Espanha e Brasil, com uma base de clientes bastante diversificada, quer em termos geográficos, quer ao nível de segmentos (clientes do sector empresarial, particulares e do sector público), quer em termos de dimensão (Comercializadores de energia, "Business to Business" (B2B), e "Business to Consumer" (B2C)). A EDP está presente em 16 países, contando com cerca de 9,8 milhões de clientes de energia eléctrica e 1,6 milhões de clientes de gás, sendo que por norma a relação contractual com a contraparte é de longa duração.

A exposição máxima ao risco de crédito de clientes por tipologia de contraparte detalha-se da seguinte forma:

Milhares de Euros	Dez 2018	Dez 2017
Cientes do sector empresarial e particulares:		
Comercializadores	102.418	99.284
B2B	482.338	670.483
B2C	356.421	408.901
Outros	107.818	122.249
	<u>1.048.995</u>	<u>1.300.917</u>
Cientes sector público:		
Dívida protocolada	41.280	53.420
Dívida não protocolada	170.551	131.916
	<u>211.831</u>	<u>185.336</u>
	<u>1.260.826</u>	<u>1.486.253</u>

Os Clientes por mercados geográficos, para o Grupo EDP, são analisados como segue:

Milhares de Euros	Dez 2018					
	Portugal	Espanha	Brasil	EUA	Outros	Grupo
Cientes do sector empresarial e particulares	446.708	116.806	447.513	10.662	32.312	1.054.001
Cientes sector público	135.623	12.988	57.120	-	1.094	206.825
	<u>582.331</u>	<u>129.794</u>	<u>504.633</u>	<u>10.662</u>	<u>33.406</u>	<u>1.260.826</u>

Milhares de Euros	Dez 2017					
	Portugal	Espanha	Brasil	EUA	Outros	Grupo
Cientes do sector empresarial e particulares	546.871	211.438	496.392	14.076	32.140	1.300.917
Cientes sector público	90.656	37.503	56.541	-	636	185.336
	<u>637.527</u>	<u>248.941</u>	<u>552.933</u>	<u>14.076</u>	<u>32.776</u>	<u>1.486.253</u>

Os valores a receber de comercializadores concentram-se essencialmente em Portugal, no Brasil e no Grupo EDP Renováveis, sendo que se detalha da seguinte forma:

- Em Portugal, estas contrapartes apresentam um prazo médio de recebimento bastante reduzido, normalmente esse prazo ascende a aproximadamente 20 dias, sendo que estas entidades estão ao abrigo da regulação do sector que define a prestação de cauções obrigatórias de forma a reduzir o risco de crédito. As cauções prestadas são actualizadas com base na média das vendas mensais do último trimestre, que reforça um perfil de risco baixo;

- No Brasil, refere-se, substancialmente a: (i) valores facturados de venda de energia eléctrica a concessionárias revendedoras e empresas comercializadoras; (ii) valores a receber relativos à energia comercializada na Câmara de Comercialização de Energia Eléctrica - CCEE; e (iii) encargos de uso da rede eléctrica;

- Na EDPR EU, os maiores clientes são operadores e distribuidores no mercado de energia em cada um dos respectivos países. O risco de crédito não é significativo tendo em conta o reduzido prazo médio de recebimentos e a qualidade das contrapartes. Adicionalmente, o risco da contraparte advém dos países que definem os incentivos à energia renovável, que usualmente é tratado como um risco regulatório; e

- Na EDPR NA, os maiores clientes são "utilities" reguladas e agências de mercado regionais. Tal como na Europa, o risco de crédito não é significativo tendo em conta o reduzido prazo médio de recebimentos e a qualidade das contrapartes. Contudo, a exposição aos clientes de contratos de longo prazo advém igualmente do "mark-to-market" desses contratos. Esta exposição é mitigada através duma avaliação detalhada da contraparte antes da assinatura de qualquer contrato de longo prazo e pela requisição de colaterais, dependendo da exposição e do "rating".

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

No que respeita aos restantes valores a receber de clientes do sector empresarial e particular, resultantes da actividade corrente do Grupo EDP, o risco de crédito resulta essencialmente de incumprimento por parte de clientes, cuja exposição está limitada ao fornecimento a ocorrer até à data possível de interrupção de fornecimento. Uma criteriosa análise do risco de crédito de clientes na fase de contratação, associada ao elevado número de clientes e sua diversidade em termos de sector de actividade são alguns dos principais factores que mitigam o risco de concentração de crédito em contrapartes.

Os valores a receber de clientes do sector público incluem valores a receber de dívida protocolada que, pelo facto de a contraparte ser uma entidade pública e ter já reconhecido o crédito através de protocolos de pagamento, apresentam um risco mais reduzido. Esta dívida apresenta igualmente dívida não protocolada que decorre da normal actividade de fornecimento de energia semelhante ao descrito para o sector empresarial e particular.

Relativamente à antiguidade a 31 de Dezembro de 2017, a dívida de clientes é analisada como se segue:

Milhares de Euros	Dez 2017
Dívida de clientes vencida mas sem imparidade:	
Menos de 3 meses	318.938
Entre 3 a 6 meses	30.045
Entre 6 a 12 meses	9.995
Mais de 12 meses	14.810
	<u>373.788</u>
Dívida de clientes em imparidade	<u>367.838</u>
Dívida de clientes não vencida e sem imparidade	<u>1.112.465</u>
	<u>1.854.091</u>

A Dívida de clientes não vencida e sem imparidade inclui dívida de clientes com acordos ou protocolos de pagamento.

A antiguidade da Dívida de clientes vencida mas sem imparidade pode variar significativamente consoante o tipo de cliente (sector empresarial e particulares ou público).

Conforme referido na política contabilística apresentada na nota 2 e), as perdas por imparidade são apuradas através da abordagem simplificada prevista na IFRS 9, com base em perdas esperadas até à maturidade.

No que respeita às dívidas de terceiros resultantes da actividade corrente do Grupo EDP, o risco de crédito resulta essencialmente da obrigatoriedade legal da continuidade de fornecimento de electricidade de baixa tensão com atrasos usuais no pagamento. A análise exigente do risco de crédito feita para os novos clientes bem como o elevado número de clientes e a sua diversidade em termos de sector de actividade, assim como o grande volume de clientes residenciais, são factores que mitigam o risco de concentração de crédito em contrapartes.

O Grupo EDP considera que o valor que melhor representa a exposição do Grupo ao risco de crédito corresponde ao valor contabilístico de Clientes e de Activos resultantes dos contratos de venda de energia, líquido de perdas por imparidade registadas. O Grupo considera que a qualidade do crédito destes valores a receber é adequada e que não existem perdas por imparidade significativas por reconhecer.

A 31 de Dezembro de 2018, de acordo com a metodologia de determinação de perdas por imparidade inerente a saldos por valores a receber do sector eléctrico, não foi registada qualquer perda por imparidade. Os níveis de risco considerados para os valores a receber do sector eléctrico foram equiparados aos riscos país de Brasil, Espanha e Portugal, os quais têm elevadas notações de crédito.

A exposição máxima ao risco de crédito de activos contratuais inerentes à venda de energia e de activos a receber do sector eléctrico detalha-se da seguinte forma:

Milhares de Euros	Dez 2018	Dez 2017
Activos contratuais inerentes à venda de energia:		
Activos resultantes dos contratos de venda de energia	1.218.307	1.015.112
	<u>1.218.307</u>	<u>1.015.112</u>
Valores a receber do sector eléctrico:		
Valores a receber por desvios tarifários - Electricidade	335.156	947.435
Valores a receber no âmbito do CMEC	832.424	1.024.762
Valores a receber por Concessões - IFRIC 12	935.237	1.290.348
	<u>2.102.817</u>	<u>3.262.545</u>
	<u>3.321.124</u>	<u>4.277.657</u>

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Gestão do risco de liquidez

O Grupo EDP efectua a gestão do risco de liquidez através da contratação e manutenção de linhas de crédito e facilidades de financiamento com compromisso de tomada firme, junto de instituições financeiras internacionais com elevada qualidade creditícia, bem como manutenção de depósitos bancários, que permitem acesso imediato a fundos. As linhas de crédito são utilizadas em complemento de programas de emissão de papel comercial nacional e internacional, que permitem diversificar as fontes de financiamento de curto prazo do Grupo EDP (ver nota 33).

Gestão dos riscos nos mercados de energia

No âmbito da sua actuação no mercado Ibérico de electricidade, o Grupo EDP compra combustíveis para produção de energia eléctrica e vende-a como resultado do despacho dos seus centros produtores tanto em mercados organizados (OMIE e OMIP) como a terceiros. O Grupo encontra-se assim, desde Julho de 2017, com toda a produção de electricidade exposta aos riscos do mercado de energia. Anteriormente, um conjunto de centros produtores de electricidade, apesar de operar em mercado, tinha a sua remuneração regulada pela legislação dos CMEC. Nestes centros produtores a variabilidade da margem de exploração era determinada, essencialmente, pela diferença entre os preços realizados em mercado e os índices de referência definidos nestes contratos.

Em resultado desta actividade de gestão de energia, o Grupo EDP tem uma carteira de operações relativas a energia eléctrica, emissões de CO₂ e combustíveis (carvão e gás). A gestão desta carteira é efectuada com recurso à contratação de operações, com liquidações financeiras e físicas, nos mercados energéticos a prazo. Estas operações têm como objectivo reduzir a volatilidade do impacto económico proveniente das posições geridas e, acessoriamente, aproveitar oportunidades de arbitragem ou "positioning" dentro dos limites de negociação aprovados pelo Conselho de Administração Executivo. Os instrumentos financeiros negociados incluem "swaps" (electricidade, carvão e gás) e de futuros para fixação de preços.

A actividade de gestão de energia está sujeita a um conjunto de variáveis que são identificadas e classificadas em função das suas características de incerteza (ou risco) comuns. Destes riscos, destacam-se os relacionados com a evolução dos preços de mercado (electricidade e combustíveis) e com a variabilidade dos volumes de produção hídrica (risco de preço e volume), assim como o risco de crédito das contrapartes.

A monitorização dos riscos, tanto de preço e volume como de crédito, passa pela sua quantificação em medidas associadas a posições em risco passíveis de serem ajustadas através de operações de mercado. Esta quantificação é realizada por modelos específicos que valorizam as posições de forma a avaliar a perda máxima que se pode incorrer com uma dada probabilidade e num determinado horizonte de tempo.

A gestão dos riscos é realizada de acordo com as estratégias definidas pelo Conselho de Administração Executivo, que são objecto de revisão periódica em função da evolução da actividade e que têm como finalidade alterar o perfil das posições de forma a adequá-las aos objectivos de gestão estabelecidos.

O acompanhamento dos riscos é efectuado através de um conjunto alargado de acções que envolvem a monitorização diária dos diferentes indicadores de risco, das operações caracterizadas nos sistemas e dos limites prudenciais atribuídos por área de gestão e componentes de risco, e também de exercícios regulares de "backtesting" e da validação complementar dos modelos e dos pressupostos utilizados. Este acompanhamento permite, não só assegurar a efectividade da implementação das estratégias seguidas, como também proporcionar elementos que possibilitam a tomada de iniciativas para, caso seja necessário, proceder à sua correcção.

Como principal indicador para medir os riscos de preço e volume utiliza-se a margem em risco (P@R), que estima o impacto da variação dos diferentes factores de risco (preço da electricidade e hidráulidade) na margem do próximo ano, correspondendo o P@R à diferença entre a margem esperada e um cenário pessimista com uma probabilidade de ocorrência de 5% (intervalo de confiança de 95%), tendo em conta um horizonte temporal de 1 ano. De referir que se consideram tanto os volumes certos como os que, apesar de incertos, são expectáveis, designadamente a produção das centrais e os correspondentes consumos de combustíveis. A distribuição do P@R por factor de risco é a seguinte:

Milhares de Euros	Distribuição do P@R por factor de risco	
	Dez 2018	Dez 2017
Factor de risco		
Negociação	40.000	3.800
Carvão	23.000	52.000
Gás	9.000	12.000
CO ₂	43.000	19.000
Electricidade	90.000	39.000
Hidraulicidade	414.000	153.000
Efeito de diversificação	-237.000	-146.000
	382.000	132.800

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Relativamente ao risco de crédito, a quantificação da exposição considera o montante e tipo de transacção (p. ex. "swap" ou "forward"), a notação de risco da contraparte que depende da probabilidade de incumprimento, e o valor esperado do crédito a recuperar, que varia em função das garantias recebidas ou da existência de acordos de "netting". A exposição do Grupo EDP por notação de risco de crédito é analisada como se segue:

	Dez 2018	Dez 2017
Notação de risco de crédito (S&P)		
AAA a AA-	0,16%	-
A+ a A-	34,87%	63,68%
BBB+ a BBB-	61,12%	31,54%
BB+ a B-	0,87%	0,93%
Sem "rating" atribuído	2,98%	3,85%
	100,00%	100,00%

Gestão de capital

A EDP não é uma entidade sujeita a regulação em termos de rácios de capital ou rácios de solvência. Nessa medida, a gestão do capital é efectuada no âmbito do processo de gestão de riscos financeiros da entidade.

Adicionalmente, a gestão descreve nesta vertente os seus objectivos estratégicos, políticas e processos para gerir riscos, incluindo financeiros, nos capítulos:

02 Abordagem Estratégica

2.2.2 Cumprimento das linhas estratégicas - Desalavancagem Financeira; e

2.3 Gestão de Risco: Principais Riscos - Financeiros; Apetite ao Risco - Financeiros.

04 Governo da Sociedade

53 Identificação e descrição dos principais tipos de risco - Riscos Financeiros.

O objectivo do Grupo relativamente à gestão de capital é o de salvaguardar a continuidade do Grupo, crescer sustentavelmente de forma a cumprir os objectivos estabelecidos e manter uma estrutura óptima de capital de forma a reduzir o custo do capital.

Em conformidade com outros Grupos que operam neste sector, o Grupo controla a sua estrutura de financiamento com base em diversos mecanismos e rácios de controlo.

6. Perímetro de Consolidação

Durante o ano de 2018 ocorreram as seguintes alterações no perímetro de consolidação do Grupo EDP:

Empresas adquiridas:

- A EDP Renewables Italia Holding, S.r.L. adquiriu 100% da empresa Breva Wind S.r.L. no primeiro trimestre de 2018 e 100% da empresa Sarve, S.r.L. no terceiro trimestre de 2018. Estas operações foram enquadradas como uma aquisição de activos fora do âmbito da IFRS 3 – Combinações de actividades empresariais devido à substância da transacção, ao tipo de activos adquiridos e ao estado bastante inicial dos projectos.
- A EDP Renováveis Brasil, S.A. adquiriu 100% das empresas Central Eólica Aventura III, S.A., Central Eólica Aventura IV, S.A., Central Eólica Aventura V, S.A., Central Eólica SRMN I, S.A., Central Eólica SRMN II, S.A., Central Eólica SRMN III, S.A. e Central Eólica SRMN IV, S.A. no primeiro trimestre de 2018, 100% das empresas Central Eólica SRMN V, S.A., Central Eólica Monte Verde I, S.A., Central Eólica Monte Verde II, S.A., Central Eólica Monte Verde III, S.A., Central Eólica Monte Verde IV, S.A. e Central Eólica Monte Verde V, S.A. no terceiro trimestre de 2018 e, 100% das empresas Central Solar Pereira Barreto I, Ltda., Central Solar Pereira Barreto II, Ltda., Central Solar Pereira Barreto III, Ltda., Central Solar Pereira Barreto IV, Ltda. e Central Solar Pereira Barreto V, Ltda. no quarto trimestre de 2018. Estas operações foram enquadradas como uma aquisição de activos fora do âmbito da IFRS 3 – Combinações de actividades empresariais devido à substância da transacção, ao tipo de activos adquiridos e ao estado bastante inicial dos projectos.
- No primeiro trimestre de 2018, a EDP - Energias do Brasil, S.A. adquiriu 14,46% do capital social da empresa Centrais eléctricas de Santa Catarina, S.A. - Celesc. No segundo trimestre de 2018, com a realização do leilão da Oferta Pública Voluntária para aquisição de acções preferenciais de emissão da Celesc, a EDP energias do Brasil, S.A. passou a deter 2.427.820 acções preferenciais, que somadas a 5.140.868 acções ordinárias, representam 19,62% do capital social. No decorrer do quarto trimestre de 2018, a A EDP - Energias do Brasil S.A. adquiriu acções preferenciais adicionais de emissão da Celesc. Dessa forma, a Companhia passou a deter 3.945.820 acções preferenciais, acrescidas a 5.140.868 acções ordinárias, que somadas representam 23,56% do capital social da Celesc.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Com referência à data de aquisição por parte da EDP - Energias do Brasil, S.A., o Grupo EDP procedeu à determinação do justo valor dos activos adquiridos e dos passivos assumidos, tendo por base uma avaliação efectuada por uma entidade externa independente. A versão preliminar desta avaliação determinou o justo valor dos activos líquidos da Celesc como segue:

Milhares de Reais	
Valor pago (14,46% da participação)	244.004
Valor pago (5,16% da participação)	53.730
Valor pago (3,94% da participação)	63.653
Total pago	361.387
Justo valor dos activos líquidos da Celesc em 31/03/2018	1.896.448
Justo valor dos activos líquidos adquiridos (19,62%)	372.129
Justo valor dos activos líquidos da Celesc em 31/12/2018	2.010.402
Justo valor dos activos líquidos adquiridos (3,94%)	79.120
Custos com a aquisição	-10.982
Ganho líquido com a aquisição	78.880
Ganho líquido com a aquisição em milhares de Euros (ver nota 13)	18.314

- A aquisição, pela EDP Renewables Europe, S.L.U., de 100% das empresas Energiaki Arvanikou M.epe e Wind Park Aerorachi A.E. no segundo trimestre de 2018, foi enquadrada como uma aquisição de activos fora do âmbito da IFRS 3 – Combinações de actividades empresariais devido à substância da transacção, ao tipo de activos adquiridos e ao estado bastante inicial dos projectos.
- A aquisição, pela EDPR France Holding, S.A.S., de 100% das empresas La Plaine de Nouaille, S.A.S., Le Chemin de la Corvée, S.A.S., Le Chemin de Saint Druon, S.A.S., Parc Éolien des 7 Domaines, S.A.S. e Parc Éolien de la Côte du Cerisat, S.A.S., no terceiro trimestre de 2018, foi enquadrada como uma aquisição de activos fora do âmbito da IFRS 3 – Combinações de actividades empresariais devido à substância da transacção, ao tipo de activos adquiridos e ao estado bastante inicial dos projectos.
- A EDP Renováveis Brasil, S.A. adquiriu 100% do capital social das empresas Aventura Holding, S.A. e SRMN Holding, S.A., no terceiro trimestre de 2018 e 100% do capital social das empresas Central Eólica Jerusalém I, S.A., Central Eólica Jerusalém II, S.A., Central Eólica Jerusalém III, S.A., Central Eólica Jerusalém IV, S.A., Central Eólica Jerusalém V, S.A., Central Eólica Jerusalém VI, S.A., no quarto trimestre de 2018.
- A EDP Renováveis, S.A. adquiriu 20,19% do capital social da Solar Works! B.V. no terceiro trimestre de 2018.
- A EDP Renewables Polska, Sp. z o.o. adquiriu 100% da empresa Rampton, Sp. z o.o. no quarto trimestre de 2018.
- A EDPR Offshore North America LLC adquiriu 50% da empresa Mayflower Wind Energy LLC no quarto trimestre de 2018.
- O Fundo EDP CleanTech FCR adquiriu 33,3% do capital social da WPVT, S.A. no quarto trimestre de 2018.

Alienação de participações com perda de controlo:

- No terceiro trimestre de 2018, a Moray Offshore Renewable Power Limited concluiu a operação de venda à Delphis Holdings Limited de 33% da sua participação financeira directa e indirecta nas seguintes empresas:
 - Moray West Holdings Limited;
 - Moray Offshore Windfarm (West) Limited.

De acordo com o Pacto de Accionistas e outros contractos relevantes celebrados, foi estabelecido o controlo partilhado sobre a empresa, originando a perda de controlo da mesma e consequente alteração do método consolidação para equivalência patrimonial. Esta alienação com perda de controlo gerou uma mais valia em base consolidada de 314 milhares de Euros, a qual foi registada em resultados.

- No quarto trimestre de 2018, a EDPR Wind Ventures XIX, LLC concluiu a operação de venda à Quatro Wind AquisitionCo LLC de 80% da sua participação financeira directa na 2018 Vento XIX LLC e indirecta nas seguintes empresas: Meadow Lake Wind Farm VI LLC e Prairie Queen Wind Farm LLC, por 58.608 milhares de Euros equivalentes a 69.219 milhares de Dólares Americanos (que corresponde a um valor de venda de 230.000 milhares de Dólares Americanos, acrescido do justo valor dos preços contingentes identificados na operação de 27.296 milhares de Dólares Americanos (ver notas 25 e 38) e deduzido das responsabilidades assumidas de 188.077 milhares de Dólares Americanos (ver nota 37)).

De acordo com o Pacto de Accionistas e outros contractos relevantes celebrados, foi estabelecido o controlo partilhado sobre a empresa, originando a perda de controlo da mesma e consequente alteração do método consolidação para equivalência patrimonial. Esta alienação com perda de controlo gerou uma mais valia de 108.976 milhares de Euros, a qual foi registada em resultados (ver nota 8).

- No quarto trimestre de 2018, a EDP Renewables Canada LP Ltd concluiu a operação de venda à Axiom Quatro NR Wind Limited Partnership de 75% da sua participação financeira directa e indirecta nas seguintes empresas: Nation Rise Wind Farm Gp II Inc. e Nation Rise Wind Farm Limited Partnership, por 6.340 milhares de Euros equivalentes a 9.696 milhares de Dólares Canadianos (que corresponde a um valor de venda de 47.813 milhares de Dólares Canadianos, deduzido do justo valor dos preços contingentes identificados na operação de 36.991 milhares de Dólares Canadianos (ver notas 25 e 38), das responsabilidades assumidas de 1.005 milhares de Dólares Canadianos (ver nota 37) e dos custos de transacção no valor de 121 milhares de Dólares Canadianos).

De acordo com o Pacto de Accionistas e outros contractos relevantes celebrados, foi estabelecido o controlo partilhado sobre a empresa, originando a perda de controlo da mesma e consequente alteração do método consolidação para equivalência patrimonial.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Empresas alienadas e liquidadas:

- A EDP - Energias de Portugal, S.A. procedeu à liquidação da empresa O e M Serviços – Operação e Manutenção Industrial, S.A.
- A EDP Gestão da Produção de Energia, S.A. procedeu à liquidação da empresa EDERG - Produção Hidroelétrica, Lda.
- A Sâvida - Medicina Apoiada, S.A. procedeu à liquidação da empresa SCS - Serviços Complementares de Saúde, S.A.
- A EDP Energias do Brasil, S.A. procedeu à alienação de 51% da sua participação financeira na Costa Rica Energética, Ltda., por 10.130 milhares de Euros e gerou uma mais valia de 5.447 milhares de Euros (ver nota 8).
- A EDP Renewables Italia Holding, S.R.L. procedeu à liquidação das seguintes empresas italianas: Laterza Wind, S.R.L e Castellaneta Wind, S.R.L;
- A EDP Renovables España S.L. procedeu à alienação das participações financeiras de 100% nas empresas Parque Eólico La Estancia S.L. e Parque Eólico Cañete, S.L., que tinham sido constituídas no início do ano.
- A EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A. procedeu à alienação das participações financeiras de 100% nas empresas EDP Small Hydro, S.A. e Pebble Hydro - Consultoria, Investimento e Serviços, Lda. por 79.611 milhares de Euros (que corresponde a um preço de venda de 80.826 milhares de Euros deduzido de custos de transacção no valor de 1.215 milhares de Euros), tendo gerado uma mais valia de 1.542 milhares de Euros.
- A EDP - Energias de Portugal, S.A., a EDP Gestão Produção Energia, S.A. e a EDP Imobiliária e Participações, S.A. procederam à alienação das participações financeiras de 50% na empresa EDP Produção Bioelétrica, S.A., por 40.838 milhares de Euros (que corresponde a um preço de venda de 55.569 milhares de Euros deduzido de 14.731 milhares de Euros de empréstimos), tendo gerado uma mais valia de 23.886 milhares de Euros (ver nota 13).
- A EDP Energias do Brasil, S.A. procedeu à alienação de 100% da sua participação financeira na Santa-Fé Energia, S.A., por 63.632 milhares de Euros equivalentes a 274.076 milhares de Reais (que corresponde a um preço de venda de 275.731 milhares de Reais deduzido de custos de transacção no valor de 1.655 milhares de Reais) e gerou uma mais valia de 26.469 milhares de Euros (ver nota 8).
- A EDP Energias do Brasil, S.A. procedeu à alienação de 100% da sua participação financeira na EDP Pequenas Centrais Hidroelectricas S.A., por 74.822 milhares de Euros equivalentes a 322.271 milhares de Reais (que corresponde a um preço de venda de 325.030 milhares de Reais deduzido de custos de transacção no valor de 2.759 milhares de Reais) e gerou uma mais valia de 50.433 milhares de Euros (ver nota 8).

Empresas fusionadas:

- A EDP Renewables Canada LP Holdings, Ltd. foi fusionada na EDP Renewables Canada Ltd.
- A Gravitangle - Fotovoltaica Unipessoal, Lda. e a Stirlingpower, Unip. Lda. foram fusionadas na EDPR PT - Promoção e Operação, S.A.
- A Villa Castelli Wind, S.R.L. e a Pietragalla Eolico, S.R.L. foram fusionadas na EDPR Villa Galla, S.R.L.

Empresas constituídas:

- 2018 Vento XIX LLC *;
- 2018 Vento XVIII LLC;
- Bayou Bend Solar Park LLC *;
- Blue Bridge Solar Park GP Ltd *;
- Blue Bridge Solar Park LP;
- Bromhead Solar Park GP Ltd *;
- Bromhead Solar Park LP;
- Casa Grande Carmel Solar LLC *;
- Cielo Solar Park LLC *;
- EDP Energia Italia S.R.L.;
- EDP Energie France;
- EDP Energia Polska;
- EDP Renewables Canada Management Services Ltd;
- EDP Renewables Sask SE GP Ltd *;
- EDP Renewables Sask SE Limited Partnership;
- EDP Renewables SH II Project GP Ltd *;
- EDP Renewables SH II Project LP *;
- EDP Ventures Brasil S.A.;
- EDPR Wind Ventures XIX LLC *;
- EDPR Wind Ventures XVIII LLC;
- Halbrite Solar Park GP Ltd *;
- Halbrite Solar Park LP *;
- Headwaters Wind Farm III LLC *;
- Helena Harbor Solar Park LLC *;
- Kennedy Wind Farm GP Ltd *;
- Kennedy Wind Farm LP;
- Leprechaun Solar Park LLC *;
- Lobolly Hill Solar Park LLC *;
- Loki Solar Park LLC *;
- Loma de la Gloria Solar Park LLC *;
- Loyal Wind Farm LLC *;
- Marathon Wind Farm LLC *;
- Meadow Lake Wind Farm VIII LLC *;
- Moray East Holdings Limited;
- Moray West Holdings Limited;
- Nation Rise Wind Farm GP II Inc.;
- Parque Eólico Valdelugo, S.L.;
- Prospector Solar Park LLC *;

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

- Quatro Limited Partnership;
- Quilt Block Wind Farm II LLC *;
- Rye Patch Solar Park LLC *;
- San Clemente Solar Park LLC *;
- Shullsburg Wind Farm LLC *;
- Wrangler Solar Park LLC *.

* O Grupo EDP detém, através da EDP Renováveis e das suas subsidiárias, um conjunto de subsidiárias legalmente constituídas nos Estados Unidos sem capital social e que à data de 31 de Dezembro de 2018 não têm quaisquer activos ou passivos, nem qualquer actividade operacional.

Outras alterações:

- Decorrente do acordo de venda celebrado em 2017, a Moray Offshore Renewable Power Limited concluiu a operação de venda de 20% da sua participação financeira na Moray Offshore Windfarm (East) Limited à Diamond Generation Europe Limited por 20.168 milhares de Euros equivalentes a 17.817 milhares de Libras (que corresponde a um preço de venda de 35.766 milhares de Libras deduzido de 17.751 milhares de Libras de empréstimos e de custos de transacção no valor de 198 milhares de Libras), tendo gerado uma mais valia de 14.688 milhares de Euros no primeiro trimestre de 2018 (ver nota 13). Adicionalmente, a Moray Offshore Renewable Power Limited concluiu a operação de venda de um adicional de 13,4% da Moray East Holdings Limited (nova detentora da empresa Moray Offshore Windfarm (East) Limited) à Diamond Generation Europe Limited, no quarto trimestre de 2018, por 12.864 milhares de Euros o equivalente a 11.381 milhares de Libras (que corresponde a um preço de venda de 54.031 milhares de Libras deduzido de 41.961 milhares de Libras de empréstimos e de custos de transacção no valor de 689 milhares de Libras), tendo gerado uma mais valia de 9.176 milhares de Euros (ver nota 13).
- No segundo trimestre de 2018, a EDP Renewables SGPS, S.A. adquiriu 60% do capital social da Windplus, S.A., a qual detinha anteriormente em 19,4% e onde exercia influência significativa na gestão, sendo por isso consolidada pelo método de equivalência patrimonial. De acordo com o Pacto de Accionistas, foi estabelecido o controlo partilhado sobre a empresa, não originando assim a alteração do método de consolidação de equivalência patrimonial para consolidação integral. Posteriormente, no quarto trimestre de 2018, a EDP Renewables, SGPS, S.A. concluiu a alienação de 25% da sua participação financeira na empresa Windplus, S.A. à Engie Services International, S.A.. Após esta transacção foi estabelecido o controlo partilhado sobre a empresa de acordo com o Pacto de Accionistas, mantendo assim o método de consolidação de equivalência patrimonial.
- Resultante de uma reestruturação societária que originou um novo Pacto de Accionistas, a EDP Inovação, S.A. passou a deter 29,54% do capital social da empresa Veritequip, Equipamentos e Trabalhos Verticais, Lda. Ao abrigo do novo Pacto de Accionistas, a EDP Inovação passou a ter influência significativa na gestão, pelo que a mesma passou a ser consolidada pelo método de equivalência patrimonial.
- Decorrente do acordo de venda celebrado em 2018, a Moray Offshore Renewable Power Limited concluiu a operação de venda de 10% da sua participação financeira na Moray East Holdings Limited à China Three Gorges no quarto trimestre de 2018, por 2.736 milhares de Euros o equivalente a 2.421 milhares de Libras (que corresponde a um preço de venda de 37.564 milhares de Libras deduzido de 35.143 milhares de Libras de empréstimos) (ver nota 43).
- A EDP Renewables Europe S.L. concluiu a operação de venda de 13,5% da sua participação financeira na Éoliennes en Mer Dieppe - Le Tréport, S.A.S. à SRPT SAS, por 39.077 milhares de Euros (que corresponde a um valor de venda de 27.599 milhares de Euros, acrescido do justo valor dos preços contingentes identificados na operação de 16.408 milhares de Euros (ver nota 25) e deduzido de 3.700 milhares de Euros de empréstimos e de custos de transacção no valor de 1.230 milhares de Euros), gerando uma mais valia de 35.210 milhares de euros (ver nota 13).
- A EDP Renewables Europe S.L. concluiu a operação de venda de 13,5% da sua participação financeira na Éoliennes en Mer Îles d'Yeu et de Noirmoutier, SAS à SRPT SAS, por 32.408 milhares de Euros (que corresponde a um valor de venda de 15.053 milhares de Euros, acrescido do justo valor dos preços contingentes identificados na operação de 20.143 milhares de Euros (ver nota 25) e deduzido de 2.020 milhares de Euros de empréstimos e de custos de transacção no valor de 768 milhares de Euros), gerando uma mais valia de 27.885 milhares de euros (ver nota 13).

As empresas incluídas no perímetro de consolidação do Grupo EDP a 31 de Dezembro de 2018 e 2017 estão listadas no Anexo I.

7. Receitas e Custo de Vendas e Serviços de Energia e Outros

A análise de Receitas de vendas e serviços de energia e outros, por sector de actividade, é a seguinte:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Energia eléctrica e acessos	13.732.751	14.328.626	2.846.718	2.417.206
Gás e acessos	701.529	831.090	-	33.159
Vendas de licenças de emissão CO2	-	-	670.171	92.656
Rédito associado a activos afectos a concessões	438.920	422.801	-	-
Outros	404.885	163.470	158.150	163.728
	15.278.085	15.745.987	3.675.039	2.706.749

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

As Receitas de vendas e serviços de energia e outros, por mercados geográficos, para o Grupo, são analisadas como segue:

Milhares de Euros	Dez 2018					
	Portugal	Espanha	Brasil	EUA	Outros	Grupo
Energia eléctrica e acessos	7.106.232	2.856.408	2.942.162	553.137	274.812	13.732.751
Gás e acessos	150.487	551.042	-	-	-	701.529
Rédito associado a activos afectos a concessões	196.559	-	242.361	-	-	438.920
Outros	279.506	47.052	77.186	-	1.141	404.885
	<u>7.732.784</u>	<u>3.454.502</u>	<u>3.261.709</u>	<u>553.137</u>	<u>275.953</u>	<u>15.278.085</u>

Milhares de Euros	Dez 2017					
	Portugal	Espanha	Brasil	EUA	Outros	Grupo
Energia eléctrica e acessos	7.197.552	2.991.007	3.228.983	580.646	330.438	14.328.626
Gás e acessos	234.001	597.089	-	-	-	831.090
Rédito associado a activos afectos a concessões	255.745	-	167.056	-	-	422.801
Outros	44.436	32.163	86.203	-	668	163.470
	<u>7.731.734</u>	<u>3.620.259</u>	<u>3.482.242</u>	<u>580.646</u>	<u>331.106</u>	<u>15.745.987</u>

A rubrica Energia eléctrica e acessos em Portugal inclui, em base consolidada, um proveito no montante líquido de 754.648 milhares de Euros (proveito em 31 de Dezembro de 2017: 1.427.303 milhares de Euros) relativo aos desvios tarifários do período (ver notas 24 e 37). Esta rubrica inclui ainda, no Brasil, um proveito líquido de 61.515 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: proveito líquido de 22.637 milhares de Euros) relativo ao reconhecimento de desvios tarifários do período (ver notas 24 e 37).

Adicionalmente, a rubrica de Energia eléctrica e acessos inclui, em base consolidada, o montante positivo de 62.192 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: montante positivo de 177.582 milhares de Euros) relativo às compensações de equilíbrio contratual (CMEC) resultantes da extinção dos contratos de aquisição de energia (CAE), incluindo um proveito de 1.015 milhares de Euros relativos ao ajustamento final do CMEC (31 de Dezembro de 2017: proveito de 37.727 milhares de Euros), líquido da provisão reconhecida, decorrente da homologação do ajustamento final (ver nota 4).

A rubrica Energia eléctrica e acessos, em base individual, inclui 1.147.717 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 949.144 milhares de Euros) com a venda de energia no âmbito do contrato de compra e venda de energia evolutiva existente entre a EDP, S.A. e a EDP Comercial.

O quadro abaixo detalha as receitas de vendas e serviços de energia e outros mediante a classificação por segmentos reportados (ver nota 50 - Segmentos Operacionais).

Milhares de Euros	Dez 2018					
	Segmentos Reportados				Out Segm / Ajustes	Grupo
	Ibérica	EDP R	EDP Brasil	Total		
Energia eléctrica e acessos	9.877.786	974.902	2.891.008	13.743.696	-10.946	13.732.750
Gás e acessos	701.529	-	-	701.529	-	701.529
Rédito associado a activos afectos a concessões	196.559	-	242.361	438.920	-	438.920
Outros	324.032	3.421	77.185	404.638	248	404.886
	<u>11.099.906</u>	<u>978.323</u>	<u>3.210.554</u>	<u>15.288.783</u>	<u>-10.698</u>	<u>15.278.085</u>

Milhares de Euros	Dez 2017					
	Segmentos Reportados				Out Segm / Ajustes	Grupo
	Ibérica	EDP R	EDP Brasil	Total		
Energia eléctrica e acessos	9.795.452	1.354.455	3.178.030	14.327.937	689	14.328.626
Gás e acessos	831.090	-	-	831.090	-	831.090
Rédito associado a activos afectos a concessões	255.745	-	167.056	422.801	-	422.801
Outros	74.649	2.365	86.203	163.217	253	163.470
	<u>10.956.936</u>	<u>1.356.820</u>	<u>3.431.289</u>	<u>15.745.045</u>	<u>942</u>	<u>15.745.987</u>

As receitas de vendas e serviços de energia e outros são, na sua globalidade, consideradas como "ao longo de um período de tempo" e não "num dado momento".

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

As rubricas de Custo com vendas de energia e outros são analisadas como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Custos com electricidade	7.732.715	7.990.062	2.838.289	2.427.577
Custos com gás	885.988	885.523	-	-
Encargos com activos afectos a concessões	421.911	422.801	-	-
Variação nos inventários e custo das matérias-primas e consumíveis				
Combustíveis, vapor e cinzas	581.994	661.539	-	-
Gás	36.264	115.338	-	33.159
Licenças de emissão de CO2	346.269	108.137	664.278	92.656
Trabalhos para a própria empresa	-2.391	-93.037	-	-
Outros custos	176.153	264.546	12	6
	1.138.289	1.056.523	664.290	125.821
	10.178.903	10.354.909	3.502.579	2.553.398

A rubrica de Custos com electricidade, em base individual, inclui um montante de 1.464.385 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 1.207.504 milhares de Euros) com a aquisição de energia no âmbito do contrato de gestão, compra e revenda de energia existente entre a EDP, S.A. e a EDP Gestão da Produção de Energia, S.A.

No âmbito dos contratos de concessão do Grupo EDP enquadráveis na IFRIC 12, a actividade de construção é subcontratada externamente a entidades especializadas. O rédito e os encargos com a aquisição destes activos são analisados como segue:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Rédito associado a activos afectos a concessões	438.920	422.801
Encargos com activos afectos a concessões		
Subcontratos e materiais diversos	-335.770	-329.866
Custos com pessoal capitalizados (ver nota 10)	-76.924	-84.820
Juros de empréstimos obtidos capitalizados (ver nota 13)	-9.217	-8.115
	-421.911	-422.801

A rubrica Rédito associado a activos afectos a concessões inclui 348.522 milhares de euros (ver nota 17) referente aos activos do Grupo EDP afectos às concessões de distribuição de electricidade em Portugal e no Brasil, decorrente da aplicação do modelo misto. Adicionalmente, inclui ainda o rédito associado ao activo a receber pelo Grupo EDP no âmbito das concessões de transmissão no Brasil (ver nota 24).

A análise das principais variações que ocorreram nas rubricas Receitas e Custo de Vendas e Serviços de Energia e Outros é descrita no Capítulo 3 - Desempenho nomeadamente, no 3.1 - Análise Financeira do Grupo e 3.4 - Análise por área de negócio.

A Directiva 13/2018 de 15 de Dezembro, relativa às tarifas para 2019, veio clarificar a actuação da EDP Distribuição na sua actividade de compra e venda de acesso à rede de transporte (CVART). Neste sentido a sua actuação como agente na totalidade das vertentes do CVART a partir de 15 de Dezembro de 2018 implica o registo prospectivo dos montantes associados pelo líquido, que se estimam numa redução de cerca 1.000 milhões de Euros nas linhas de Vendas e Custo das vendas para o ano de 2019, sem efeitos nos resultados do período.

8. Outros Proveitos

A rubrica de Outros proveitos, para o Grupo, é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Proveitos relativos a parcerias institucionais - EDPR NA (ver nota 36)	185.171	225.568
Ganhos na alienação dos activos do negócio de electricidade e gás	193.159	619.699
Ganhos de indemnizações contratuais e de seguradoras	19.404	17.711
Outros	164.943	174.021
	562.677	1.036.999

A rubrica Proveitos relativos a parcerias institucionais – EDPR NA corresponde ao valor resultante de benefícios fiscais à produção (PTC) e ao investimento (ITC), essencialmente devido às amortizações fiscais aceleradas, relativamente aos projectos Vento I a XVIII, Sol I, Sol II e Blue Canyon I, nos parques eólicos e solares nos EUA (ver nota 36).

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

A 31 de Dezembro de 2018, a rubrica Ganhos na alienação dos activos do negócio de electricidade e gás diz respeito, essencialmente, ao ganho na alienação de 80% da participação detida na empresa 2018 Vento XIX LLC e suas participadas, detidas na totalidade pela EDPR, no montante de 108.976 milhares de Euros, aos ganhos na alienação de 100% das participações detida nas empresas Pequenas Centrais Hidroelétricas S.A. e Santa Fé Energia S.A, no montante de 50.433 milhares de Euros e 26.469 milhares de Euros, respectivamente, e ao ganho na alienação de 51% da Costa Rica Energética, Ltda., no montante de 5.447 milhares de Euros (ver nota 6).

A 31 de Dezembro de 2017, a rubrica Ganhos na alienação dos activos do negócio de electricidade e gás diz respeito, essencialmente, aos ganhos na alienação de 100% da participação financeira na Naturgás Energía Distribución, S.A.U. a um consórcio de investidores institucionais, no montante de 590.873 milhares de Euros, e aos ganhos na alienação de 23,3% do capital social da Moray Offshore Windfarm (East) Limited à Engie, no montante de 28.548 milhares de Euros, que inclui um ganho pela reavaliação da participação retida de 18.666 milhares de Euros.

A rubrica Outros inclui ganhos na actividade resseguradora, recuperação de dívidas incobráveis, ganhos no acerto dos preços contingentes de operações de venda e ganhos na alienação de activos fixos tangíveis.

No terceiro trimestre de 2017, o edifício sede de Lisboa foi utilizado como contribuição em espécie para o Fundo de Actos Médicos e Subsídio de Morte. O preço da transacção, correspondendo à melhor estimativa de justo valor do terreno e do edifício, foi maior que o seu valor contabilístico, o que gerou um ganho de 30.773 milhares de Euros, ao nível do Grupo, e de 19.118 milhares de Euros, ao nível da EDP S.A. (uma vez que o terreno era originalmente propriedade da EDP Distribuição, o seu valor contabilístico ao nível do Grupo EDP era inferior ao seu valor contabilístico na esfera da EDP S.A.). Subsequentemente a esta transacção, a EDP celebrou um contrato de arrendamento por um período de 25 anos (ver nota 16 e 38). Este ganho encontra-se incluído na rubrica de Outros.

9. Fornecimentos e Serviços Externos

A rubrica de Fornecimentos e serviços externos é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Consumíveis e comunicação	41.586	50.610	7.968	8.312
Rendas e alugueres	131.275	128.746	49.689	46.846
Conservação e reparação	388.318	391.452	36.244	35.183
Trabalhos especializados:				
- Actividade Comercial	153.698	175.425	655	601
- Serviços de Informática, Jurídicos e Consultoria	55.463	50.408	7.807	9.801
- Outros Serviços	47.576	50.948	24.890	25.087
Cedência de Pessoal	-	-	8.072	11.932
Outros fornecimentos e serviços	139.045	142.944	25.869	28.740
	956.961	990.533	161.194	166.502

10. Custos com o Pessoal e Benefícios aos Empregados

A rubrica de Custos com o pessoal e benefícios aos empregados é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Custos com o pessoal				
Remuneração dos órgãos sociais	16.250	16.403	6.897	6.518
Remuneração dos colaboradores	471.650	491.730	37.809	35.369
Encargos sobre remunerações	115.174	121.095	9.741	8.982
Prémios de desempenho, assiduidade e antiguidade	80.224	87.069	13.889	16.387
Outros custos	25.004	25.646	301	342
Trabalhos para a própria empresa:				
- Afectos a concessões (ver nota 7)	-76.924	-84.820	-	-
- Outros (ver nota 16)	-60.468	-59.391	-4	-
	570.910	597.732	68.633	67.598
Benefícios aos empregados				
Custos com plano de pensões	28.886	30.814	3.211	3.645
Custos com plano médico e outros benefícios (ver nota 34)	5.591	7.718	234	366
Custo do serviço passado (corte/alterações ao plano de pensões)	17.579	17.426	-	-
Custo do serviço passado (corte/alterações ao plano de médico e outros)	676	770	-	-
Outros	27.898	26.373	2.347	1.900
	80.630	83.101	5.792	5.911
	651.540	680.833	74.425	73.509

Os custos com planos de pensões incluem 13.612 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 15.308 milhares de Euros) relativos a planos de benefícios definidos (ver nota 34) e 15.274 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 15.506 milhares de Euros) relativos a planos de contribuição definida.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Com referência a 31 de Dezembro de 2018, o custo do serviço passado (corte/alterações ao plano) decorre, essencialmente, do acréscimo das responsabilidades no âmbito do programa de redução de efectivos que abrangeu 204 trabalhadores em Portugal, dos quais 56 foram considerados como corte por não cumprirem as condições de passagem à pré-reforma previstas no ACT de 2014 (ver nota 34).

O Grupo EDP distribuiu, no decorrer do ano de 2018, um conjunto de acções próprias a colaboradores (464.358 acções) cujo montante total ascende a 1.393 milhares de Euros.

O detalhe dos trabalhadores do quadro por cargos de direcção/quadros directivos e categoria profissional é apresentado como segue:

	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Conselho de Administração Executivo	9	8	9	8
Quadros directivos	709	750	97	91
Gestores	754	766	24	30
Especialistas	4.369	4.092	381	382
Técnicos de Apoio, Operacionais e Administrativos	5.790	6.041	87	87
	11.631	11.657	598	598

11. Outros Custos e Imparidades de clientes e devedores

As rubricas de Outros custos e Imparidades de clientes e devedores são analisadas como segue:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Outros Custos		
Rendas de concessões pagas às autarquias e outras	283.024	279.279
Impostos directos e indirectos	293.504	326.242
Dívidas incobráveis	12.058	25.640
Imparidades de clientes (ver nota 24)	-	19.692
Imparidades de devedores (ver nota 24)	-	-3.341
Donativos	21.655	20.563
"Write-off" de activos fixos tangíveis - Grupo EDP Renováveis	9.147	5.864
Perdas na alienação dos activos do negócio do gás em Portugal	-	16.370
Outros	95.991	76.453
	715.379	766.762
Imparidades de:		
- Clientes (ver nota 24)	19.450	-
- Devedores (ver nota 24)	1.400	-
	20.850	-

A rubrica Rendas de concessões pagas às autarquias e outras inclui, maioritariamente, as rendas pagas às autarquias no âmbito dos contratos de concessão de distribuição de electricidade em baixa tensão e as rendas pagas aos municípios cuja circunscrição seja abrangida pela zona de influência de centros electroprodutores.

A rubrica Impostos directos e indirectos inclui a taxa de 7% aplicável sobre a produção de electricidade em Espanha a partir de 1 de Janeiro de 2013, na sequência da publicação da Lei 15/2012 de 27 de Dezembro. A variação desta rubrica face ao ano anterior resulta, essencialmente, da entrada em vigor do real Decreto-Ley 15/2018, o qual suspendeu este imposto por um período de seis meses, período este que decorre entre o início de Outubro de 2018 e o final de Março de 2019 (ver nota 4).

Em 2018, o Grupo EDPR procedeu ao abate de activos fixos tangíveis em curso, que se referem maioritariamente ao abandono de projectos em curso na EDPR NA no montante de 8.914 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 335 milhares de Euros).

A rubrica Outros inclui perdas na actividade resseguradora e perdas em activos fixos tangíveis.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

12. Amortizações e Imparidades

A rubrica de Amortizações e imparidades é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Depreciação e imparidade de activos fixos tangíveis (ver nota 16)	1.083.264	1.316.557	27.667	21.404
Amortização e imparidade de activos intangíveis (ver nota 17)	363.282	386.361	1.726	995
	1.446.546	1.702.918	29.393	22.399
Amortização e imparidade de propriedades de investimento	1.894	567	2.570	1.068
	1.448.440	1.703.485	31.963	23.467
Compensação de depreciações				
Activos fixos tangíveis subsidiados (ver nota 37)	-24.063	-27.826	-	-445
Amortização dos custos incrementais com a angariação de contratos	20.435	-	-	-
	1.444.812	1.675.659	31.963	23.022

Os activos fixos tangíveis subsidiados são depreciados na mesma base e às mesmas taxas dos restantes activos fixos tangíveis do Grupo, sendo o respectivo custo compensado pela amortização dos subsídios (registados em Credores e outros passivos de actividades comerciais) efectuada na mesma base e às mesmas taxas dos respectivos activos fixos tangíveis subsidiados.

Com a adopção da IFRS 15, os custos incrementais com a angariação de contratos passam a ser reconhecidos como um activo, uma vez que a entidade espera recuperar estes custos ao longo dos respectivos contratos e a ser amortizados por um período de 6 a 8 anos, conforme política contabilística (ver notas 2 o), 3 e 24).

O Grupo registou uma imparidade nos activos fixos tangíveis da Polónia no valor de 3.437 milhares de Euros (ver notas 16) que resulta da avaliação de recuperabilidade de um projeto eólico na Polónia.

Adicionalmente, considerando as alterações regulatórias em Portugal ocorridas em 2017 relacionadas com a produção a carvão, como a eliminação da isenção do ISP aplicável ao carvão e a aplicação de adicionamento sobre emissões de CO₂ a partir de 2018, bem como a revisão desfavorável de outros custos, nomeadamente os custos de CO₂, o Grupo reviu as suas estimativas futuras para os activos da produção.

Os referidos testes de imparidade efectuados levaram ao registo de uma imparidade no valor de 13.460 milhares de Euros na central termoelétrica a carvão de Sines, em Portugal e de 3.560 milhares de Euros na central termoelétrica a carvão de Soto 3, em Espanha.

No âmbito dos testes de imparidade a estes activos, foram realizadas análises de sensibilidade a variáveis chave, nomeadamente taxas de desconto. Nas centrais a carvão de Sines e Soto 3, uma análise de sensibilidade considerando um aumento de 0,5% na taxa de desconto determinaria uma imparidade adicional de cerca de 2 milhões de Euros em Sines e cerca de 1 milhão de Euros em Soto 3.

13. Proveitos e Custos Financeiros

A rubrica de Proveitos e Custos financeiros é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Proveitos financeiros	456.245	439.636	1.296.027	2.093.354
Custos financeiros	-1.010.390	-1.248.089	-562.246	-1.306.072
	-554.145	-808.453	733.781	787.282

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

A rubrica de Proveitos e Custos financeiros, para o Grupo, é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Juros obtidos de depósitos e outras aplicações	33.901	55.376
Juros de instrumentos financeiros derivados	8.644	18.300
Juros de Desvios e Défices Tarifários:		
- Portugal - Electricidade (ver notas 24 e 37)	9.695	-9.172
- Brasil - Electricidade (ver notas 24 e 37)	3.831	4.077
Juros de empréstimos obtidos capitalizados:		
- Afectos a concessões (ver nota 7)	9.217	8.115
- Outros (ver nota 16)	24.547	25.182
Juros de empréstimos	-633.653	-745.314
Recompra de emissões de dívida	-34.485	-19.145
Outros juros	13.774	4.700
Instrumentos financeiros derivados	24.942	-28.199
Diferenças de câmbio	-29.873	-7.214
CMEC:		
- Juros do CMEC inicial	39.616	29.845
- Efeito de actualização financeira	12.333	13.124
- "Unwinding"	-15.617	-13.756
Ganhos na alienação de investimentos financeiros	115.490	29.192
Ganhos securitização do défice tarifário - Portugal (ver nota 24)	8.425	24.986
Imparidade em activos financeiros disponíveis para venda	-	-1.041
Juro líquido sobre o passivo líquido do plano de pensões (ver nota 34)	-11.117	-11.642
Juro líquido sobre o passivo do plano de cuidados médicos e outros benefícios (ver nota 34)	-28.036	-33.025
"Unwinding" de passivos a valor descontado	-125.943	-128.857
Instrumentos de capital próprio ao justo valor através de resultados (ver nota 21)	2.582	-
Outros resultados financeiros	17.582	-23.985
Proveitos/(custos) financeiros	-554.145	-808.453

A rubrica Ganhos na alienação de investimentos financeiros inclui o impacto das seguintes operações realizadas durante o ano de 2018 pelo Grupo EDP: (i) alienação de 20% do capital social e suprimentos da empresa Moray Offshore Windfarm (East) Limited à Diamond Generation Europe Limited (DGE), tendo esta operação gerado uma mais valia de 14.688 milhares de euros (ver nota 6); (ii) alienação de 13,4% da Moray East Holdings Limited à DGE, tendo gerado uma mais valia de 9.175 milhares de Euros (ver nota 6); (iii) alienação da participação financeira na empresa EDP Produção Bioelétrica, S.A., tendo originado uma mais valia de 23.886 milhares de Euros (ver nota 6); (iv) alienação da sua participação financeira nos projectos eólicos offshore Yeu-Noirmoutier e Dieppe-Le Tréport, tendo sido registado uma mais valia de 63.095 milhares de Euros (ver nota 6).

A rubrica Juros de empréstimos obtidos capitalizados inclui os juros de empréstimos capitalizados em activos fixos em curso, conforme política contabilística apresentada na nota 2 h). No que se refere à taxa de juro de empréstimos associados a activos fixos tangíveis/intangíveis em curso (conforme notas 16 e 17) utilizada para a determinação do montante de custos com empréstimos obtidos elegíveis para capitalização, a mesma varia consoante as unidades de negócio, o país e a moeda, dado que o Grupo EDP integra no seu perímetro de consolidação (ver Anexo I) um número muito significativo de filiais dispersas por diversas geografias com diferentes moedas/divisas. Desde modo, para as geografias mais representativas, as respectivas taxas médias ponderadas de "funding", em 2018, oscilaram entre 2,35% e 2,40% para Portugal, entre 4,1% e 7,0% para Espanha, entre 0,9% e 8,3% para os Estados Unidos da América e entre 6,56% e 9,46% para o Brasil, conforme os respectivos activos em curso e respectivos financiamentos associados.

Os custos referentes ao "Unwinding" de passivos a valor descontado referem-se, essencialmente: (i) à actualização financeira da provisão para desmantelamento e descomissionamento dos activos de produção no valor de 6.143 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 5.976 milhares de Euros) (ver nota 35); (ii) ao retorno financeiro implícito dos investidores institucionais nos EUA, no valor de 80.684 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 88.561 milhares de Euros) (ver nota 36); e (iii) aos encargos financeiros associados ao desconto do passivo associado às concessões do Alqueva/Pedrógão, da Investco e da Enerpeixe, no valor total de 21.467 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 16.741 milhares de Euros).

Durante 2018, a EDP - Energias do Brasil, S.A. adquiriu 23,56% do capital social da empresa Centrais elétricas de Santa Catarina, S.A. - Celesc, procedendo à determinação do justo valor da participação adquirida, o que originou um ganho de 18.314 milhares de Euros (ver nota 6). Este valor está incluído nos "Outros resultados financeiros".

A rubrica de Instrumentos financeiros derivados inclui ganhos e perdas provenientes de activos e passivos financeiros mensurados ao justo valor por resultados, estando as restantes rubricas de proveitos e custos financeiros registadas ao custo amortizado, com base no método da taxa efectiva.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

A rubrica de Proveitos e Custos financeiros, em base individual, é analisada como segue:

Milhares de Euros	Individual	
	Dez 2018	Dez 2017
Juros obtidos de empréstimos a empresas do Grupo e relacionadas (ver nota 43)	152.195	345.933
Juros de instrumentos financeiros derivados	20.727	41.373
Juros de empréstimos	-305.981	-440.752
Instrumentos financeiros derivados	-16.775	18.870
Rendimentos de participações de capital (ver nota 43)	818.342	835.400
Ganhos na alienação de investimentos financeiros	-	20.271
Outros resultados financeiros	65.273	-33.813
Proveitos/(custos) financeiros	733.781	787.282

A rubrica Outros resultados financeiros inclui o juro nominal das obrigações emitidas pela EDP Finance B.V., recompradas pela EDP S.A. em 2016, 2017 e 2018, no valor de 24.060 milhares de Euros (ver notas 25 e 43). O juro efectivo relativo a estes instrumentos é de 10.345 milhares de Euros (inclui o reconhecimento em resultados dos prémios e custos de transacção associados à operação de recompra pelo método da taxa de juro efectiva).

14. Impostos Sobre os Lucros

A presente Nota inclui uma análise à reconciliação entre a taxa nominal e a taxa efectiva de imposto sobre o rendimento aplicável a nível individual e no Grupo EDP, numa lógica consolidada. Esta análise explica o peso, nos resultados, do imposto sobre o rendimento contabilizado, que inclui, de uma forma global, o impacto do imposto corrente e o efeito das diferenças temporárias (impostos diferidos) existentes.

Na medida em que o normativo contabilístico internacional (IFRS) nos termos do qual o Grupo EDP prepara e divulga as suas demonstrações financeiras não preconiza, necessariamente, o alinhamento entre a contabilização do gasto ou rendimento de imposto sobre o rendimento e o correspondente efeito de entrada ou saída de caixa, esta análise não representa o imposto sobre o rendimento pago ou recebido pelo Grupo EDP, no período a que respeita.

A contribuição fiscal global do Grupo EDP (onde se incluem as análises aos tributos pagos e suportados e aos tributos recolhidos e entregues aos Estados, nas geografias onde opera), bem como outra informação relevante (e.g., a pegada fiscal do Grupo EDP, a tributação específica sobre o sector energético de que é alvo e as medidas de controlo e gestão do risco fiscal de aplicação transversal), são objecto de divulgação no Relatório de Sustentabilidade, o qual é emitido numa base anual e está disponível no website da EDP (www.edp.com).

Os princípios orientadores relativamente à missão e política fiscal do Grupo EDP encontram-se igualmente divulgados neste domínio. Este documento inclui os princípios orientadores da política de preços de transferência aplicável no Grupo EDP, a qual toma em consideração as regras, as orientações e as melhores práticas internacionais aplicáveis nas diversas geografias onde o Grupo opera, no estrito cumprimento da letra e do espírito da Lei.

De notar que o Grupo EDP, enquanto grupo multinacional, cumpre integralmente a obrigação anual de comunicação e reporte que decorre da transposição para o normativo fiscal português das disposições da Acção 13 do projecto Base Erosion and Profit Shifting (denominada Country-by-Country Reporting), o qual faz parte de um plano de reforço da transparência para as administrações fiscais adoptado pelos países da OCDE e do G20. Esta obrigação é cumprida em Portugal pela empresa-mãe, de acordo com os prazos legais estabelecidos.

Principais características do sistema fiscal nos países em que o Grupo EDP opera

As taxas nominais de imposto aplicáveis nos principais países onde o Grupo EDP opera são as seguintes:

	Dez 2018	Dez 2017
Europa:		
Portugal	21% - 31,5%	21% - 29,5%
Espanha	25% - 26%	25% - 28%
Holanda	25%	25%
América:		
Brasil	34%	34%
Estados Unidos da América	24,9%	38,2%

As empresas do Grupo EDP são tributadas, sempre que possível, pelo regime de tributação de grupos permitido pela legislação fiscal dos respectivos países.

De acordo com a legislação em vigor, em termos gerais, o imposto sobre os lucros de um exercício é susceptível de revisão e correcção subsequentes por parte das autoridades fiscais. Em Portugal esse período é de 4 anos ou, no caso de ter sido efectuada qualquer dedução ou crédito de imposto, o prazo do exercício desse direito. Em Espanha esse período é de 4 anos, na Holanda e nos EUA é de 3 anos e no Brasil é de 5 anos.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Os prejuízos fiscais apurados num determinado exercício estão também sujeitos a revisão e correcção e podem ser deduzidos aos lucros tributáveis apurados nos anos seguintes, nos seguintes termos: em Portugal, nos 5 anos seguintes (para prejuízos apurados em 2013, 2017 e 2018) e nos 12 anos seguintes (para prejuízos apurados em 2014, 2015 e 2016); na Holanda, nos 9 anos seguintes, e sem prazo em Espanha, nos Estados Unidos da América e no Brasil. Adicionalmente, na Holanda os prejuízos fiscais de um ano podem ser utilizados para recuperar o imposto corrente apurado no ano anterior. Contudo, a dedução de prejuízos apurados em Portugal, Espanha, Estados Unidos da América e Brasil está limitada a uma percentagem do lucro tributável do período.

As empresas do Grupo EDP podem, de acordo com a lei, usufruir de determinados benefícios ou incentivos fiscais em condições definidas, nomeadamente os "Production Tax Credits" nos EUA (ver nota 1), que são a forma dominante de remuneração da energia eólica naquele país e que representam uma fonte extra de receita por unidade de electricidade ao longo dos primeiros 10 anos de vida útil do activo. Os parques eólicos que qualificam para efeitos de aplicação destes créditos fiscais antes de 1 de Janeiro de 2017 beneficiam de 100% do crédito (\$24/MWh em 2017 e 2018 – a taxa é ajustada anualmente face à inflação). O valor do crédito é reduzido em 20% para parques eólicos que se qualificam em 2017, 40% em 2018 e 60% em 2019.

Alterações legislativas com relevância para o Grupo EDP em 2018

Em Portugal, segundo a Lei do Orçamento do Estado para 2018 (Lei n.º 114/2017, de 29 de Dezembro), que entrou em vigor no dia 1 de Janeiro de 2018, a taxa máxima de derrama estadual, aplicável às empresas com um lucro tributável superior a 35 milhões de Euros, aumentou de 7% para 9%.

Nos Estados Unidos da América, a reforma fiscal, aprovada em 22 de Dezembro de 2017, introduziu alterações significativas no sistema fiscal Americano. No que diz respeito ao Grupo EDP, a medida com maior impacto consiste na redução da taxa de imposto sobre o rendimento federal, de 35% para 21%, a partir de 1 de Janeiro de 2018. Assim, a taxa de imposto agregada nos EUA (combinada com a taxa média aplicável ao nível estadual) é reduzida para 24,91%.

Adicionalmente, na sequência da referida reforma fiscal, a utilização de prejuízos fiscais disponíveis para reporte nos EUA passa a estar limitada a 80% da base tributável apurada em cada ano, relativamente a exercícios iniciados após 1 de Janeiro de 2018. Adicionalmente, os prejuízos fiscais apurados a partir dessa data são reportáveis indefinidamente, mas deixarão de ser reportados para períodos passados. Não são alteradas as regras aplicáveis aos prejuízos fiscais gerados antes do final de 2017.

Em Espanha, no País Basco, a Norma Foral 2/2018, de 21 de Março, introduziu um conjunto de alterações ao normativo que regula o Imposto sobre Sociedades em Vizcaya, do qual a mais relevante prende-se com a redução progressiva das taxas de tributação em sede de imposto sobre o rendimento (para 28% em 2017, 26% em 2018 e 24% a partir do ano de 2019).

Provisão para impostos sobre os lucros

A análise da Provisão para impostos sobre os lucros é a seguinte:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Imposto corrente	-245.613	-178.419	88.626	34.185
Imposto diferido	145.947	168.115	-2.142	30.239
	-99.666	-10.304	86.484	64.424

Reconciliação entre o imposto teórico e efectivo

A taxa efectiva de imposto é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Resultado antes de impostos	1.041.092	1.520.985	652.102	701.003
Impostos sobre os lucros	-99.666	-10.304	86.484	64.424
Taxa efectiva de imposto	9,6%	0,7%	-13,3%	-9,2%

A diferença entre o imposto teórico e efectivo decorre da aplicação das disposições previstas na lei, na determinação da base tributável, conforme se demonstra de seguida.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

A reconciliação entre o imposto teórico e efectivo, no Grupo, em 2018, é analisada como segue:

Milhares de Euros	Dez 2018
Resultado antes de impostos e CESE	1.041.092
Taxa teórica de imposto sobre os lucros *	29,5%
Imposto teórico sobre os lucros	307.122
Diferenciais e alterações de taxa (inclui derramas estaduais)	15.778
Prejuízos e créditos fiscais	-75.227
Dividendos	-28.533
Benefícios fiscais	-26.488
Diferenças entre provisões/amortizações contabilísticas e fiscais	22.551
Diferenças contabilísticas/fiscais no reconhecimento/desreconhecimento de activos	-95.469
Diferenças tributáveis imputáveis a interesses não controláveis (EUA)	-18.169
Outros ajustamentos e alterações de estimativas	-1.899
Imposto efectivo, conforme demonstração dos resultados consolidados	99.666

* Taxa média apurada tendo em consideração as diversas taxas de imposto aplicáveis às empresas do Grupo EDP em Portugal

A reconciliação entre o imposto teórico e efectivo, no Grupo, em 2017, é analisada como segue:

Milhares de Euros	Dez 2017
Resultado antes de impostos e CESE	1.520.985
Taxa nominal de imposto sobre os lucros *	29,5%
Imposto teórico sobre os lucros	448.691
Diferenciais de taxa (inclui derramas estaduais)	-50.875
Prejuízos e créditos fiscais	-23.866
Dividendos	-13.636
Benefícios fiscais	-31.920
Diferenças entre provisões/amortizações contabilísticas e fiscais	-52.372
Diferenças contabilísticas/fiscais no reconhecimento/desreconhecimento de activos	-240.398
Diferenças tributáveis imputáveis a interesses não controláveis (EUA)	-37.855
Outros ajustamentos e alterações de estimativas	12.535
Imposto efectivo, conforme demonstração dos resultados consolidados	10.304

* Taxa nominal de IRC aplicável em Portugal (21%) acrescida da taxa máxima de derrama municipal (1,5%) e da taxa máxima de derrama estadual (7%)

A rubrica Diferenciais e alterações de taxa (inclui derramas estaduais) inclui, essencialmente: (i) o diferencial entre as taxas de imposto aplicáveis nas diversas geografias em que o Grupo EDP opera e a taxa nominal de imposto utilizada como referência para a determinação do imposto teórico sobre os lucros; e (ii) o efeito da redução da taxa de imposto sobre diferenças temporárias dedutíveis e tributáveis da EDPR NA, na sequência da mencionada reforma fiscal. A rubrica Diferenças tributáveis imputáveis a interesses não controláveis (EUA) inclui o efeito inerente à imputação de lucro tributável a interesses não controláveis no Grupo EDP Renováveis nos EUA, conforme determina a legislação fiscal em vigor naquela geografia.

A rubrica Diferenças contabilísticas/fiscais no reconhecimento/desreconhecimento de activos inclui, a 31 de Dezembro de 2018, fundamentalmente, impactos relativos às transacções de activos do negócio de electricidade e gás nas diversas geografias em que o Grupo opera, nos termos da legislação aplicável, no decorrer da sua actividade.

Em 2017 a rubrica Diferenças contabilísticas/fiscais no reconhecimento/desreconhecimento de activos incluía, essencialmente, os impactos inerentes: (i) ao diferencial entre as bases contabilísticas e fiscais de um conjunto de activos de distribuição de gás em Espanha, na sequência da necessidade de uma reestruturação intragrupo daqueles activos; e (ii) à não tributação da mais-valia decorrente da alienação do negócio de distribuição de gás naquela geografia, nos termos da legislação aplicável.

A reconciliação entre o imposto teórico e efectivo, em base individual, em 2018, é analisada como segue:

Milhares de Euros	Dez 2018
Resultado antes de impostos	652.102
Taxa nominal de imposto sobre os lucros *	22,5%
Imposto teórico sobre os lucros	146.723
Prejuízos e créditos fiscais	-46.078
Dividendos	-184.127
Outros ajustamentos e alterações de estimativas	-3.002
Imposto efectivo, conforme demonstração dos resultados individuais	-86.484

* Taxa nominal de IRC aplicável em Portugal (21%) acrescida da taxa máxima de derrama municipal (1,5%)

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

A reconciliação entre o imposto teórico e efectivo, em base individual, em 2017, é analisada como segue:

Milhares de Euros	Dez 2017
Resultado antes de impostos	701.003
Taxa nominal de imposto sobre os lucros *	29,5%
Imposto teórico sobre os lucros	206.796
Prejuízos e créditos fiscais	-17.075
Dividendos	-245.500
Diferenças entre provisões/amortizações contabilísticas e fiscais	-13.835
Diferenças contabilísticas/fiscais no reconhecimento/desreconhecimento de activos	-10.796
Outros ajustamentos e alterações de estimativas	15.986
Imposto efectivo, conforme demonstração dos resultados individuais	-64.424

* Taxa nominal de IRC aplicável em Portugal (21%) acrescida da taxa máxima de derrama municipal (1,5%) e da taxa máxima de derrama estadual (7%)

15. Contribuição Extraordinária para o Sector Energético (CESE)

A Lei n.º 83-C/2013, "Lei do Orçamento de Estado 2014", aprovada pelo Governo Português no dia 31 de Dezembro de 2013, introduziu uma contribuição extraordinária sobre o sector energético (CESE), com o objectivo de financiar mecanismos que promovam a sustentabilidade sistémica do sector energético, através da constituição de um fundo que visa contribuir para a redução da dívida tarifária e para o financiamento de políticas sociais e ambientais do sector energético. Esta contribuição incide, de um modo geral, sobre os operadores económicos que desenvolvem as seguintes actividades: (i) produção, transporte ou distribuição de electricidade; (ii) transporte, distribuição, armazenamento ou comercialização grossista de gás natural; e (iii) refinação, tratamento, armazenamento, transporte, distribuição ou comercialização grossista de petróleo e produtos de petróleo.

A CESE incide sobre o valor dos activos líquidos, com referência a 1 de Janeiro, que respeitem, cumulativamente, a: (i) activos fixos tangíveis; (ii) activos intangíveis, com excepção dos elementos da propriedade industrial; e (iii) activos financeiros afectos a concessões ou actividades licenciadas. No caso das actividades reguladas, a CESE incide sobre o valor dos activos regulados, caso este seja superior ao valor dos activos referidos.

A taxa geral é de 0,85% sendo que, no caso das Centrais Termoeléctricas de Ciclo Combinado a Gás Natural, com uma utilização anual equivalente da potência instalada superior ou igual a 1.500 e inferior a 3.000 horas, é prevista uma taxa reduzida de 0,565%, sendo essa taxa de 0,285% no caso em que estas centrais possuem uma utilização anual equivalente da potência instalada inferior a 1.500 horas.

À luz do regime vigente em 2018, estão ainda previstas algumas isenções, nomeadamente no que respeita a activos de geração eólica, mini-hídricas, centros electroprodutores com licenças atribuídas na sequência de concurso público e terrenos que integram o domínio público.

O regime da CESE já foi prorrogado para os anos de 2015, 2016, 2017 e 2018, pela Lei n.º 82-B/2014 de 31 de Dezembro, pela Lei n.º 159-C/2015, de 30 de Dezembro, pela Lei n.º 42/2016, de 28 de Dezembro e pela Lei n.º 114/2017, de 29 de Dezembro, respectivamente.

O Grupo EDP efectuou o pagamento desta contribuição nos anos de 2014, 2015 e 2016, no montante global de 250,8 milhões de Euros, tendo contestado a legalidade e constitucionalidade desta medida. Em relação aos anos de 2017 e 2018, na medida em que as receitas arrecadadas pelo Estado não foram canalizadas para os fins subjacentes à criação desta contribuição, o Grupo EDP decidiu, num primeiro momento, não efectuar o seu pagamento. Contudo, em face dos compromissos entretanto assumidos pelo Governo – e formalizados na Lei do Orçamento do Estado para 2019 - no sentido de reconhecer o carácter temporário da CESE associado à evolução do défice tarifário do Sistema Eléctrico Nacional, bem como a afectação das respectivas receitas ao sector, em 19 de Dezembro de 2018, o Grupo EDP decidiu alterar o seu procedimento. Nessa data foi pago o montante de cerca de 135 milhões de euros referente à CESE dos anos de 2017 (montante negativo de 69.246 milhares de Euros) e 2018 (montante negativo de 65.345 milhares de Euros) e respectivos juros de mora, sem prejuízo da manutenção da contestação judicial deste tributo.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

16. Activos Fixos Tangíveis

Esta rubrica é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Valor bruto				
Terrenos e recursos naturais	90.996	94.961	4.581	7.863
Edifícios e outras construções	484.282	500.052	94.672	80.488
Equipamento básico:				
- Produção hidroeléctrica	10.589.186	10.742.276	254	254
- Produção termoeléctrica	8.453.937	8.700.510	-	-
- Produção renovável	18.423.748	17.026.048	-	-
- Distribuição de electricidade	1.619.918	1.602.404	-	-
- Outro equipamento básico	39.172	34.865	196	196
Outros activos tangíveis	484.536	1.004.888	82.840	172.712
Activos tangíveis em curso	1.252.074	1.373.994	10.255	37.647
	41.437.849	41.079.998	192.798	299.160
Depreciações e imparidades acumuladas				
Depreciações do período (ver nota 12)	-1.037.184	-1.067.814	-20.650	-21.404
Depreciações acumuladas de períodos anteriores	-17.293.876	-16.921.858	-70.461	-116.627
Imparidade do período (ver nota 12)	-46.080	-248.743	-7.017	-
Perdas por imparidade de períodos anteriores	-353.198	-110.968	-1.500	-4.782
	-18.730.338	-18.349.383	-99.628	-142.813
Valor líquido contabilístico	22.707.511	22.730.615	93.170	156.347

Os movimentos na rubrica de activos fixos tangíveis durante o período findo em 31 de Dezembro de 2018, para o Grupo, são analisados como segue:

Milhares de Euros	Saldo em 1 Janeiro	Adições	Alienações / Abates	Transferências	Diferenças Cambiais	Variações de Perímetro/Regularizações	Saldo em 31 Dezembro
Valor bruto							
Terrenos e recursos naturais	94.961	637	-3.284	-	-3.982	2.664	90.996
Edifícios e outras construções	500.052	-51	-770	3.450	-26.680	8.281	484.282
Equipamento básico	38.106.103	33.719	-284.724	1.402.414	158.800	-290.351	39.125.961
Outros activos tangíveis	1.004.888	25.339	-12.404	71.050	2.204	-606.541	484.536
Activos tangíveis em curso	1.373.994	1.596.997	-11.567	-1.476.914	2.892	-233.328	1.252.074
	41.079.998	1.656.641	-312.749	-	133.234	-1.119.275	41.437.849

Milhares de Euros	Saldo em 1 Janeiro	Depreciação / Imparidade	Alienações / Abates	Transferências	Diferenças Cambiais	Variações de Perímetro/Regularizações	Saldo em 31 Dezembro
Depreciações acumuladas e imparidades							
Terrenos e recursos naturais	4.032	-750	-3.282	-	-	3.929	3.929
Edifícios e outras construções	156.354	14.623	-496	-	-7.022	7.315	170.774
Equipamento básico	17.378.628	979.269	-278.801	-	48.938	-34.766	18.093.268
Outros activos tangíveis	746.078	78.168	-11.453	-	2.028	-430.992	383.829
Activos tangíveis em curso	64.291	11.954	-	-	-1.127	3.420	78.538
	18.349.383	1.083.264	-294.032	-	42.817	-451.094	18.730.338

A decomposição dos activos tangíveis em curso é a seguinte:

Milhares de Euros	Dez 2018	Dez 2017
Parques eólicos e solares América do Norte	521.361	513.269
Parques eólicos e solares Europa	367.247	321.080
Hídrica Portugal	196.206	195.873
Outros activos tangíveis em curso	167.260	343.772
	1.252.074	1.373.994

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Na rubrica de activos fixos tangíveis, as despesas capitalizadas do período, excluindo a rubrica de Terrenos e recursos naturais, são as seguintes:

Milhares de Euros	Dez 2018	Dez 2017
Subcontratos e materiais diversos	1.453.240	1.401.856
Alocação do preço de compra	104.812	12.319
Custos com desmantelamento e descomissionamento (ver nota 35)	12.937	16.080
Custos com pessoal (ver nota 10)	60.468	59.391
Juros de empréstimos (ver nota 13)	24.547	25.182
	1.656.004	1.514.828

As Adições incluem o investimento realizado em parques eólicos e solares pelos subgrupos EDPR NA, EDPR EU e EDPR BR. Em Portugal, o Grupo encontra-se a realizar investimentos hidroeléctricos na construção das barragens de Foz Tua, Caniçada e Ribeiradio-Ermida e melhoramentos e reparações nas centrais termoeléctricas de Lares, Ribatejo e Sines.

As Alienações e Abates incluem, essencialmente, o valor de 215.502 milhares de Euros no valor bruto e nas amortizações acumuladas relativo ao abate de dois grupos da central termoeléctrica de Setúbal e 8.914 milhares de Euros relativos ao abandono de projectos em curso na EDPR NA (ver nota 11).

As Transferências referem-se essencialmente à entrada em exploração de parques eólicos e solares do subgrupo EDP Renováveis nos Estados Unidos da América, Brasil, Espanha, França, Itália e Portugal.

O movimento ocorrido em Diferenças Cambiais no período decorre essencialmente do efeito líquido da apreciação do Dólar Americano e da depreciação do Real Brasileiro, face ao Euro.

As Variações de Perímetro/Regularizações incluem essencialmente os seguintes impactos: (i) diminuição de 300.097 milhares de Euros resultante da perda de controlo no portfólio da Vento XIX devido à venda de 80% do mesmo (ver nota 6); (ii) diminuição de 11.179 milhares de Euros resultante da perda de controlo do projecto Nation Rise devido à venda de 75% do mesmo (ver nota 6); (iii) diminuição de 73.565 milhares de Euros relacionados com a alienação de 100% da participação financeira detida nas empresas Santa-Fé Energia, S.A. e EDP Pequenas Centrais Hidroeléctricas S.A. (ver nota 6); (iv) diminuição de 5.055 milhares de Euros resultante da perda de controlo do projecto Moray West Offshore como consequência da alienação de 33% da participação no projecto (ver nota 6); por fim, a restante variação diz respeito a um estudo mais pormenorizado e detalhado, levado a cabo pelo Grupo em 2018, que resultou na necessidade de transferir alguns itens de Activos Fixos Tangíveis para Activos Intangíveis (ver nota 17).

A coluna Depreciação/Imparidade inclui perdas por imparidade registada relativamente às centrais termoeléctricas de Soto 3 e de Sines bem como a imparidade relativa a projectos eólicos na Polónia (ver nota 12).

Com referência a 31 de Dezembro de 2018, o Grupo tem um acordo em vigor que consubstancia uma locação financeira nos termos definidos pelo IFRIC 4, e cujo valor líquido dos activos afectos ascende a 15.361 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 16.764 milhares de Euros).

Os movimentos na rubrica de activos fixos tangíveis durante o período findo em 31 de Dezembro de 2017, para o Grupo, são analisados como segue:

Milhares de Euros	Saldo em 1 Janeiro	Adições	Alienações /Abates	Transferências	Diferenças Cambiais	Variações de Perímetro/ Regularizações	Saldo em 31 Dezembro
Valor bruto							
Terrenos e recursos naturais	105.153	2.949	-2.616	-1.329	-8.770	-426	94.961
Edifícios e outras construções	565.919	57.611	-94.518	18.256	-41.468	-5.748	500.052
Equipamento básico	38.414.997	48.983	-34.409	2.007.686	-1.504.005	-827.149	38.106.103
Outros activos tangíveis	969.856	25.289	-65.426	99.526	-7.958	-16.399	1.004.888
Activos tangíveis em curso	2.338.676	1.382.945	-20.066	-2.136.748	-94.613	-96.200	1.373.994
	42.394.601	1.517.777	-217.035	-12.609	-1.656.814	-945.922	41.079.998

Milhares de Euros	Saldo em 1 Janeiro	Depreciação /Imparidade	Alienações /Abates	Transferências	Diferenças Cambiais	Variações de Perímetro/ Regularizações	Saldo em 31 Dezembro
Depreciações acumuladas e imparidades							
Terrenos e recursos naturais	4.032	-	-	-	-	-	4.032
Edifícios e outras construções	158.589	21.316	-6.578	-1.175	-11.428	-4.370	156.354
Equipamento básico	17.273.834	1.191.257	-44.265	-3.571	-365.293	-673.334	17.378.628
Outros activos tangíveis	764.410	67.715	-65.037	-361	-6.277	-14.372	746.078
Activos tangíveis em curso	-	36.269	-	-	696	27.326	64.291
	18.200.865	1.316.557	-115.880	-5.107	-382.302	-664.750	18.349.383

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

As Adições incluem o investimento realizado em parques eólicos pelos subgrupos EDPR NA e EDPR EU, nomeadamente a alocação do custo de aquisição nos EUA das empresas Hog Creek Wind Project, LLC, Cameron Solar, LLC, Estill Solar I, LLC e Hampton Solar, II LLC, no montante de 34.068 milhares de Euros e da empresa francesa Parc Éolien de Paudy, S.A.S., no valor de 3.543 milhares de Euros devido à natureza da transacção, ao tipo de activos e ao estado inicial dos projectos adquiridos.

As Transferências incluem a entrada em exploração do reforço de potência de Venda Nova III e da barragem de Foz Tua, no valor de 427.483 milhares de Euros e de 506.283 milhares de Euros, respectivamente, bem como a entrada em exploração de parques eólicos e fotovoltaicos nos EUA e parques eólicos no Brasil, França e Itália. Adicionalmente, esta rubrica inclui a transferência de activos classificados como activos detidos para venda no valor de 5.070 milhares de Euros e a transferência de terrenos e edifícios para propriedade de investimento no valor de 2.432 milhares de Euros.

A coluna Variações de Perímetro/Regularizações inclui o efeito da aquisição de controlo sobre a Eólica de Coahuila, S.A. de C.V. (327.558 milhares de Euros) e da Tébar Eólica, S.A. (9.813 milhares de Euros); da venda de activos da actividade de gás em Espanha (Naturgas); e a perda de controlo de activos de electricidade no Reino Unido (Moray) no valor líquido de 512.099 milhares de Euros (valor bruto no valor de 1.197.412 milhares de Euros e amortizações acumuladas e imparidades no valor de 685.313 milhares de Euros) e 86.272 milhares de Euros (valor bruto no valor de 88.655 milhares de Euros e amortizações acumuladas e imparidades no valor de 2.383 milhares de Euros), respectivamente (ver nota 8).

A coluna Depreciação/Imparidade inclui perdas por imparidade registada relativamente às centrais termoeléctricas de Soto 3 e de Sines bem como a imparidade relativa a projectos eólicos na Polónia, no valor total de 238.204 milhares de Euros.

O movimento ocorrido em Diferenças Cambiais no período decorre essencialmente da depreciação do Real Brasileiro e do Dólar Americano, face ao Euro.

À data de 31 de Dezembro de 2018, para o Grupo, o valor bruto dos activos tangíveis financiados por contratos de locação financeira ascende a 12.044 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 15.238 milhares de Euros), a amortização acumulada ascende a 6.931 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 7.453 milhares de Euros) e as respectivas rendas vincendas ascendem a 4.618 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 7.144 milhares de Euros). O detalhe dos activos financiados por contratos de locação financeira é apresentado de seguida:

Milhares de Euros	Dez 2018			Dez 2017		
	Capital em dívida	Juros em dívida	Rendas vincendas	Capital em dívida	Juros em dívida	Rendas vincendas
Menos de um ano	2.336	41	2.377	3.140	81	3.221
Entre um e três anos	2.199	22	2.221	3.513	51	3.564
Entre três e cinco anos	20	-	20	357	2	359
	4.555	63	4.618	7.010	134	7.144

No decorrer de 2018, o valor dos custos incorridos com estes activos foi de 712 milhares de Euros, registados em resultados na rubrica Fornecimentos e serviços externos.

Os movimentos da rubrica de Activos fixos tangíveis durante o período findo em 31 de Dezembro de 2018, em base individual, são analisados como segue:

Milhares de Euros	Saldo em 1 Janeiro	Adições	Alienações / Abates	Transferências	Regularizações	Saldo em 31 Dezembro
Valor bruto						
Terrenos e recursos naturais	7.863	3	-3.285	-	-	4.581
Edifícios e outras construções	80.488	15	-649	1.353	13.465	94.672
Outros activos tangíveis	173.162	6.489	-972	15.423	-110.812	83.290
Activos tangíveis em curso	37.647	34.584	-	-16.776	-45.200	10.255
	299.160	41.091	-4.906	-	-142.547	192.798
Milhares de Euros	Saldo em 1 Janeiro	Depreciação / Imparidade	Alienações / Abates	Transferências	Regularizações	Saldo em 31 Dezembro
Depreciações acumuladas e imparidades						
Terrenos e recursos naturais	4.032	-750	-3.282	-	-	-
Edifícios e outras construções	15.090	1.961	-375	-	14.143	30.819
Outros activos tangíveis	123.691	17.939	-799	-	-80.539	60.292
Activos tangíveis em curso	-	8.517	-	-	-	8.517
	142.813	27.667	-4.456	-	-66.396	99.628

Um estudo mais pormenorizado e detalhado, levado a cabo pelo Grupo em 2018, resultou na necessidade de transferir alguns itens de Activos Fixos Tangíveis para Activos Intangíveis. Neste sentido, podemos ver o impacto desta transferência na coluna das Regularizações.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Os movimentos da rubrica de Activos fixos tangíveis durante o período findo em 31 de Dezembro de 2017, em base individual, são analisados como segue:

Milhares de Euros	Saldo em 1 Janeiro	Adições	Alienações /Abates	Transferências	Regularizações	Saldo em 31 Dezembro
Valor bruto						
Terrenos e recursos naturais	21.388	-	-13.525	-	-	7.863
Edifícios e outras construções	112.966	55.247	-94.149	6.422	2	80.488
Outros activos fixos tangíveis	174.610	9.343	-14.299	3.508	-	173.162
Activos tangíveis em curso	25.013	22.620	-	-9.930	-56	37.647
	333.977	87.210	-121.973	-	-54	299.160

Milhares de Euros	Saldo em 1 Janeiro	Depreciação /Imparidade	Alienações /Abates	Transferências	Regularizações	Saldo em 31 Dezembro
Depreciações acumuladas e imparidades						
Terrenos e recursos naturais	4.032	-	-	-	-	4.032
Edifícios e outras construções	18.127	3.312	-6.349	-	-	15.090
Outros activos tangíveis	119.859	18.092	-14.260	-	-	123.691
	142.018	21.404	-20.609	-	-	142.813

As alienações/abates incluem 101.082 milhares de Euros relativos ao edifício sede de Lisboa, o qual foi dado como contribuição em espécie ao Fundo de Actos Médicos e Subsídio de Morte da EDP. Subsequentemente, foi celebrado um contrato de arrendamento por um período de 25 anos com o Fundo de Actos Médicos e Subsídio de Morte da EDP.

À data de 31 de Dezembro de 2018, em base individual, o valor bruto dos activos tangíveis financiados por contratos de locação financeira ascende a 2.911 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 4.246 milhares de Euros), a depreciação acumulada é de 1.800 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 2.060 milhares de Euros) e as respectivas rendas vincendas ascendem a 955 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 1.830 milhares de Euros). O detalhe dos activos financiados por contratos de locação financeira é apresentado de seguida:

Milhares de Euros	Dez 2018			Dez 2017		
	Capital em dívida	Juros em dívida	Rendas Vincendas	Capital em dívida	Juros em dívida	Rendas Vincendas
Menos de um ano	545	9	554	830	20	850
Entre um e três anos	437	4	441	900	13	913
Entre três e cinco anos	-	-	-	67	-	67
	982	13	995	1.797	33	1.830

No decorrer de 2018, o valor dos custos incorridos com estes activos foi de 165 milhares de Euros, registados em resultados na rubrica Fornecimentos e serviços externos.

17. Activos Intangíveis

Esta rubrica é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Valor bruto		
Direitos de concessão	12.996.364	13.408.547
Licenças de CO2	197.273	110.887
Outros intangíveis	906.544	311.679
Activos intangíveis em curso	469.372	495.562
	14.569.553	14.326.675
Amortizações e imparidades acumuladas		
Amortizações do período de direitos de concessão (ver nota 12)	-359.246	-377.303
Amortizações do período de outros intangíveis (ver nota 12)	-4.036	-7.661
Amortizações acumuladas de períodos anteriores	-9.442.698	-9.167.294
Imparidade do período	-	-1.397
Perdas por imparidade de períodos anteriores	-27.043	-25.660
	-9.833.023	-9.579.315
Valor líquido contabilístico	4.736.530	4.747.360

Os direitos de concessão sobre as redes de distribuição de energia eléctrica no Brasil, nomeadamente da EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A. e EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A., são amortizados pelo método das quotas constantes pelo período total da concessão, respectivamente até 2028 e 2025. Os direitos de concessão em Portugal referem-se à concessão do domínio público hídrico para a produção de energia hidroeléctrica (EDP Produção e Hidroeléctrica do Guadiana), cujo período de vida útil não ultrapassa os 75 anos.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Os direitos de concessão sobre a produção de energia eléctrica no Brasil, nomeadamente, na Lajeado Energia e Investco, são amortizados pelo período total da concessão até 2032.

Os movimentos da rubrica de Activos intangíveis durante o período findo em 31 de Dezembro de 2018, para o Grupo, são analisados como segue:

Milhares de Euros	Saldo em 1 Janeiro	Adições	Alienações /Abates	Transferências	Diferenças Cambiais	Variações de Perímetro/ Regularizações	Saldo em 31 Dezembro
Valor bruto							
Direitos de concessão:							
- Distribuição e produção Brasil	1.034.556	-	-	-	-36.063	9.249	1.007.742
- Hídrica Portugal	1.418.592	-	-	295	-	-	1.418.887
Licenças de CO2	110.887	282.450	-196.064	-	-	-	197.273
Afectos a concessão (IFRIC 12):							
- Activos intangíveis	10.955.399	36.749	-400.451	140.726	-167.538	4.850	10.569.735
- Activos intangíveis em curso	153.516	311.773	1.274	-458.747	-6.765	-1.051	-
Outros intangíveis	311.679	19.429	-120	777	691	574.088	906.544
Outros intangíveis em curso	342.046	12.498	-7.918	-1.072	-1.286	125.104	469.372
	14.326.675	662.899	-603.279	-318.021	-210.961	712.240	14.569.553

Milhares de Euros	Saldo em 1 Janeiro	Amortização /Imparidades	Alienações /Abates	Transferências	Diferenças Cambiais	Variações Perímetro/ Regularizações	Saldo em 31 Dezembro
Amortizações acumuladas e imparidades							
Direitos de concessão:							
- Distribuição e produção Brasil	640.294	37.278	-	-	-14.886	-1.151	661.535
- Hídrica Portugal	391.225	39.416	-	-	-	-	430.641
Afectos a concessões (IFRIC 12)	8.468.604	282.552	-390.775	-	-125.465	96	8.235.012
Outros intangíveis	79.192	4.036	-11	-	-749	423.367	505.835
	9.579.315	363.282	-390.786	-	-141.100	422.312	9.833.023

Os activos afectos a contratos de concessão (IFRIC 12) actualmente em vigor no Grupo EDP enquadram-se no Modelo do Activo Intangível nas concessões de produção em regime especial de electricidade (PRE) em Portugal e no Modelo Misto, nomeadamente nas concessões de distribuição de electricidade em Portugal e no Brasil, conforme referido nas políticas contabilísticas do Grupo (ver nota 2 z)).

As Adições de Licenças de CO2 incluem 50.901 milhares de Euros referentes a Licenças de emissão de CO2 atribuídas gratuitamente às centrais do Grupo EDP em actividade em Portugal e Espanha e 231.549 milhares de Euros adquiridas em mercado para consumo próprio. As Alienações/Abates correspondem essencialmente, às entregas de licenças de CO2 consumidas durante o ano de 2017 às autoridades reguladoras.

Os Abates de Activos intangíveis afectos a concessões (IFRIC 12) incluem, essencialmente, o valor de 368.654 milhares de Euros no valor bruto e nas amortizações acumuladas relativos a abates extraordinários pelo facto da vida útil técnica máxima ter sido ultrapassada.

No que diz respeito às Transferências, estas incluem as transferências líquidas de activos intangíveis em curso afectos a concessões, no valor de 125.985 milhares de Euros, que correspondem ao valor dos aumentos do activo financeiro associado à IFRIC 12, transferido para Devedores e outros activos de actividades comerciais (ver nota 24). Adicionalmente, no decurso da alteração à IFRIC 12 - Concessões pela adopção da IFRS 15 pelo Grupo EDP, o montante de 192.036 milhares de Euros relativo a activos em construção afectos a concessões, o qual enquadra na nova categoria de activos contratuais, foi reclassificado para a rubrica Devedores e outros activos de actividades comerciais - não corrente (ver nota 24).

Um estudo mais pormenorizado e detalhado, levado a cabo pelo Grupo em 2018, resultou na necessidade de transferir alguns itens de Activos Fixos Tangíveis para Activos Intangíveis. Neste sentido, podemos ver o impacto desta transferência nas variações de perímetro/ regularizações.

A informação das despesas capitalizadas do período relacionadas com a construção de activos intangíveis encontra-se incluída nas rubricas de trabalhos para a própria empresa das notas 7, 10 e 13.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Os movimentos da rubrica de Activos intangíveis durante o período findo em 31 de Dezembro de 2017, para o Grupo, são analisados como segue:

Milhares de Euros	Saldo em 1 Janeiro	Adições	Alienações /Abates	Transferências	Diferenças Cambiais	Variações Perímetro/ Regularizações	Saldo em 31 Dezembro
Valor bruto							
Direitos de concessão:							
- Distribuição e produção Brasil	1.091.484	-	-	-4.762	-52.166	-	1.034.556
- Hídrica Portugal	1.419.798	-	-	-1.206	-	-	1.418.592
Licenças de CO2	98.598	75.391	-93.363	30.261	-	-	110.887
Afectos a concessão (IFRIC 12):							
- Activos intangíveis	11.486.121	193	-296.870	11.036	-246.609	1.528	10.955.399
- Activos intangíveis em curso	157.909	399.245	1.042	-391.535	-12.681	-464	153.516
Outros intangíveis	293.163	3.281	-467	2.640	-20.012	33.074	311.679
Outros intangíveis em curso	442.329	10.823	-15.776	-92.774	-1.997	-559	342.046
	<u>14.989.402</u>	<u>488.933</u>	<u>-405.434</u>	<u>-446.340</u>	<u>-333.465</u>	<u>33.579</u>	<u>14.326.675</u>

Milhares de Euros	Saldo em 1 Janeiro	Amortização /Imparidade	Alienações /Abates	Transferências	Diferenças Cambiais	Variações Perímetro/ Regularizações	Saldo em 31 Dezembro
Amortizações acumuladas e imparidades							
Direitos de concessão:							
- Distribuição e produção Brasil	628.329	35.516	-	-2.742	-20.809	-	640.294
- Hídrica Portugal	387.556	43.275	-	-39.606	-	-	391.225
Afectos a concessões (IFRIC 12)	8.772.073	298.511	-287.274	-130.944	-183.767	5	8.468.604
Outros intangíveis	72.900	9.059	-14.287	-	-3.916	15.436	79.192
	<u>9.860.858</u>	<u>386.361</u>	<u>-301.561</u>	<u>-173.292</u>	<u>-208.492</u>	<u>15.441</u>	<u>9.579.315</u>

As Adições de Licenças de CO2 incluem 11.727 milhares de Euros referentes a Licenças de emissão de CO2 atribuídas gratuitamente às centrais do Grupo EDP em actividade em Portugal e Espanha e 63.664 milhares de Euros adquiridas em mercado para consumo próprio. As Alienações/Abates, correspondem essencialmente, às entregas de licenças de CO2 consumidas durante o ano de 2016 às autoridades reguladoras. Adicionalmente, o valor em transferências respeita a licenças de CO2 transferidas da carteira de negociação para utilização no processo de produção.

Os Abates de Activos intangíveis afectos a concessões (IFRIC 12) incluem essencialmente o valor de 208.841 milhares de Euros no valor bruto e nas amortizações acumuladas relativos a abates extraordinários pelo facto da vida útil técnica máxima ter sido ultrapassada.

Outros intangíveis em curso incluem os direitos de concessão de empreendimentos hídricos em Portugal, designadamente Fridão, que ascende a 287.343 milhares de Euros. O valor de 90.066 milhares de Euros referente ao direito de concessão de Foz Tua foi transferido para firme em 2017.

No que diz respeito às Transferências, estas incluem as transferências líquidas de activos intangíveis em curso afectos a concessões, no valor de 184.157 milhares de Euros, que correspondem ao valor dos aumentos do activo financeiro associado à IFRIC 12, transferido para Devedores e outros activos de actividades comerciais. Adicionalmente, esta rubrica inclui transferências de activos da actividade de electricidade no Brasil e em Portugal classificados como activos detidos para venda no valor líquido de 2.020 milhares de Euros e 109.046 milhares de Euros, respectivamente, e transferência de activos afectos a concessões (IFRIC 12) para propriedade de investimento no valor líquido de 8.087 milhares de Euros.

A coluna Variações de Perímetro/Regularizações inclui o efeito da venda de activos de distribuição de gás em Espanha no montante líquido de 38.419 milhares de Euros (ver nota 8).

Outros intangíveis incluem 98.317 milhares de Euros relativos a licenças de produção eólica do subgrupo EDPR NA e 106.551 milhares de Euros relativos a certificados verdes diferidos na Roménia.

18. Goodwill

No Grupo, a rubrica de "goodwill", resultante da diferença entre o valor de aquisição e o justo valor dos activos líquidos adquiridos na data da aquisição, é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Grupo EDP Espanha	884.574	884.574
Grupo EDP Renováveis	1.325.850	1.295.515
Grupo EDP Brasil	34.150	45.644
Outros	6.887	6.935
	<u>2.251.461</u>	<u>2.232.668</u>

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

No período findo em 31 de Dezembro de 2018, a movimentação ocorrida no "goodwill" foi a seguinte:

Milhares de Euros	Saldo em 1 Janeiro	Aumentos	Diminuições / Regularizações	Imparidade	Diferenças cambiais	Saldo em 31 Dezembro
Grupo EDP Espanha	884.574	-	-	-	-	884.574
Grupo EDP Renováveis	1.295.515	-	-	-	30.335	1.325.850
Grupo EDP Brasil	45.644	-	-10.604	-	-890	34.150
Outros	6.935	-	-48	-	-	6.887
	2.232.668	-	-10.652	-	29.445	2.251.461

No período findo em 31 de Dezembro de 2017, a movimentação ocorrida no "goodwill" foi a seguinte:

Milhares de Euros	Saldo em 1 Janeiro	Aumentos	Reduções	Imparidade	Diferenças cambiais	Saldo em 31 Dezembro
Grupo EDP Espanha	1.940.712	-	-1.056.138	-	-	884.574
Grupo EDP Renováveis	1.384.780	-	-221	-	-89.044	1.295.515
Grupo EDP Brasil	48.842	-	-250	-	-2.948	45.644
Outros	40.518	-	-33.583	-	-	6.935
	3.414.852	-	-1.090.192	-	-91.992	2.232.668

Grupo EDP Espanha

O detalhe do "goodwill" detido no Grupo EDP Espanha apresenta-se como segue:

Milhares de Euros	Grupo EDP Espanha	
	Dez 2018	Dez 2017
Actividades liberalizadas	592.487	592.487
Redes reguladas	292.087	292.087
	884.574	884.574

A redução de "goodwill" no Grupo EDP Espanha que ocorreu em 2017 no valor de 1.056.138 milhares de Euros foi relativa à venda da participação financeira detida sobre a Naturgas Energía Distribución S.A.U.

Grupo EDP Renováveis

O detalhe do "goodwill" detido no Grupo EDP Renováveis apresenta-se como segue:

Milhares de Euros	Grupo EDP Renováveis	
	Dez 2018	Dez 2017
Goodwill EDPR Europe	635.161	635.376
Goodwill EDPR North America	689.799	659.144
Outros	890	995
	1.325.850	1.295.515

Subgrupo EDPR Europe

Não houve movimentações significativas em 2018 e 2017, excepto diferenças cambiais.

Subgrupo EDPR North America

A variação do "goodwill" da EDPR North America resulta da valorização do Dólar Americano face ao Euro.

Grupo EDP Brasil

No último trimestre de 2017, o "goodwill" relativo à Costa Rica Energética, Ltda, no valor de 250 milhares de Euros, foi reclassificado para activos não correntes detidos para venda, tendo a operação sido concluída no terceiro trimestre de 2018 (ver nota 6).

Outros

No último trimestre de 2017, o "goodwill" relativo à Pebble Hydro - Consultoria, Investimento e Serviços, Lda, no valor de 33.583 milhares de Euros, foi reclassificado para activos não correntes detidos para venda, tendo a operação sido concluída no último trimestre de 2018 (ver nota 6).

Análise da imparidade do "Goodwill" no Grupo EDP

A recuperabilidade do "goodwill" nas subsidiárias é avaliada anualmente com referência a 30 de Setembro, independentemente da existência de indicadores de imparidade. O valor recuperável é determinado com base no valor em uso dos activos, sendo calculado com recurso a metodologias de avaliação suportadas em técnicas de fluxos de caixa descontados, considerando as condições de mercado, o valor temporal e os riscos de negócio. As eventuais perdas por imparidade são reconhecidas em resultados do período.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

O Grupo EDP é composto por um número muito significativo de subsidiárias dispersas em diversas geografias, conforme se constata no seu perímetro de consolidação. Deste modo, os testes de imparidade ao nível de cada subgrupo são efectuados para cada uma das unidades geradoras de caixa identificadas em cada uma das geografias onde o Grupo EDP desenvolve a sua actividade, nomeadamente:

- EDP Espanha - Distribuição, Produção e Comercialização de electricidade;
- EDPR Europe - Produção renovável;
- EDPR North America e EDPR Brasil - Produção renovável;
- EDP Brasil - Produção, Distribuição e Comercialização de Electricidade.

Ao nível do Grupo EDP, as respectivas unidades geradoras de caixa são posteriormente agregadas por unidades de negócio, garantindo no entanto que a análise da imparidade do "goodwill" não ultrapassa um segmento de negócio.

Para efeitos destes testes, o Grupo EDP definiu um conjunto de pressupostos por forma a determinar o valor recuperável dos principais investimentos por cada unidade geradora de caixa, sendo apresentadas por agregação nas respectivas unidades de negócio após os respectivos testes de imparidade terem sido realizados ao nível de cada subgrupo/unidade geradora de caixa.

Análise da imparidade do "Goodwill" Grupo EDP Espanha

As taxas de desconto depois de impostos utilizadas pelo Grupo EDP Espanha para efeitos dos testes de imparidade oscilaram entre 3,7% e 4,8% (2017: entre 3,9% e 4,8% respectivamente).

Relativamente ao negócio da produção, a avaliação dos activos (centros electroprodutores) considera uma lógica de "portfólio" com base na projecção dos fluxos de caixa futuros e respectiva vida útil. No negócio de distribuição de electricidade considera-se a perpetuidade do negócio uma vez que os activos operam ao abrigo de uma licença com prazo indefinido. Para o negócio comercial foi igualmente considerado a perpetuidade do negócio.

Os principais pressupostos utilizados para projecção dos fluxos de caixa são os seguintes:

- No negócio de produção, a estimativa da energia produzida pelos centros electroprodutores considera a melhor estimativa da procura futura do mercado bem como a capacidade global instalada;
- As estimativas dos preços dos combustíveis (gás e carvão) e do preço de electricidade foram definidas considerando as expectativas do mercado relativamente aos preços futuros e tendo em conta o enquadramento regulatório em vigor e a melhor expectativa quanto à sua evolução futura. Relativamente aos preços dos combustíveis foram considerados igualmente os preços e cláusulas fixadas nos contratos de aprovisionamento de longo prazo, nomeadamente dos contratos de aquisição de gás;
- Custos de investimento: utilizaram-se as melhores estimativas disponíveis dos investimentos a realizar para garantir uma utilização regular dos activos actuais, assim como as resultantes de alterações legislativas;
- Relativamente aos custos operacionais, as projecções efectuadas consideraram os custos operacionais actuais projectados com base na experiência histórica adquirida e tendo em conta modelos internos de análise;
- Para a actividade sujeita a regulação, a distribuição de electricidade, foram consideradas as mais recentes taxas de remunerações propostas pela CNMC, aplicando-se os mecanismos de actualização conforme previsto na regulação. Na actividade de produção foi considerada a eliminação das taxas sobre a geração de electricidade, a qual ocorreu no 4º Trimestre de 2018 e considerou-se pagamentos por capacidade a partir de 2020;
- As projecções dos negócios de produção e de distribuição eléctrica baseiam-se nas estimativas de longo prazo dos diversos pressupostos considerados na análise;
- No caso da comercialização de electricidade, as projecções de longo prazo foram extrapoladas através duma estimativa de margem/EBITDA que evolui à taxa de inflação;
- Taxa de desconto: as taxas utilizadas reflectem a melhor estimativa do Grupo EDP considerando os riscos específicos associados a cada unidade geradora de caixa.

Foram realizadas análises de sensibilidade aos resultados dos testes de imparidade efectuados, nomeadamente às taxas de desconto. Os resultados das análises de sensibilidade efectuadas concluem que um incremento de 50 pontos base nas diferentes taxas de desconto utilizadas, não determinam a existência de indícios de imparidade no "goodwill".

Análise da imparidade do "Goodwill" Grupo EDP Renováveis

A projecção dos fluxos de caixa futuros é baseada na vida útil dos parques eólicos (em 2017, o Grupo EDPR procedeu à redefinição das vidas úteis dos activos de produção eólica de 25 para 30 anos (ver nota 3)) sendo consistente com o método de depreciação actual. Esta projecção também considera os contratos de venda de energia de longo prazo e estimativas de preços de energia de longo prazo, para os activos com exposição ao mercado.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Os principais pressupostos utilizados para projecção dos fluxos de caixa são os seguintes:

- Relativamente à produção de energia, os "net capacity factors" utilizados para cada unidade geradora de caixa consideram: (i) a capacidade instalada e a previsão resultante dos estudos de ocorrência de vento no longo prazo; e (ii) que os mecanismos regulatórios em quase todas as geografias determinam a produção e prioridade de despacho de energia sempre que as condições climáticas o permitem;
- Remuneração da energia: foram consideradas as remunerações aprovadas ou contratadas no caso de existirem contratos de venda de energia de longo prazo pelo período de vida útil total ou parcial dos activos ou remunerações determinadas pelo enquadramento regulatório em vigor em cada geografia. Nos restantes casos, foram utilizadas as curvas de preços de mercado de longo prazo projectadas pelo Grupo com base na experiência passada e modelos internos com base em fontes de informação externa;
- Nova capacidade: os testes de imparidade basearam-se na melhor informação disponível relativamente aos parques eólicos que se prevê construir nos próximos anos, ajustados pela probabilidade dos projectos planeados serem concluídos, pelas expectativas de crescimento baseadas nos objectivos do Plano de Negócios, pelo crescimento histórico e pelas projecções do crescimento de mercado. Os testes consideram os preços contratados e esperados para compra de turbinas aos vários fornecedores;
- Custos operacionais: foram utilizados os contratos de arrendamento de terrenos e de manutenção em vigor. Os outros custos operacionais foram projectados consistentemente com base na experiência adquirida e tendo em conta modelos internos de análise;
- Valor terminal: é utilizada uma percentagem de 15% do valor do investimento inicial em cada parque eólico actualizado à taxa de inflação esperada; e
- Taxa de desconto: as taxas depois de impostos utilizadas reflectem a melhor estimativa dos riscos específicos de cada unidade geradora de caixa apresentando as seguintes bandas de variação:

	2018	2017
Europa	3,3% - 6,4%	3,2% - 6,2%
América do Norte	5,1% - 6,6%	4,5% - 6,5%
Brasil	9,9%	9,6%

Os testes de imparidade foram realizados tendo em consideração as alterações regulatórias de cada país, conforme referido na nota 1.

Foram realizadas análises da sensibilidade aos resultados dos testes de imparidade efectuados, nomeadamente às seguintes variáveis chave:

- Uma redução de 5% dos preços de mercado utilizados no caso base. Esta análise de sensibilidade realizada para este pressuposto independentemente não determinou a existência de indícios de imparidade no valor de "goodwill" alocado a cada país;
- Um aumento em 50 pontos base da taxa de desconto utilizada no caso base. Esta análise de sensibilidade realizada para este pressuposto independentemente não determinou a existência de indícios de imparidade no valor do "goodwill" alocado a cada país.

Análise da imparidade do "Goodwill" Grupo EDP Brasil

A projecção dos fluxos de caixa assume a extensão das concessões relativas aos negócios da produção e distribuição de electricidade no Brasil. Estes fluxos de caixa são estimados considerando o volume de produção e os consumos previstos, a capacidade instalada, as perspectivas de evolução da tarifa e os contratos de compra/venda de energia celebrados.

As taxas de desconto utilizadas reflectem os riscos específicos de cada uma das actividades e variam entre 9,2% e 10,4%, para as diferentes actividades do grupo (2017: entre 9,0% e 10,1%).

O valor residual dos activos do negócio de distribuição corresponde ao valor actual dos activos líquidos no final da concessão ("Regulatory Asset Base"). No negócio de retalho, é considerado uma perpetuidade.

A análise de sensibilidade considerando um incremento de 50 pontos base da taxa de desconto utilizada não determinou a existência de indícios de imparidade no valor do "goodwill" e direitos de concessão.

Para o negócio da produção de energia foi realizada a sensibilidade de aumento de 50 pontos base na taxa de desconto utilizada. Esta análise de sensibilidade não determinou a existência de indícios de imparidade no valor do "goodwill" e dos direitos de concessão.

Para o negócio da distribuição de energia foi realizada uma análise de sensibilidade ao aumento em 50 pontos base na taxa de desconto utilizada no caso base. Esta análise de sensibilidade não determinou a existência de indícios de imparidade no valor do "goodwill" e dos direitos de concessão.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

19. Investimentos Financeiros em Empresas Filiais (Contas Individuais)

O detalhe desta rubrica é analisado como segue:

Milhares de Euros	Individual	
	Dez 2018	Dez 2017
Custo de aquisição	16.118.120	12.518.576
Efeito de equivalência patrimonial (transição IFRS)	-785.593	-785.593
Partes de capital em empresas filiais	15.332.527	11.732.983
Perdas por imparidade em partes de capital em empresas filiais	-230.481	-231.281
	15.102.046	11.501.702

No âmbito da transição para as IFRS, a EDP, S.A. deixou de aplicar o método de equivalência patrimonial na valorização dos investimentos financeiros nas suas demonstrações financeiras individuais, tendo o mesmo sido considerado como "deemed cost" na data da transição.

O detalhe dos Investimentos financeiros em filiais é analisado como segue:

Milhares de Euros	Individual	
	Dez 2018	Dez 2017
	Valor Líquido	Valor Líquido
Partes de capital em empresas filiais:		
EDP Renováveis S.A.	4.154.431	4.154.431
EDP Gestão de Produção de Energia, S.A.	5.756.366	2.156.054
EDP España, S.A.U.	2.105.002	2.105.002
EDP Distribuição de Energia, S.A.	1.686.158	1.686.145
EDP Servicios Financieros España, S.A.U.	482.695	482.695
EDP Comercial - Comercialização de Energia, S.A.	299.091	299.073
EDP International Investments and Services, S.L.	281.854	281.854
Outras	336.449	336.448
	15.102.046	11.501.702

No âmbito dos testes de imparidade realizados ao nível do Grupo EDP, os investimentos financeiros detidos pela EDP, S.A. em empresas filiais são revistos, tendo por base o maior entre o valor de uso e o justo valor deduzido dos custos com a venda. Os principais pressupostos considerados nos modelos de valorização das principais participações financeiras em Portugal da EDP, S.A. (EDP Produção, EDP Distribuição e EDP Comercial) analisam-se como segue:

- As taxas de desconto utilizadas reflectem a melhor estimativa dos riscos específicos de cada actividade das empresas filiais oscilando entre 3,8% e 5,0% (2017: entre 4,2% e 5,3%);

- Para as actividades sujeitas a regulação foram consideradas as remunerações actualmente em vigor e/ou aprovadas aplicando-se os mecanismos de actualização conforme previsto na regulação, e incorpora a expectativa de renovação das concessões actualmente em vigor e a melhor estimativa da evolução do CAPEX e do enquadramento regulatório futuro;

- As estimativas dos preços dos combustíveis (brent, gás, carvão e licenças de CO2) e do preço de electricidade foram definidas considerando as expectativas do mercado relativamente aos preços futuros e a aplicação de modelos internos de construção de curvas de preços, tendo em conta o enquadramento regulatório em vigor e a melhor expectativa quanto à sua evolução futura. Relativamente aos preços dos combustíveis foram considerados igualmente os preços e cláusulas fixadas nos contratos de aprovisionamento de longo prazo, nomeadamente dos contratos de aquisição de gás. Os activos de produção foram avaliados numa óptica de gestão de portfólio, sem prejuízo de uma análise individual quanto à recuperabilidade, tendo por base a estimativa da evolução da quota de mercado;

- No caso da comercialização de electricidade, as projecções de longo prazo foram extrapoladas através duma estimativa de margem/EBITDA que evolui à taxa de inflação;

- As estimativas de produção tiveram por base um ano hidrológico médio ao longo do período de projecção para as centrais hídricas, a evolução estimada da procura, projecções de quota de mercado e actual capacidade instalada e em construção, bem como, a melhor estimativa das centrais a descomissionar no período de projecção. Adicionalmente, são considerados outros custos de sistema tais como: ISP e taxa de adicionamento do CO2, CESE até 2020, tarifa social, e outros proveitos (nomeadamente a garantia de potência);

- Os custos operacionais considerados basearam-se em extrapolações dos custos operacionais actuais com base no conhecimento adquirido em cada actividade.

As análises de sensibilidade efectuadas à taxa de desconto considerando um aumento de 50 pontos base não determinaram a existência de indícios de imparidade nos investimentos financeiros da EDP S.A.

Os pressupostos utilizados nos modelos de valorização de participações financeiras da EDP, S.A. noutras geografias, bem como as respectivas análises de sensibilidade encontram-se descritos na nota 18.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

A variação positiva da rubrica de Investimentos Financeiros em empresas filiais resulta, essencialmente, do aumento de capital no montante de 386.715 milhares de Euros e de prémios de emissão no montante de 3.213.597 milhares de Euros, na EDP Gestão de Produção de Energia, S.A.

20. Investimentos Financeiros em Joint Ventures e Associadas

O detalhe desta rubrica é analisado como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Investimentos financeiros em <i>joint ventures</i>	805.381	781.327	2	6.597
Investimentos financeiros em associadas	146.232	61.755	-	-
	951.613	843.082	2	6.597

Com referência a 31 de Dezembro de 2018 em base consolidada, esta rubrica inclui "goodwill" nos investimentos financeiros em "joint ventures" no montante de 42.226 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 42.226 milhares de Euros) e nos investimentos financeiros em associadas no montante de 11.084 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 9.154 milhares de Euros).

O movimento dos investimentos financeiros em "joint ventures" e associadas, para o Grupo, é analisado como segue:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Saldo em 1 de Janeiro	843.082	820.565
Aquisições/Entradas	174.914	20.605
Aumentos/Reduções de capital	7.119	148.977
Alienações/Saídas	-16.954	-31.835
Resultados	10.858	11.521
Dividendos	-26.015	-29.865
Diferenças de câmbio	-39.676	-97.458
Reserva de cobertura de <i>fluxos de caixa</i>	-17.543	-
Outros	15.828	572
Saldo em 31 de Dezembro	951.613	843.082

A variação do período verificada nos investimentos financeiros em "joint ventures" deve-se, essencialmente: (i) à alienação do investimento financeiro na empresa EDP Produção Bioelétrica, S.A., no valor de 16.952 milhares de Euros em base consolidada e 6.595 milhares de Euros em base individual, correspondentes ao seu custo histórico (ver nota 6); (ii) à variação positiva no montante de 48.707 milhares de Euros resultante da alienação de 80% da 2018 Vento XIX LLC que deixou de ser consolidada integralmente no Grupo EDP e passou a ver tratada como "joint venture" (ver nota 6); e (iii) à variação positiva no montante de 10.468 milhares de Euros resultante da alienação de 75% da Nation Rise Wind Farm GP Inc. que deixou de ser consolidada integralmente no Grupo EDP e passou a ver tratada como "joint venture" (ver nota 6).

A variação do período verificada nos investimentos financeiros em associadas deve-se, essencialmente, à diferença no preço de aquisição e à variação de equivalência patrimonial da Centrais eléctricas de Santa Catarina, S.A. - Celesc no montante de 111.990 milhares de Euros (ver nota 6).

Com referência a 31 de Dezembro de 2017, a variação verificada nos investimentos financeiros em "joint ventures" e associadas deve-se, essencialmente: (i) ao aumento de capital na Empresa de Energia São Manoel, S.A. no valor de 64.731 milhares de Euros; (ii) ao aumento de capital na Companhia Energética do Jari, S.A. no valor de 17.921 milhares de Euros; (iii) ao aumento de capital na Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão, S.A. no valor de 14.009 milhares de Euros; (iv) ao aumento de capital na Hydro Global Investment Limited no valor de 34.754 milhares de Euros; (v) à variação positiva no montante de 20.370 milhares de Euros resultante da alienação de 23,3% da Moray Offshore Renewable Power Limited que deixou de ser consolidada integralmente no Grupo EDP e passou a ver tratada como "joint venture", deduzido de um montante de 13.987 milhares de Euros relativos aos 53,4% de participação financeira a ser alienada em 2018; e (vi) à variação negativa no montante de 14.367 milhares de Euros resultante do ganho de controlo da Eólica de Coahuila, S.A. de C.V., que passou a ser consolidada integralmente.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

O quadro seguinte resume a informação financeira individual das "joint ventures" incluídas nas contas consolidadas do Grupo pelo método de equivalência patrimonial, com referência a 31 de Dezembro de 2018:

Milhares de Euros	Grupo Jari	Energia Cachoeira Caldeirão	Energia São Manoel	Flat Rock Windpower II	Flat Rock Windpower	Hydro Global Investment
Informação financeira individual das joint ventures						
Activos não correntes	389.451	310.332	862.799	97.703	240.383	141.796
Activos correntes	21.872	27.984	29.982	2.358	7.537	88.680
Caixa e equivalentes de caixa	7.701	13.363	10.158	1.906	5.576	88.272
Capitais Próprios	185.976	141.645	433.518	96.826	239.426	68.906
Dívida financeira não corrente	134.088	169.667	402.905	-	-	121.732
Passivos não correntes	194.054	176.865	419.898	1.462	3.870	148.616
Dívida financeira corrente	12.308	10.713	23.783	-	-	-
Passivos correntes	31.293	19.806	39.365	1.773	4.624	12.954
Volume de negócios	59.816	35.951	73.201	4.820	12.541	-
Amortizações/imparidade activos fixos tangíveis/intangíveis	-12.060	-10.605	-29.278	-5.097	-13.359	-86
Outros custos financeiros	-17.005	-18.865	-46.007	-24	-53	-19.223
Impostos sobre os lucros	-1.320	1.609	11.527	-	-	770
Resultado líquido do período	9.677	-3.135	-22.400	-5.618	-14.388	-3.160
Valores proporcionalmente atribuíveis ao Grupo EDP						
Activos líquidos	132.320	71.176	144.509	48.413	132.198	34.462
Goodwill	-	-	-	-	-	-
Dividendos pagos	850	-	-	-	7.200	-

Milhares de Euros	Compañía Eólica Aragonesa	CIDE HC Energía	Grupo EDP Asia	Moray Offshore East	Portfólio Vento XIX	Outras
Informação financeira individual das joint ventures						
Activos não correntes	120.245	2.311	109.650	534.988	300.878	217.196
Activos correntes	6.203	46.947	2	87.152	27.812	61.455
Caixa e equivalentes de caixa	4.106	1.273	2	62.826	25.150	21.174
Capitais Próprios	106.064	14.573	107.872	-73.943	-7.107	98.313
Dívida financeira não corrente	-	-	-	412.546	-	23.405
Passivos não correntes	17.483	4.359	-	587.743	170.949	126.348
Dívida financeira corrente	-	-	-	294	95	6.555
Passivos correntes	2.901	30.326	1.780	108.340	164.848	53.989
Volume de negócios	19.451	258.638	-	-	1.277	45.502
Amortizações/imparidade activos fixos tangíveis/intangíveis	-11.922	-66	-	-	-	-3.707
Outros custos financeiros	-138	-572	-	-3.666	-	-572
Impostos sobre os lucros	1.057	-1.145	-1.724	-	-	-714
Resultado líquido do período	1.922	2.896	19.737	-1.331	1	3.376
Valores proporcionalmente atribuíveis ao Grupo EDP						
Activos líquidos	48.408	7.209	91.179	-	48.643	46.864
Goodwill	39.558	-	-	-	-	2.668
Dividendos pagos	5.288	-	7.231	-	-	1.501

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

O quadro seguinte resume a informação financeira individual das "joint ventures" incluídas nas contas consolidadas do Grupo pelo método de equivalência patrimonial, com referência a 31 de Dezembro de 2017:

Milhares de Euros	Grupo Jari	Energia Cachoeira Caldeirão	Energia São Manoel	Flat Rock Windpower II	Flat Rock Windpower
Informação financeira individual das joint ventures					
Activos não correntes	449.117	355.769	895.741	98.446	242.890
Activos correntes	17.790	23.646	48.301	898	2.278
Caixa e equivalentes de caixa	5.601	10.176	28.773	684	1.264
Capitais Próprios	181.209	161.100	489.575	97.708	241.088
Dívida financeira não corrente	162.144	193.712	338.946	-	-
Passivos não correntes	230.252	198.973	355.136	1.372	3.642
Dívida financeira corrente	43.641	9.410	86.004	-	-
Passivos correntes	55.446	19.342	99.331	264	438
Volume de negócios	66.004	36.438	687	4.050	10.813
Amortizações/imparidade activos fixos tangíveis/intangíveis	-15.397	-13.452	-1.957	-5.499	-14.057
Outros custos financeiros	-26.470	-22.769	-3.304	-25	-56
Impostos sobre os lucros	-2.769	3.529	1.480	-	-
Resultado líquido do período	5.532	-7.035	-2.874	-6.305	-17.354
Valores proporcionalmente atribuíveis ao Grupo EDP					
Activos líquidos	136.293	80.960	163.195	48.854	131.873
Goodwill	-	-	-	-	-
Dividendos pagos	489	-	-	-	14.143

Milhares de Euros	Grupo EDP Asia	Compañía Eólica Aragonesa	Grupo Bioeléctrica	CIDE HC Energía	Hydro Global Investment	Outras
Informação financeira individual das joint ventures						
Activos não correntes	98.003	123.215	123.848	1.741	56.284	146.288
Activos correntes	1	7.773	19.863	50.009	91.526	26.958
Caixa e equivalentes de caixa	1	4.652	13.145	1.277	81.943	9.943
Capitais Próprios	98.004	105.890	32.321	11.177	68.063	22.996
Dívida financeira não corrente	-	-	43.242	-	79.213	17.728
Passivos não correntes	-	20.753	57.223	3.955	79.213	35.836
Dívida financeira corrente	-	-	9.694	-	141	5.704
Passivos correntes	-	4.345	54.167	36.618	534	114.414
Volume de negócios	-	21.283	48.468	246.789	-	40.565
Amortizações/imparidade activos fixos tangíveis/intangíveis	-	-14.444	-9.250	-62	-74	-3.628
Outros custos financeiros	-	-145	-872	-422	-2.145	-770
Impostos sobre os lucros	-	1.489	-1.622	-412	669	-1.488
Resultado líquido do período	21.281	618	4.987	8.367	-1.108	-369
Valores proporcionalmente atribuíveis ao Grupo EDP						
Activos líquidos	89.727	52.734	16.158	5.573	34.041	21.919
Goodwill	-	39.558	-	-	-	2.668
Dividendos pagos	7.380	5.000	-	-	-	-

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

O quadro seguinte resume a informação financeira individual das associadas cujo investimento se encontra incluído pelo método de equivalência patrimonial nas contas consolidadas do Grupo, com referência a 31 de Dezembro de 2018:

Milhares de Euros	Mabe Brasil	Celesc	Parque Eólico Belmonte	Parque Eólico Madero	Principle Power Inc.	Outras
Informação financeira individual das associadas						
Activos não correntes	2.402	448.022	19.417	50.083	18.858	54.283
Activos correntes	17.744	8.594	5.462	18.548	9.448	28.138
Capitais Próprios	-3.536	452.386	6.798	30.757	18.571	42.083
Passivos não correntes	20.691	1.491	12.182	5.258	3.811	30.809
Passivos correntes	2.991	2.739	5.900	32.616	5.924	9.530
Volume de negócios	220	-	3.870	11.565	3.714	38.881
Resultado líquido do período	-1.664	42.323	925	3.527	-3.012	8.157
Valores proporcionalmente atribuíveis ao Grupo EDP						
Activos líquidos	-	106.573	3.758	12.918	2.827	20.156
Goodwill	-	-	1.726	-	967	8.391
Dividendos pagos	-	-	-	-	-	3.945

As empresas incluídas na coluna "Outras" têm como base as suas demonstrações financeiras a 31 de Dezembro de 2018, com excepção de empresas que se encontram sem actividade ou em liquidação, e da Portsines que tem como base as demonstrações financeiras a 30 de Novembro de 2018, dado que as contas de 31 de Dezembro de 2018 não foram ainda aprovadas.

O quadro seguinte resume a informação financeira individual das associadas cujo investimento se encontra incluído pelo método de equivalência patrimonial nas contas consolidadas do Grupo, com referência a 31 de Dezembro de 2017:

Milhares de Euros	Mabe Brasil	Les Eoliennes en Mer Noirmoutier	Parque Eólico Belmonte	Parque Eólico Madero	Principle Power Inc.	Outras
Informação financeira individual das associadas						
Activos não correntes	2.351	35.748	20.258	50.596	12.401	99.844
Activos correntes	19.864	10.726	3.823	12.304	4.576	46.385
Capitais Próprios	-2.152	33.823	5.873	27.230	10.409	67.360
Passivos não correntes	20.809	5.500	13.338	1.825	4.134	48.163
Passivos correntes	3.558	7.151	4.870	33.845	2.434	30.706
Volume de negócios	-1.153	-	4.112	10.896	841	48.101
Resultado líquido do período	-1.970	-648	1.283	3.224	-4.281	6.212
Valores proporcionalmente atribuíveis ao Grupo EDP						
Activos líquidos	-	14.544	3.482	11.437	3.341	28.951
Goodwill	-	-	1.726	-	924	6.504
Dividendos pagos	-	-	-	-	-	2.853

As empresas incluídas na coluna "Outras" têm como base as suas demonstrações financeiras a 31 de Dezembro de 2017, com excepção de empresas que se encontram sem actividade ou em liquidação, e da Portsines que tem como base as demonstrações financeiras a 30 de Novembro de 2017, dado que as contas de 31 de Dezembro de 2017 não foram ainda aprovadas.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Com referência a 31 de Dezembro de 2018, as empresas associadas e "joint ventures" significativas enunciadas acima apresentam a seguinte reconciliação dos seus activos líquidos proporcionalmente atribuíveis ao Grupo EDP:

Milhares de Euros	Capitais Próprios	% Eq. Patrim.	Ajustamentos de JV	Goodwill	Outros	Activos Líquidos
Companhia Energética do JARI	185.976	50,00%	39.332	-	-	132.320
Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A.	141.645	50,00%	353	-	-	71.176
Empresa de Energia São Manoel S.A.	433.518	33,33%	-	-	-	144.509
Flat Rock Windpower II LLC	96.826	50,00%	-	-	-	48.413
Flat Rock Windpower LLC	239.426	50,00%	-	-	12.485	132.198
Hydro Global Investment, Ltda	68.906	50,00%	-	-	9	34.462
Compañía Eólica Aragonesa, S.A.	106.064	50,00%	-4.624	-	-	48.408
CIDE HC Energía, S.A.	14.573	50,00%	-	-	-78	7.209
EDP ASIA - Investimento e Consultadoria, Lda	107.872	50,00%	37.243	-	-	91.179
Moray Offshore East	-73.943	33,30%	19.611	-	5.012	-
Portfólio Vento XIX	-7.107	20,00%	50.064	-	-	48.643
Mabe Construções e Administração Projetos, Lda	-3.536	50,00%	-	-	1.768	-
Centrais eléctricas de Santa Catarina, S.A. - Celesc	452.386	23,56%	-	-	-	106.573
Parque Eólico de Belmonte, S.A.	6.798	29,90%	-	1.726	-	3.758
Parque Eólico Sierra del Madero S.A.	30.757	42,00%	-	-	-	12.918
Principle Power, Inc.	18.571	21,39%	-	967	-2.113	2.827

Com referência a 31 de Dezembro de 2017, as empresas associadas e "joint ventures" significativas enunciadas acima apresentam a seguinte reconciliação dos seus activos líquidos proporcionalmente atribuíveis ao Grupo EDP:

Milhares de Euros	Capitais Próprios	% Eq. Patrim.	Ajustamentos de JV	Goodwill	Outros	Activos Líquidos
Companhia Energética do Jari	181.209	50,00%	45.688	-	-	136.293
Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A.	161.100	50,00%	410	-	-	80.960
Empresa de Energia São Manoel S.A.	489.575	33,33%	-	-	-	163.195
Flat Rock Windpower II LLC	97.708	50,00%	-	-	-	48.854
Flat Rock Windpower LLC	241.088	50,00%	-	-	11.329	131.873
EDP ASIA - Investimento e Consultadoria, Lda	98.004	50,00%	40.725	-	-	89.727
Compañía Eólica Aragonesa, S.A.	105.890	50,00%	-211	-	-	52.734
EDP Produção Bioelétrica, S.A.	32.321	50,00%	-	-	-3	16.158
CIDE HC Energía, S.A.	11.177	50,00%	-	-	-16	5.573
Hydro Global Investment, Ltda	68.063	50,00%	-	-	10	34.041
Mabe Construções e Administração Projetos, Lda	-2.152	50,00%	-	-	1.076	-
Les Eoliennes en Mer Iles d'Yeu Noirmontier, SAS	33.823	43,00%	-	-	-	14.544
Parque Eólico de Belmonte, S.A.	5.873	29,90%	-	1.726	-	3.482
Parque Eólico Sierra del Madero S.A.	27.230	42,00%	-	-	-	11.437
Principle Power, Inc.	10.409	22,72%	-	924	53	3.341

As garantias operacionais e reais prestadas pelas "joint ventures", incluídas nas contas consolidadas do Grupo pelo método de equivalência patrimonial, são apresentadas como segue:

Milhares de Euros	Dez 2018	Dez 2017
Garantias de carácter operacional		
Companhia Energética do Jari	222	293
Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A.	156	186
Empresa de Energia São Manoel S.A.	18	8.427
	396	8.906
Garantias reais	-	-

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Os compromissos por dívidas financeiras de curto e longo prazo, as rendas vincendas de locações financeiras, as rendas vincendas de locações operacionais e as restantes obrigações de compra das "joint ventures" incluídas nas contas consolidadas do Grupo pelo método de equivalência patrimonial, com referência a 31 de Dezembro de 2018 e 2017, são apresentadas por maturidade de vencimento como segue:

Milhares de Euros	Dez 2018				
	Capital em dívida por período				
	Total	Menos de 1 ano	Entre 1 e 3 anos	Entre 3 e 5 anos	Mais de 5 anos
Dívidas financeiras de curto e longo prazo (inclui	744.576	51.728	102.078	203.434	387.336
Rendas vincendas de locações financeiras	718	152	211	197	158
Rendas vincendas de locações operacionais	545	244	280	15	6
Obrigações de compra	48.177	15.400	11.286	2.809	18.682
Outros passivos de longo prazo	128.777	111.801	16.976	-	-
	922.793	179.325	130.831	206.455	406.182

Milhares de Euros	Dez 2017				
	Capital em dívida por período				
	Total	Menos de 1 ano	Entre 1 e 3 anos	Entre 3 e 5 anos	Mais de 5 anos
Dívidas financeiras de curto e longo prazo (inclui juros vincendos)	663.274	89.744	103.166	95.991	374.373
Rendas vincendas de locações financeiras	938	219	263	199	257
Rendas vincendas de locações operacionais	26.271	11.408	2.962	2.393	9.508
Obrigações de compra	541.398	187.738	56.349	39.758	257.553
	1.231.881	289.109	162.740	138.341	641.691

A informação financeira resumida de subsidiárias com interesses não controláveis significativos, nomeadamente a EDP Brasil e a EDP Renováveis, com referência a 31 de Dezembro de 2018, encontra-se divulgada na nota 50 e Anexo I.

21. Instrumentos de Capital Próprio ao Justo Valor

No âmbito da adopção da IFRS 9, a categoria de "Investimentos financeiros disponíveis para venda" anteriormente prevista na IAS 39 deixa de existir (ver notas 2 e 3). Desta forma, com referência a 1 de Janeiro de 2018, o Grupo fez uma análise do modelo de negócio aplicável aos seus activos financeiros e classificou-os de acordo com as novas categorias previstas na IFRS 9. Os instrumentos de capital próprio detidos pelo Grupo foram assim classificados como Instrumentos de capital próprio ao justo valor, mensurados através de outro rendimento integral (ver nota 21.1) ou através de resultados (ver nota 21.2). Os instrumentos de dívida detidos pelo Grupo a 31 de Dezembro de 2017 foram classificados como outros activos financeiros mensurados ao custo amortizado (ver nota 25).

O detalhe das reclassificações efectuadas no seguimento da análise do Grupo para efeitos da adopção da IFRS 9 é o seguinte:

Milhares de Euros	Activos Financeiros disponíveis para Venda	Instrumentos de Capital Próprio ao Justo Valor		
		Através do Rendim. Integral	Através de Resultados	Total
Activos Financeiros disponíveis para venda a 31 Dezembro de 2017	124.016	-	-	-
Reclassificação de Activos Financeiros para Instrumentos de Capital Próprio ao Justo Valor através de Outro Rendimento Integral (ver nota 21.1)	-96.290	96.290	-	96.290
Reclassificação de Activos Financeiros para Instrumentos de Capital Próprio ao Justo Valor através de Resultados (ver nota 21.2)	-27.707	-	27.707	27.707
Reclassificação de Activos Financeiros para Outros Activos ao Custo Amortizado (ver nota 25)	-19	-	-	-
Instrumentos de Capital Próprio ao Justo Valor a 1 Janeiro de 2018	-	96.290	27.707	123.997

A 31 de Dezembro de 2018, o detalhe desta rubrica é apresentado como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	1 Jan 2018	Dez 2018	1 Jan 2018
Instrumentos de Capital Próprio ao Justo Valor através de Outro Rendimento Integral (ver nota 21.1)	93.287	96.290	1.537	1.537
Instrumentos de Capital Próprio ao Justo Valor através de Resultados (ver nota 21.2)	31.860	27.707	-	-
	125.147	123.997	1.537	1.537

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

De acordo com a IFRS 13 (ver nota 44), os Instrumentos de capital próprio ao justo valor são classificados em três níveis de Justo Valor: o nível 1 inclui investimentos financeiros cotados indexados a cotação de mercado; o nível 2 inclui o fundo de acções e obrigações detido pela Energia RE; e o nível 3 engloba os restantes Instrumentos de capital próprio ao justo valor. À data de 31 de Dezembro de 2018, o Grupo não detém nenhum Instrumento de capital próprio incluído no nível 1.

21.1 Instrumentos de Capital Próprio ao Justo Valor através de Outro Rendimento Integral

Decorrente da análise do modelo de negócio aplicável aos activos financeiros disponíveis para venda à data de aplicação da IFRS 9, o Grupo EDP decidiu classificar os instrumentos de capital próprio detidos com propósitos estratégicos de longo-prazo como Instrumentos de capital próprio mensurados ao justo valor através de outro rendimento integral.

Destes, destaca-se o Fundo Zephyr, que representa as unidades de participação de um fundo de acções e obrigações detido pela Energia RE, decorrente da sua actividade resseguradora. No decurso de 2018, o investimento financeiro teve um aumento de 5.000 milhares de Euros, uma diminuição de 4.289 milhares de Euros e desvalorizou 3.749 milhares de Euros, tendo esta desvalorização sido registada por contrapartida de Reservas de justo valor (ver nota 30).

Em 2018, os movimentos da rubrica Instrumentos de Capital Próprio ao Justo Valor através de Outro Rendimento Integral são analisados como segue:

Milhares de Euros	Saldo 1 Janeiro	Aquisições	Alienações	Variação no justo valor	Outras variações	Saldo 31 Dezembro
Fundo Zephyr (carteira da Energia RE)	77.573	5.000	-4.289	-3.749	-	74.535
Outros	18.717	697	-940	129	149	18.752
	96.290	5.697	-5.229	-3.620	149	93.287

A 31 de Dezembro de 2018, a reserva de justo valor de instrumentos de capital próprio atribuível ao Grupo EDP é analisada como segue:

Milhares de Euros	Dez 2018
Fundo Zephyr (carteira da Energia RE)	6.453
Outros	5.538
	11.991

21.2 Instrumentos de Capital Próprio ao Justo Valor através de Resultados

Decorrente da análise do modelo de negócio aplicável aos activos financeiros disponíveis para venda à data de aplicação da IFRS 9, o Grupo EDP decidiu classificar os remanescentes instrumentos de capital próprio, detidos com propósitos de negociação, como Instrumentos de capital próprio mensurados ao justo valor através de resultados.

Destes, destaca-se a Feedzai - Consultadoria e Inovação Tecnológica, S.A. cujo justo valor de 15.526 milhares de Euros foi determinado de acordo com o múltiplo de vendas da última transacção na sociedade EQ/Vendas no valor de 6,3x. A análise de sensibilidade considerando uma redução ou um aumento de 0,5x base do múltiplo, determina um justo valor de 14,3 milhões de Euros e 16,8 milhões de Euros, respectivamente.

Durante o ano de 2018 estes instrumentos de capital próprio tiveram uma valorização total no valor de 2.582 milhares de Euros, tendo esta valorização sido registada por contrapartida de resultados (ver nota 13 e 44).

Milhares de Euros	Saldo 1 Janeiro	Aquisições	Alienações	Variação no justo valor	Outras variações	Saldo -
EDA - Electricidade dos Açores, S.A.	13.045	-	-	621	-	13.666
Feedzai - Consultadoria e Inovação Tecnológica, S.A.	13.565	-	-	1.961	-	15.526
Outros	1.097	1.571	-	-	-	2.668
	27.707	1.571	-	2.582	-	31.860

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

22. Impostos Diferidos Activos e Passivos

O Grupo EDP regista nas suas contas o efeito fiscal decorrente das diferenças temporárias que se verificam entre os activos e passivos determinados numa óptica contabilística e numa óptica fiscal, o qual é analisado como segue:

Milhares de Euros	Impostos Diferidos Activos		Impostos Diferidos Passivos	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Europa				
Prejuízos e créditos fiscais	306.105	210.836	-	-
Provisões para benefícios sociais, cobrança duvidosa e outros riscos	573.115	489.823	16.165	17.282
Instrumentos financeiros	106.187	41.233	17.185	7.143
Activos fixos tangíveis e intangíveis	200.330	170.786	176.604	173.932
Mais-valias reinvestidas	-	-	3.213	3.213
Investimentos financeiros e instrumentos de capital próprio ao justo valor	357	565	3.993	3.902
Desvio e défice tarifário	39.906	69.788	80.337	251.679
Alocação de justos valores a activos e passivos adquiridos	24.761	33.684	441.278	403.663
Reavaliações fiscais	464.233	500.667	70.138	74.564
Proveitos diferidos associados ao CMEC	-	-	198.055	185.631
Outras diferenças temporárias	16.713	33.478	83.427	56.722
Compensação de activos e passivos por impostos diferidos	-718.007	-909.068	-718.007	-909.068
	1.013.700	641.792	372.388	268.663
Brasil				
Prejuízos e créditos fiscais	98.304	124.719	-	-
Provisões para benefícios sociais, cobrança duvidosa e outros riscos	120.969	126.860	-	-
Alocação de justos valores a activos e passivos adquiridos	-	-	127.458	133.108
Uso do Bem Público	24.068	25.842	7.499	8.869
Justo valor de activos financeiros	-	-	35.506	34.717
Outras diferenças temporárias	3.804	4.461	34.658	37.820
Compensação de activos e passivos por impostos diferidos	-109.702	-115.740	-109.702	-115.740
	137.443	166.142	95.419	98.774
Estados Unidos da América e Canadá				
Prejuízos e créditos fiscais	579.121	553.644	-	-
Activos fixos tangíveis	3.436	3.200	253.529	253.080
Alocação de justos valores a activos e passivos adquiridos	-	-	129.306	112.716
Proveitos de parcerias institucionais de parques eólicos nos EUA	-	-	336.895	291.041
Outras diferenças temporárias	31.276	2.909	-55	1.424
Compensação de activos e passivos por impostos diferidos	-612.781	-559.166	-612.781	-559.166
	1.052	587	106.894	99.095
	1.152.195	808.521	574.701	466.532

Conforme referido na política contabilística, nota 2 q), a compensação entre impostos diferidos activos e impostos diferidos passivos é efectuada ao nível de cada subsidiária, reflectindo o balanço consolidado no seu activo a soma dos valores das subsidiárias que apresentam impostos diferidos activos e no seu passivo a soma dos valores das subsidiárias que apresentam impostos diferidos passivos.

A EDP, S.A., em base individual, regista nas suas contas o efeito fiscal decorrente das diferenças temporárias que se verificam entre os activos e passivos determinados numa óptica contabilística e numa óptica fiscal, o qual é analisado como se segue:

Milhares de Euros	Impostos Diferidos Activos Líquidos		Impostos Diferidos Passivos Líquidos	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Prejuízos e Créditos fiscais	89.383	75.681	-	-
Provisões para benefícios sociais, cobrança duvidosa e outros riscos	6.945	6.432	-	-
Instrumentos financeiros	21.431	15	21.042	1.687
Investimentos financeiros e instrumentos de capital próprio ao justo valor	-	834	-	-
Alocação de justos valores a activos e passivos adquiridos	-	-	3.546	-
Activos fixos tangíveis e intangíveis	4.322	4.188	-	-
Reavaliações fiscais	-	-	199	205
Outras diferenças temporárias	3.083	3.074	7.718	10.074
Compensação de activos e passivos por impostos diferidos	-32.505	-11.966	-32.505	-11.966
	92.659	78.258	-	-

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Os movimentos ocorridos nos impostos diferidos, para o Grupo e em base individual, para os períodos de 2018 e 2017, são os seguintes:

Milhares de Euros	Impostos Diferidos		Impostos Diferidos	
	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	341.989	182.011	78.258	45.115
Ajustamentos de transição IFRS 9 e 15 (ver nota 3)	27.387	-	-	-
Saldo em 1 de Janeiro de 2018	369.376	182.011	78.258	45.115
Dotação a resultados	145.947	168.115	-2.142	30.239
Dotação a reservas	77.367	64.465	2.309	11.442
Diferenças cambiais e outras variações	-15.196	-72.602	14.234	-8.538
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	577.494	341.989	92.659	78.258

Em 31 de Dezembro de 2017, a rubrica Diferenças cambiais e outras variações inclui, essencialmente, a variação decorrente do supra mencionado desreconhecimento de saldos de imposto diferido relacionado com a venda do negócio de distribuição de gás em Espanha.

A análise do imposto diferido reconhecido em reservas é a seguinte:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Instrumentos financeiros e justo valor	43.661	40.446	2.060	14.308
Transacções que envolvem interesses não controláveis	12.684	-	-	-
Ganhos e perdas actuariais	19.242	27.415	249	-125
Investimentos financeiros e instrumentos de capital próprio ao justo valor	1.780	-3.396	-	-2.741
	77.367	64.465	2.309	11.442

O detalhe dos prejuízos fiscais reportáveis no Grupo é analisado como segue:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Data limite de reporte:		
2018	-	2.808
2019	6.585	11.547
2020	15.151	13.108
2021	50.102	61.713
2022	21.698	21.202
2023	36.394	31.907
2024 a 2038	2.275.234	2.184.184
Sem prazo	1.374.629	1.273.121
	3.779.793	3.599.590

Do total dos prejuízos fiscais do Grupo EDP reportáveis a 31 de Dezembro de 2018, o montante de 476.257 milhares de Euros não tem imposto diferido activo, em conformidade com as normas contabilísticas aplicáveis, na medida em que, à presente data, não existe ainda a visibilidade suficiente sobre o período futuro em que tais prejuízos fiscais serão utilizados.

23. Inventários

Esta rubrica é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Mercadorias	48.194	21.982
Produtos acabados, intermédios e subprodutos	38.910	37.738
Matérias primas, subsidiárias e de consumo (Carvão e outros combustíveis)	132.428	100.276
Combustível nuclear	16.159	16.700
Licenças de CO2 (ver nota 45)	-	-
Outros	106.346	89.079
	342.037	265.775

A rubrica Licenças de CO2, são licenças disponíveis para negociação, valorizadas pelo menor montante entre o seu custo de aquisição e valor realizável líquido, o qual corresponde à cotação de mercado, conforme política contabilística 2 x).

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

24. Devedores e Outros Activos de Actividades Comerciais

A rubrica de Devedores e outros activos de actividades comerciais - Não corrente é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Activos mensurados ao custo amortizado:		
Valores a receber por desvios tarifários - Electricidade - Portugal	7.691	521.062
Valores a receber por desvios tarifários - Electricidade - Brasil	27.551	49.999
Valores a receber no âmbito do CMEC	647.667	806.014
Valores a receber por Concessões - IFRIC 12	882.087	1.229.370
Activos resultantes dos contratos de venda de energia	-	8.105
Outros activos mensurados ao custo amortizado	35.585	87.068
Imparidade para outros activos ao custo amortizado	-2.895	-3.182
	1.597.686	2.698.436
Contas a receber de clientes ao custo amortizado:		
Clientes	116.479	141.517
Imparidade para clientes	-52.629	-61.929
	63.850	79.588
Activos mensurados ao justo valor através de outro rendimento integral:		
Valores a receber por desvios tarifários - Electricidade - Portugal	9.743	-
Activos mensurados ao justo valor através dos resultados:		
Valores a receber por Concessões - IFRIC 12	519.544	-
Activos Contratuais:		
Activos resultantes dos contratos de venda de energia	2.093	-
Custos incrementais com a angariação de contratos	66.850	-
Activos contratuais a receber por Concessões - IFRIC 12 (ver nota 17)	192.036	-
	260.979	-
Outros activos:		
Outros activos fora do âmbito da IFRS 9	70.838	61.355
	2.522.640	2.839.379

A rubrica de Devedores e outros activos de actividades comerciais - Corrente é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Activos mensurados ao custo amortizado:				
Valores a receber por desvios tarifários - Electricidade - Portugal	204.626	348.990	-	-
Valores a receber por desvios tarifários - Electricidade - Brasil	82.392	27.384	-	-
Devedores por outros bens e serviços	30.864	18.328	25.081	24.516
Valores a receber no âmbito do CMEC	184.757	218.748	-	-
Valores a receber por Concessões - IFRIC 12	53.150	60.978	-	-
Activos resultantes dos contratos de venda de energia	-	1.007.007	-	226.500
Outros activos mensurados ao custo amortizado	141.708	187.446	129.927	61.039
Imparidade para outros activos ao custo amortizado	-5.897	-12.416	-153	-788
	691.600	1.856.465	154.855	311.267
Contas a receber de clientes ao custo amortizado:				
Clientes	1.497.576	1.712.574	190.047	306.651
Imparidade para clientes	-304.237	-305.909	-306	-9.699
	1.193.339	1.406.665	189.741	296.952
Activos mensurados ao justo valor através de outro rendimento integral:				
Valores a receber por desvios tarifários - Electricidade - Portugal	3.153	-	-	-
Activos Contratuais:				
Activos resultantes dos contratos de venda de energia	1.219.851	-	307.087	-
Outros activos:				
Outros activos fora do âmbito da IFRS 9	59.536	62.600	1.721	1.411
	3.167.479	3.325.730	653.404	609.630

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

O movimento do período na rubrica Valores a receber por desvios tarifários - Electricidade - Portugal (Não corrente e Corrente) é analisado como segue:

Milhares de Euros	Não corrente	Corrente
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	521.062	348.990
Impacto do justo valor do défice tarifário mensurado a justo valor através do rendimento integral (adopção da IFRS 9 - ver nota 3)	-2.727	5.466
Saldo em 1 de Janeiro de 2018	518.335	354.456
Recebimento através da tarifa de energia eléctrica	-	-197.581
Venda parcial do sobrecusto dos PRE's de 2017	-	-391.691
Venda parcial do sobrecusto dos PRE's de 2018	-	-871.497
Constituição do desvio tarifário de 2017	-	-1.251
Desvio tarifário do período	-	886.325
Justo valor do défice tarifário mensurado a justo valor através de outro rendimento integral (ver nota 30)	2.727	-5.466
Proveitos financeiros (ver nota 13)	-	10.221
Transferência de/para desvios tarifários a pagar (ver nota 37)	39.085	-118.450
Transferência da parcela de não corrente para corrente	-542.713	542.713
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	17.434	207.779

Com a aplicação da IFRS 9 a 1 de Janeiro de 2018, o défice tarifário da EDP Serviço Universal, S.A. incluído na rubrica Devedores e outros activos de actividades comerciais, no montante de 439.797 milhares de Euros, passou a ser classificado e mensurado ao justo valor através de outro rendimento integral, o que conduziu ao incremento desta rubrica em 2.739 milhares de euros inerente ao reconhecimento da diferença de valorização entre o justo valor e o custo amortizado (ver notas 2 e 3). A 31 de Dezembro de 2018, a rubrica Devedores e outros activos de actividades comerciais inclui o montante de 9.743 milhares de Euros em não corrente e o montante de 3.153 milhares de Euros em corrente, classificados e mensurados ao justo valor através do rendimento integral. De acordo com a IFRS 13, o justo valor do défice tarifário é classificado como nível 2 (ver nota 44).

No decorrer do primeiro trimestre de 2018, a EDP Serviço Universal, S.A. (EDP SU) acordou a venda, através de duas operações individuais, de 247.120 milhares de euros do défice tarifário de 2017. O défice tarifário de 2017 resulta do diferimento por 5 anos da repercussão do sobrecusto de 2017 com a actividade de aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial (incluindo os ajustamentos de 2015 a 2017). Nesta operação de venda dos activos, a EDP SU cedeu de forma plena e sem recurso, o direito ao recebimento dos referidos montantes e respectivos juros. O valor de venda total ascendeu a 254.601 milhares de Euros e gerou uma mais-valia líquida de despesas com as transacções de 2.591 milhares de Euros (ver nota 13).

No decorrer do segundo trimestre de 2018, a EDP Serviço Universal, S.A. (EDP SU) acordou a venda de 641.069 milhares de euros do défice tarifário de 2018. O défice tarifário de 2018 resulta do diferimento por 5 anos da repercussão do sobrecusto de 2018 com a actividade de aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial (incluindo os ajustamentos de 2016 e 2017). Nesta operação de venda dos activos, a EDP SU cedeu de forma plena e sem recurso, o direito ao recebimento dos referidos montantes e respectivos juros. O valor de venda total ascendeu a 650 milhões de Euros e gerou uma mais-valia líquida de despesas com as transacções de 1.204 milhares de Euros (ver nota 13).

No decorrer do último trimestre de 2018, a EDP Serviço Universal, S.A. (EDP SU) acordou a venda, através de oito transacções individuais, de 144.571 milhares de euros do défice tarifário de 2017 e de 230.429 milhares de euros do défice tarifário de 2018. O défice tarifário de 2017 resulta do diferimento por 5 anos da repercussão do sobrecusto de 2017 com a actividade de aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial (incluindo os ajustamentos de 2015 a 2017). O défice tarifário de 2018 resulta do diferimento por 5 anos da repercussão do sobrecusto de 2018 com a actividade de aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial (incluindo os ajustamentos de 2016 e 2017). Nesta operação de venda dos activos, a EDP SU cedeu de forma plena e sem recurso, o direito ao recebimento dos referidos montantes e respectivos juros. O valor de venda total ascendeu a 384.074 milhares de euros e gerou uma mais-valia líquida de despesas com as transacções de 4.630 milhares de euros (ver nota 13).

O quadro seguinte detalha a rubrica de Valores a receber por desvios tarifários - Electricidade - Portugal, por natureza e por ano de constituição, assim como apresenta os valores de défice tarifário vendidos durante o ano findo em 31 de Dezembro de 2018:

Milhares de Euros	Défice	Desvio	Vendas	Total
Ano:				
2015	9.631	-	-	9.631
2016	15.213	-	-	15.213
2017	391.691	225.202	-391.691	225.202
2018	884.394	-37.730	-871.497	-24.833
	1.300.929	187.472	-1.263.188	225.213

A 31 de Dezembro de 2018, de acordo com a metodologia de determinação de perdas por imparidade inerente a saldos a receber por activos regulatórios (ver nota 2 e)), não foi registada qualquer perda por imparidade relativa aos montantes incluídos nas rubricas Valores a receber por desvios tarifários - Electricidade, Valores a receber no âmbito do CMEC e Valores a receber por Concessões.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

A rubrica de Valores a receber por desvios tarifários - Electricidade - Brasil refere-se aos desvios tarifários registados na EDP São Paulo - Distribuição de Energia S.A. e na EDP Espírito Santo - Distribuição de Energia S.A. no montante acumulado a 31 de Dezembro de 2018 de 74.099 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 52.807 milhares de Euros) e 35.844 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 24.576 milhares de Euros), respectivamente. A variação ocorrida no período refere-se a desvio tarifário do período com impacto positivo de 152.963 milhares de Euros (ver nota 7), transferência para desvios tarifários a pagar de 7.418 milhares de Euros (ver nota 37), montante recebido através da tarifa de energia eléctrica de 121.424 milhares de Euros, actualização financeira no montante de 17.937 milhares de Euros (ver nota 13) e ao efeito da depreciação do Real Brasileiro face ao Euro com impacto negativo de 9.498 milhares de Euros.

A rubrica de Valores a receber no âmbito do CMEC ascende a 832.424 milhares de Euros, sendo 647.667 milhares de Euros em não corrente e 184.757 milhares de Euros em corrente. O valor a receber no âmbito do CMEC inclui 441.454 milhares de Euros em não corrente e 44.735 milhares de Euros em corrente, que respeitam ao valor inicialmente atribuído à EDP Produção (833.467 milhares de Euros), deduzido das anuidades dos anos de 2007 a 2017, e 206.213 milhares de Euros em não corrente e 43.526 milhares de Euros em corrente, relativos ao valor do ajustamento final reconhecido de acordo com o resultado alcançado pelo Grupo de trabalho EDP/REN. Os restantes 96.496 milhares de Euros em corrente respeitam aos valores a receber por via do cálculo da revisibilidade dos períodos 2014 a 2017, sendo que os períodos de 2015 a 2017 não foram ainda homologados.

A rubrica Valores a receber por concessões - IFRIC 12, no montante de 1.454.781 milhares de Euros, refere-se ao activo financeiro a receber pelo Grupo EDP no âmbito das concessões de distribuição de electricidade em Portugal e no Brasil, decorrente da aplicação do modelo misto, e ao activo a receber no âmbito das concessões de transmissão de electricidade no Brasil. A variação ocorrida no período inclui: (i) o efeito da depreciação do Real Brasileiro face ao Euro no montante de 57.688 milhares de Euros; (ii) a transferência de activos intangíveis afectos a concessões no montante de 125.985 milhares de Euros (ver nota 17); (iii) a reavaliação do valor indemnizável das concessões IFRIC 12 no Brasil no montante de 13.567 milhares de Euros; e (iv) o aumento directo pelo investimento das empresas transmissoras no montante de 73.389 milhares de Euros.

Os movimentos da Imparidade para outros activos ao custo amortizado são analisados como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Não corrente	Corrente	Não corrente	Corrente
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	3.229	21.410	-	1.000
Dotação do período	-	460	-	12
Reversões	-1	-3.800	-	-224
Utilizações	-	-5.172	-	-
Diferenças cambiais	-46	-547	-	-
Variações de perímetro/Outras regularizações	-	65	-	-
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	3.182	12.416	-	788
Impacto da adopção da IFRS 9 (ver nota 3)	-	924	-	-
Saldo em 1 de Janeiro de 2018	3.182	13.340	-	788
Dotação do período	-	2.965	-	7
Reversões	-264	-1.301	-	-68
Utilizações	-	-1.314	-	-574
Diferenças cambiais	-23	-286	-	-
Variações de perímetro/Outras regularizações	-	-7.507	-	-
Saldo em 31 de Dezembro 2018	2.895	5.897	-	153

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Os clientes por mercados geográficos e a análise do risco de crédito estão divulgados na nota 5, na Gestão do risco de crédito de contraparte.

A 31 de Dezembro de 2018 e 2017, em base individual, a rubrica de clientes respeita a Portugal.

Os movimentos da Imparidade para Clientes são analisados como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Não corrente	Corrente	Não corrente	Corrente
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	64.956	329.212	-	9.935
Dotação do período	257	108.418	-	13
Reversões	-2.552	-86.431	-	-249
Utilizações	-	-39.102	-	-
Diferenças cambiais	-732	-8.503	-	-
Variações de perímetro/Outras regularizações	-	2.315	-	-
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	61.929	305.909	-	9.699
Impacto da adopção da IFRS 9 (ver nota 3)	-	52.289	-	-56
Saldo em 1 de Janeiro de 2018	61.929	358.198	-	9.643
Dotação do período	1.080	91.484	-	215
Reversões	-4.447	-68.667	-	-12
Utilizações	-5.456	-64.528	-	-9.540
Diferenças cambiais	-535	-6.406	-	-
Variações de perímetro/Outras regularizações	58	-5.844	-	-
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	52.629	304.237	-	306

A rubrica Activos resultantes dos contratos de venda de energia corresponde aos proveitos especializados na venda de energia. A alteração de denominação resulta da adaptação aos termos da nova IFRS 15. A imparidade para Activos resultantes dos contratos de venda de energia encontra-se incluída na imparidade para Clientes.

Os Activos resultantes dos contratos de venda de energia - Corrente incluem activos contratuais correspondentes a energia já fornecida e ainda não facturada, montantes a receber da REN associados à Revisibilidade de 2016 e 2017 dos CMEC que ainda não foram homologados e especializações decorrentes da actividade de gestão de energia da UNGE.

Com a adopção da IFRS 15, a 1 de Janeiro de 2018, a rubrica Activos contratuais - Não corrente, passou a incluir o montante de 65.491 milhares de Euros correspondente ao reconhecimento de um conjunto de custos incrementais para obtenção de um contrato, os quais são elegíveis para capitalização ao abrigo da norma (ver notas 2 e 3). A 31 de Dezembro de 2018, a rubrica Custos incrementais com a angariação de contratos, no valor de 66.850 milhares de Euros, inclui os custos identificados a 1 de Janeiro de 2018 na transição e a capitalização dos custos relativos ao ano de 2018, os quais são amortizados ao abrigo da IFRS 15 (ver nota 12).

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

25. Outros Devedores e Outros Activos

A rubrica de Outros devedores e outros activos é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Outros devedores e outros activos - Não Corrente				
Activos mensurados ao custo amortizado:				
Empréstimos a empresas do Grupo	-	-	2.951.030	6.432.068
Empréstimos a empresas relacionadas	42.973	10.018	90	90
Cauções prestadas a terceiros	64.162	51.041	-	-
Outros activos financeiros ao custo amortizado (i)	46.244	-	560.358	-
Activos mensurados ao justo valor através de resultados:				
Instrumentos financeiros derivados (ver nota 41)	191.923	163.874	260.931	191.610
Preços contingentes	170.953	154.979	-	-
Outros activos:				
Excesso de financiamento do Fundo de Pensões (ver nota 34)	59.840	58.952	68	63
Outros activos fora do âmbito da IFRS 9	53.525	79.908	-	-
	629.620	518.772	3.772.477	6.623.831
Outros devedores e outros activos - Corrente				
Activos mensurados ao custo amortizado:				
Empréstimos a empresas do Grupo	-	-	748.855	1.573.553
Dividendos atribuídos por empresas do Grupo	-	-	-	50.001
Empréstimos a empresas relacionadas	20.738	89.735	-	11.290
Créditos sobre o Estado e concedentes	28.655	30.012	-	-
Cauções prestadas a terceiros	77.580	24.606	45.198	6.727
Empresas do Grupo	-	-	190.042	53.627
Sistema Financeiro do Grupo (ver nota 43)	-	-	675.997	688.078
Outros activos financeiros ao custo amortizado (i)	16.457	-	460.956	-
Activos mensurados ao justo valor através de resultados:				
Instrumentos financeiros derivados (ver nota 41)	96.517	129.350	302.971	523.931
Outros activos financeiros ao justo valor através de resultados	39.258	-	-	-
Preços contingentes	290.900	-	-	-
Outros activos:				
Outros activos fora do âmbito da IFRS 9	24.703	30.925	-	15
	594.808	304.628	2.424.019	2.907.222
	1.224.428	823.400	6.196.496	9.531.053

Os Empréstimos a empresas do Grupo - Não Corrente e Corrente, em base individual, incluem essencialmente 1.580.629 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 4.875.717 milhares de Euros) de empréstimos concedidos à EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A. e 1.808.458 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 1.921.941 milhares de Euros) de empréstimos concedidos à EDP Distribuição de Energia, S.A. (ver nota 43). Adicionalmente, no primeiro trimestre de 2018, a EDP - Energias de Portugal - Sociedade Anónima, Sucursal en España liquidou os empréstimos concedidos à EDP Servicios Financieros España, S.A., no montante de 885.497 milhares de Euros (ver nota 47).

Para os empréstimos a receber de empresas do Grupo, a EDP, S.A. prepara as suas análises de avaliação de imparidade com base no modelo geral. Neste sentido, foram considerados diversos inputs para a avaliação do risco de crédito subjacente a estes activos, tais como a análise do histórico de eventuais atrasos e/ou indícios de perdas de imparidade, ratings de crédito aplicáveis às diversas empresas do Grupo (sempre que aplicável) e informações macroeconómicas e de mercado que possam interferir nas probabilidades de incumprimento e na expectativa de atrasos nos recebimentos. De acordo com a análise efectuada, a 31 de Dezembro de 2018 não foi registada qualquer perda por imparidade para os empréstimos a empresas do Grupo.

A rubrica Empréstimos a empresas relacionadas - Não corrente e Corrente, em base consolidada, inclui essencialmente suprimentos concedidos a Parque Eólico Sierra del Madero, S.A., Eoliennes en Mer Dieppe - Le Tréport, S.A.S. e Eoliennes en Mer Iles d'Yeu et de Noirmoutier, S.A.S. Os suprimentos concedidos à EDP Produção Bioelétrica, S.A. foram recebidos, na sequência da venda da participação detida (ver nota 6 e 40). Durante o terceiro trimestre de 2018, procedeu-se à liquidação dos suprimentos concedidos à Empresa de Energia São Manoel S.A.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

A 31 de Dezembro de 2017, a rubrica de instrumentos financeiros derivados Corrente, em base individual, incluía 280.477 milhares de Euros, relativos a um instrumento de cobertura em USD e EUR com a EDP Renováveis, S.A., contratado com o objectivo de cobrir o risco cambial do financiamento obtido através da EDP Finance B.V. e concedido à EDP - Energias de Portugal - Sociedade Anónima, Sucursal en España e expresso em USD. Este instrumento era um "Cross Currency Interest Rate Swap" (CIRS) reavaliado a cada data de balanço ao seu valor de mercado, que corresponde a uma reavaliação cambial "spot", resultando numa cobertura perfeita de "Fair Value Hedge" (reavaliação do justo valor do derivado e do passivo coberto). Durante o período, e no seguimento do reembolso total do passivo coberto, foi realizada a liquidação total destes instrumentos financeiros derivados, correspondente a um nocial de 2.000 milhões de dólares americanos (ver nota 38). Os restantes instrumentos financeiros derivados activos e passivos respeitam essencialmente à intermediação da contratação dos derivados para a cobertura de riscos do negócio das empresas do Grupo EDP.

A variação ocorrida na rubrica Preços contingentes - Não Corrente diz respeito, essencialmente, ao recebimento parcial de 45.970 milhares de Euros e à actualização positiva do justo valor de 18.316 milhares de Euros de um preço contingente, registado em 2017, associado à transacção de venda da Naturgás, e ao reconhecimento do justo valor do preço contingente associado à transacção de venda de 13,5% da participação nas empresas Eoliennes en Mer Dieppe - Le Tréport, S.A.S. e Eoliennes en Mer Iles d'Yeu et de Noirmoutier, S.A.S. no valor de 36.551 milhares de Euros (ver nota 6).

A variação ocorrida na rubrica Preços contingentes - Corrente diz respeito ao reconhecimento do justo valor do preço contingente associado à transacção de venda de 80% da participação detida na empresa 2018 Vento XIX LLC e suas participadas no valor de 181.016 milhares de Euros (206.400 milhares de Dólares americanos) e de 75% da participação detida nas empresas Nation Rise Wind Farm Gp II Inc. e Nation Rise Wind Farm Limited Partnership no valor de 109.884 milhares de Euros (171.474 milhares de Dólares canadianos) (ver nota 6).

(i) Outros activos financeiros ao custo amortizado

Em base consolidada, esta rubrica inclui títulos emitidos pela Tagus - Sociedade de Titularização de Créditos, S.A. (sociedade de responsabilidade limitada constituída sob as leis de Portugal com a finalidade de realização de operações de titularização de créditos, mediante a aquisição, gestão e transmissão de créditos e a emissão de obrigações titularizadas para o pagamento dos créditos adquiridos, sendo o seu capital social detido na sua totalidade pelo Deutsche Bank Aktiengesellschaft), no âmbito da cedência do direito ao recebimento dos ajustamentos tarifários (desvios e défices) do Sistema Eléctrico Nacional para sociedades de titularização de créditos, adquiridos pela EDP Distribuição, S.A. e pela EDP Serviço Universal, S.A. De acordo com os requisitos da IFRS 9, após análise ao modelo de negócio associado a estes activos, a 1 de Janeiro de 2018, a rubrica Outros devedores e outros activos passou a incluir o montante de 37.544 milhares de Euros, classificados como activos financeiros mensurados ao custo amortizado (ver notas 2 e 3).

O Decreto-Lei 237-B/2006, de 19 de Dezembro, e o Decreto-Lei n.º 165/2008 de 21 de Agosto, em Portugal, consagraram a transmissibilidade a terceiros do direito ao recebimento dos ajustamentos tarifários (desvios e défices) do Sistema Eléctrico Nacional, através do qual o Grupo EDP tem realizado desde 2008 um conjunto de operações de cedência de activos financeiros.

Nas operações a seguir indicadas, os activos foram cedidos para sociedades de titularização de créditos, tendo os respectivos financiamentos sido realizados através da emissão de instrumentos de dívida registados junto da Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM):

- Em Dezembro de 2014, a EDP Distribuição de Energia, S.A. cedeu, de forma plena e sem recurso, à Tagus, o direito a recuperar a parcela de acerto da compensação dos CMEC referente a 2012, no montante de 228.826 milhares de Euros. A transacção foi efectuada pelo montante de 239.832 milhares de Euros, tendo gerado uma mais valia líquida de encargos de 10.711 milhares de Euros. Esta operação envolveu ainda a aquisição pela EDP Distribuição das "Expense Reserve Notes" emitidas pela Tagus, ao par, pelo montante de 317 milhares de Euros e das "Liquidity Notes" emitidas pela Tagus, ao par, pelo montante de 2.690 milhares de Euros (ambas com maturidade em 2019). Estas "Notes" são instrumentos que tiveram apenas como objectivo constituir, respectivamente uma conta de reserva para algumas despesas administrativas e de reserva de liquidez. Com referência a 31 de Dezembro de 2018, o seu custo amortizado ascende ao montante líquido de 346 milhares de Euros;

- Em Março de 2015, a EDP - Serviço Universal, S.A. cedeu, de forma plena e sem recurso, à Tagus, o direito ao recebimento de parte do ajustamento tarifário relativo ao sobrecusto de 2014 com a aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial, no montante de 465.418 milhares de Euros. A transacção foi efectuada pelo montante de 499.461 milhares de Euros, tendo gerado uma mais-valia de 31.737 milhares de Euros, líquida dos respectivos encargos. Esta operação envolveu ainda a aquisição pela EDP Serviço Universal das "Class R Notes" emitidas pela Tagus, ao par, pelo montante de 410 milhares de Euros e das "Liquidity Notes" emitidas pela Tagus, ao par, pelo montante de 2.488 milhares de Euros (ambas com maturidade em 2019). Estas "Notes" são instrumentos que tiveram apenas como objectivo constituir, respectivamente uma conta de reserva para algumas despesas administrativas e de reserva de liquidez. Com referência a 31 de Dezembro de 2018, o seu custo amortizado ascende ao montante líquido de 193 milhares de Euros;

- Em Agosto de 2016, a EDP - Serviço Universal, S.A. cedeu, de forma plena e sem recurso, à Tagus, o direito ao recebimento de parte do ajustamento tarifário relativo ao sobrecusto de 2016 com a aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial, no montante de 598.883 milhares de Euros. A transacção foi efectuada pelo montante de 599.987 milhares de Euros, tendo gerado uma menos-valia de 7.417 milhares de Euros, líquida dos respectivos encargos. Esta operação envolveu ainda a aquisição pela EDP Serviço Universal das "Class R Notes" emitidas pela Tagus, ao par, pelo montante de 381 milhares de Euros e das "Liquidity Notes" emitidas pela Tagus, ao par, pelo montante de 3.635 milhares de Euros (ambas com maturidade em 2021). Estas "Notes" são instrumentos que tiveram apenas como objectivo constituir, respectivamente uma conta de reserva para algumas despesas administrativas e de reserva de liquidez. Com referência a 31 de Dezembro de 2018, o seu custo amortizado ascende ao montante líquido de 2.286 milhares de Euros;

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

• Em Dezembro de 2017, a EDP – Serviço Universal, S.A. cedeu, de forma plena e sem recurso, à Tagus o direito ao recebimento de parte do ajustamento tarifário relativo ao sobrecusto de 2017 com a aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial, no montante de 583.539 milhares de Euros. A transacção foi efectuada pelo montante de 600.000 milhares de Euros, tendo gerado uma mais-valia de 13.004 milhares de Euros, líquida dos respectivos encargos. Esta operação envolveu ainda a aquisição pela EDP Serviço Universal das "Class R Notes" emitidas pela Tagus, ao par, pelo montante de 372 milhares de Euros, das "Liquidity Notes" emitidas pela Tagus, ao par, pelo montante de 1.275 milhares de Euros e das "Senior Notes" emitidas pela Tagus, ao par, pelo montante de 30.000 milhares de Euros (todas com maturidade em 2021). As "Liquidity Notes" e as "Class R Notes" são instrumentos que tiveram apenas como objectivo constituir, respectivamente, uma conta de reserva para algumas despesas administrativas e de reserva de liquidez. Com referência a 31 de Dezembro de 2018, o custo amortizado das "Notes", adquiridas pela EDP Serviço Universal, ascende ao montante líquido de 25.250 milhares de Euros.

• Em Junho de 2018, a EDP – Serviço Universal, S.A. cedeu, de forma plena e sem recurso, à Tagus o direito ao recebimento de parte do ajustamento tarifário relativo ao sobrecusto de 2018 com a aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial, no montante de 641.069 milhares de Euros. A transacção foi efectuada pelo montante de 650.000 milhares de Euros, tendo gerado uma mais-valia de 1.204 milhares de Euros, líquida dos respectivos encargos. Esta operação envolveu ainda a aquisição pela EDP Serviço Universal das "Class R Notes" emitidas pela Tagus, ao par, pelo montante de 375 milhares de Euros, das "Liquidity Notes" emitidas pela Tagus, ao par, pelo montante de 1.788 milhares de Euros e das "Senior Notes" emitidas pela Tagus, ao par, pelo montante de 32.500 milhares de Euros (todas com maturidade em 2023). As "Liquidity Notes" e as "Class R Notes" são instrumentos que tiveram apenas como objectivo constituir, respectivamente, uma conta de reserva para algumas despesas administrativas e de reserva de liquidez. Com referência a 31 de Dezembro de 2018, o custo amortizado das "Notes", adquiridas pela EDP Serviço Universal, ascende ao montante líquido de 34.607 milhares de Euros.

Em base individual, esta rubrica, no montante de 1.021.314 milhares de euros (560.358 milhares de Euros em Não Corrente e 460.956 milhares de euros em Corrente), corresponde, essencialmente, ao custo amortizado das emissões da EDP Finance B.V. recompradas em mercado pela EDP, S.A., que de acordo com os requisitos da IFRS 9, foram classificadas como activos financeiros mensurados ao custo amortizado (ver notas 2 e 3).

A 6 de Dezembro de 2016, a EDP, S.A. comprou em mercado um montante de 500.000 milhares de dólares americanos de dívida nominal referente a duas emissões de obrigações emitidas pela EDP Finance B.V., pelo valor total de 500.624 milhares de Euros, que inclui um prémio sobre o valor da dívida nominal no valor de 21.101 milhares de Euros e os juros decorridos até à data da compra. A 15 de Dezembro de 2017, a EDP, S.A. comprou em mercado um montante de 500.000 milhares de dólares americanos de dívida nominal referente a duas emissões de obrigações emitidas pela EDP Finance B.V., pelo valor total de 446.802 milhares de Euros, que inclui um prémio sobre o valor da dívida nominal no valor de 18.016 milhares de Euros e os juros decorridos até à data da compra. A 11 de Dezembro de 2018, a EDP, S.A. comprou em mercado um montante de 499.998 milhares de Euros de dívida nominal referente a quatro emissões de obrigações emitidas pela EDP Finance B.V., pelo valor total de 541.751 milhares de Euros, que inclui um prémio sobre o valor da dívida nominal no valor de 33.705 milhares de Euros e os juros decorridos até à data da compra.

O detalhe das referidas obrigações emitidas pela EDP Finance B.V., compradas em mercado pela EDP, S.A., é o seguinte:

Emitente/Emissor	Data de maturidade	Moeda	Taxa Juro	Valor Nominal em Moeda '000	Adquirido em Moeda '000
EDP Finance B.V.	14 Abr 2019	EUR	2,63%	650.000	98.809
EDP Finance B.V.	1 Out 2019	USD	4,90%	1.000.000	363.462
EDP Finance B.V.	15 Jan 2020	USD	4,13%	750.000	167.076
EDP Finance B.V.	29 Jun 2020	EUR	4,13%	300.000	66.628
EDP Finance B.V.	14 Set 2020	EUR	4,88%	750.000	287.778
EDP Finance B.V.	20 Jan 2021	EUR	4,13%	600.000	46.783
					1.030.536

Durante o primeiro trimestre de 2018, a EDP Finance B.V. reembolsou, na maturidade, uma das emissões de 1.000 milhões de Dólares Americanos, da qual a EDP, S.A. tinha recomprado 469.462 milhares de dólares americanos.

Com referência a 31 de Dezembro de 2018, o justo valor destes activos ascende a 1.006.402 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 863.930 milhares de Euros, que incluía os valores referentes à emissão reembolsada em Fevereiro de 2018).

Em base consolidada, esta operação configura uma extinção da dívida, pelo que os prémios e respectivos custos de transacção são reconhecidos como custo do período (ver nota 13).

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

26. Impostos a Receber

A rubrica de Impostos a receber é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Imposto sobre o rendimento	239.465	364.731	90.092	177.984
Imposto sobre o valor acrescentado (IVA)	78.580	83.415	7.123	6.395
Impostos Especiais Brasil	85.420	130.977	-	-
Outras tributações	4.320	2.170	877	877
	407.785	581.293	98.092	185.256

O detalhe desta rubrica é analisado como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Não Corrente	53.728	60.793	-	-
Corrente	354.057	520.500	98.092	185.256
	407.785	581.293	98.092	185.256

A rubrica de Impostos especiais Brasil diz respeito aos seguintes impostos: CSLL (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido), PIS (Programa de Integração Social) e COFINS (Contribuição para o Financiamento da Segurância Social).

Em Dezembro de 2014, as distribuidoras EDP São Paulo e EDP Espírito Santo passaram a reconhecer os desvios tarifários como valores a receber e a pagar, considerando que o facto gerador dos diversos impostos (IRPJ, CSLL, PIS e COFINS) se verificava apenas quando a energia sobre a qual se daria o repasse de tarifa via reajuste anual ou revisão tarifária fosse consumida, conforme opiniões legais de consultores independentes. Este entendimento era consistente com o entendimento da própria Receita Federal do Brasil (RFB) tornado público através da solução de consulta COSIT nº 26/02.

A 30 de Junho de 2016, a RFB aprovou o parecer COSIT nº 101/16 onde concluiu que os valores a receber por desvios tarifários deveriam integrar a base de cálculo dos impostos no momento do reconhecimento contabilístico. Desta forma, as empresas solicitaram a actualização dos pareceres legais dos consultores independentes, os quais confirmaram o seu entendimento inicial.

No terceiro trimestre de 2017, considerando que o novo procedimento do COSIT é mais conservador e mediante a possibilidade de apelar ao Programa Especial de Regularização Tributária (PERT), instituído pela Medida Provisória nº 783/17 e regulamentado pela Instrução Normativa RFB 1711/17, as distribuidoras alteraram o seu critério recalculando todos os impostos desde o reconhecimento inicial dos valores a receber e a pagar por desvios tarifários.

Adicionalmente, a Enerpeixe identificou contratos de venda de energia, assinados antes de 31 de Dezembro de 2003, com possibilidade de enquadramento no regime fiscal cumulativo com a consequente aplicação de uma taxa de imposto PIS e COFINS de 3,65% face aos 9,25% anteriormente considerados. Estes contratos foram submetidos à avaliação de um consultor independente, o qual, por meio de um estudo técnico, comprovou que não houve quebra de preço pré-determinado, em conformidade com a Lei nº 11.196/05 e a Instrução Normativa RFB 658/06.

Na sequência destas operações, foram reconhecidos impostos a receber no montante de 161.741 milhares de Euros (718.779 milhares de Reais) e impostos a pagar no montante de 115.868 milhares de Euros (514.917 milhares de Reais) (ver nota 39).

À data de 31 de Dezembro de 2018, as rubricas de Imposto sobre o rendimento e Impostos especiais Brasil incluem o valor de 48.396 milhares de Euros (215.074 milhares de Reais), que correspondem ao valor de activo reconhecido de 161.741 milhares de Euros líquido de compensações.

27. Caixa e Equivalentes de Caixa

A rubrica de Caixa e equivalentes de caixa é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Numerário	258	217	33	14
Depósitos bancários				
Depósitos à ordem	1.167.042	781.853	334.570	348.746
Depósitos a prazo	552.982	1.516.533	-	675.000
Depósitos cativos em relação a parcerias institucionais	82.923	101.474	-	-
	1.802.947	2.399.860	334.570	1.023.746
Operações a aguardar liquidação financeira				
Depósitos à ordem	-	-	150.000	115.000
	1.803.205	2.400.077	484.603	1.138.760

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

A rubrica Depósitos cativos em relação a parcerias institucionais corresponde aos fundos caucionados necessários para pagar os custos de construção de projectos em parcerias institucionais (ver nota 36), os quais se encontram descritos nas políticas contabilísticas do Grupo EDP.

A 31 de Dezembro de 2018, em base individual, a rubrica Operações a aguardar liquidação financeira respeita ao papel comercial emitido pela EDP, S.A., que nos termos da política contabilística do Grupo é registado como dívida financeira na "trade date" de cada emissão (ver nota 2 f)). Esta rubrica no montante de 150.000 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 115.000 milhares de Euros) respeita ao papel comercial emitido em 28 de Dezembro de 2018, adquirido pela EDP Finance B.V. e cuja data de liquidação financeira ocorreu em 2 de Janeiro de 2019.

28. Capital e Prémios de Emissão de Acções

A EDP, S.A. é uma Sociedade Anónima que inicialmente foi constituída como uma empresa pública e iniciou em 1997 o seu processo de privatização, tendo sido concretizadas as segunda e terceira fases de privatização em 1998, a quarta fase em 2000, uma quinta fase de privatização consubstanciada num aumento de capital em 2004, e a sexta fase em 2005. Em Dezembro de 2007, foram emitidas, pelo Estado, obrigações susceptíveis de permuta por acções representativas do capital social da EDP, S.A., no âmbito da sétima fase de privatização.

Em 11 de Maio de 2012, no âmbito da oitava fase de reprivatização, o Estado português alienou à China Three Gorges (Europe), S.A. (ex- CWEI (Europe), S.A.), 780.633.782 acções representativas de 21,35% do capital social e dos direitos de voto da EDP, S.A.

No dia 21 de Fevereiro de 2013, a Parpública – Participações Públicas (SGPS) S.A. (Parpública) comunicou à EDP a venda no dia 19 de Fevereiro de 2013, de 151.517.000 acções representativas de 4,14% do capital social da EDP.

Em virtude das duas últimas transacções, a Parpública deixou de ter participação qualificada no capital social da EDP.

No dia 29 de Setembro de 2017, a China Three Gorges (Europe), S.A. adquiriu 70.143.242 acções representativas de 1,92% do capital social e dos direitos de voto da EDP, S.A. Após esta aquisição, resultante de uma transacção fora de bolsa, a CTG Europe passou a deter 850.777.024 acções.

O capital social de 3.656.537.715 Euros, representado por 3.656.537.715 acções de valor nominal de 1 Euro cada, encontra-se integralmente realizado.

Com referência a 31 de Dezembro de 2018, a estrutura accionista da EDP - Energias de Portugal, S.A., é a seguinte:

	N.º Acções	% Capital	% Voto
China Three Gorges Corporation	850.777.024	23,27%	23,27%
CNIC Co., Ltd	182.081.216	4,98%	4,98%
Oppidum Capital, S.L.	263.046.616	7,19%	7,19%
BlackRock, Inc.	182.733.180	5,00%	5,00%
Mubadala Investment Company	115.236.553	3,15%	3,15%
Paul Elliott Singer	89.650.554	2,45%	2,55%
Grupo Millennium BCP e Fundo de Pensões	88.989.949	2,43%	2,43%
State Street Corporation	87.703.470	2,40%	2,40%
Sonatrach	87.007.433	2,38%	2,38%
Qatar Investment Authority	82.868.933	2,27%	2,27%
Norges Bank	81.100.067	2,22%	2,22%
EDP (Acções próprias)	21.771.966	0,60%	
Restantes Accionistas	1.523.570.754	41,66%	
	3.656.537.715	100,00%	

Este quadro deve ser lido em conjunto com a nota 46 – Eventos relevantes ou subsequentes, onde são divulgadas as alterações ocorridas na estrutura accionista após 31 de Dezembro de 2018.

As rubricas de capital social e prémios de emissão são analisadas como segue:

Milhares de Euros	Grupo e Individual	
	Capital social	Prémios emissão
Saldo em 1 de Janeiro	3.656.538	503.923
Movimentos do período	-	-
Saldo em 31 de Dezembro	3.656.538	503.923

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Os resultados por acção (EPS) atribuíveis aos accionistas da EDP são analisados como segue:

	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Resultado líquido (em Euros)	519.189.303	1.113.168.602	738.586.257	765.427.037
Resultado líquido das operações em continuação (em Euros)	519.189.303	1.113.168.602	738.586.257	765.427.037
N.º médio de acções durante o período	3.634.649.659	3.634.756.353	3.636.162.660	3.636.269.353
N.º médio de acções diluídas durante o período	3.634.649.659	3.634.756.353	3.636.162.660	3.636.269.353
Resultado por acção básico (em Euros)	0,14	0,31		
Resultado por acção diluído (em Euros)	0,14	0,31		
Resultado por acção das operações em continuação básico (em Euros)	0,14	0,31		
Resultado por acção das operações em continuação diluído (em Euros)	0,14	0,31		

O Grupo EDP calcula o seu resultado básico e diluído por acção usando a média ponderada das acções em circulação durante o período de relato, líquidas do movimento de acções próprias ocorrido no período. Uma vez que não existem quaisquer factores diluidores de resultados, o resultado básico por acção é igual ao resultado diluído por acção.

O número médio de acções é analisado como segue:

	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Acções emitidas no início do período	3.656.537.715	3.656.537.715	3.656.537.715	3.656.537.715
Efeito de emissão de acções durante o período	-	-	-	-
Número médio de acções realizadas	3.656.537.715	3.656.537.715	3.656.537.715	3.656.537.715
Efeito de acções próprias	-21.888.056	-21.781.362	-20.375.055	-20.268.362
Número médio de acções e número médio de acções diluídas durante o período	3.634.649.659	3.634.756.353	3.636.162.660	3.636.269.353

29. Acções Próprias

Esta rubrica é analisada como segue:

	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Valor contabilístico das acções da EDP, S.A. (milhares de Euros)	62.410	62.957	56.315	56.862
Número de acções	21.771.966	21.906.324	20.258.966	20.393.324
Cotação das acções da EDP, S.A. (em Euros)	3,049	2,885	3,049	2,885
Valor de mercado das acções da EDP, S.A. (milhares de Euros)	66.383	63.200	61.770	58.835

Operações realizadas desde 1 de Janeiro até 31 de Dezembro de 2018:

	EDP, S.A.	Energia RE
Volume adquirido (número de acções)	330.000	-
Preço médio de compra (em Euros)	2,883	-
Valor total de compra (milhares de Euros)	952	-
Volume vendido (número de acções)	-464.358	-
Preço médio de venda (em Euros)	3,000	-
Valor total da venda (milhares de Euros)	1.393	-
Posição final (número de acções)	20.258.966	1.513.000
Cotação Máxima (em Euros)	3,541	-
Cotação Mínima (em Euros)	2,640	-
Cotação Média (em Euros)	3,158	-

As acções próprias detidas pela EDP, S.A. encontram-se dentro dos limites estabelecidos pelos estatutos da Sociedade e pelo Código das Sociedades Comerciais. Estas acções encontram-se contabilizadas ao custo de aquisição.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

30. Reservas e Resultados Acumulados

Esta rubrica é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Reserva legal	739.024	739.024	739.024	739.024
Reserva de justo valor (cobertura de fluxos de caixa (FC)) (ver nota 41)	-285.739	-103.578	-1.662	7.496
Efeito fiscal da reserva de justo valor (cobertura de FC) (ver nota 41)	72.424	27.436	334	-1.726
Reserva de justo valor (activos financeiros)	12.026	36.649	-	-
Efeito fiscal da reserva de justo valor (activos financeiros)	-1.739	-5.394	-	-
Diferença cambial de consolidação	-483.410	-361.956	-	-
Reserva para acções próprias (EDP, S.A.)	56.315	56.862	56.315	56.862
Outras reservas e resultados acumulados	4.242.037	3.946.222	1.848.174	1.773.887
	4.350.938	4.335.265	2.642.185	2.575.543

Reserva legal

Em conformidade com o Art.º 295 do Código das Sociedades Comerciais e de acordo com os Estatutos da EDP, S.A., a reserva legal é obrigatoriamente dotada com um mínimo de 5% dos lucros anuais até à concorrência de um valor equivalente a 20% do capital da sociedade. Esta reserva só pode ser utilizada na cobertura de prejuízos ou no aumento do capital social.

Reserva de justo valor (cobertura de fluxos de caixa)

Esta reserva inclui a variação de justo valor dos instrumentos financeiros derivados de cobertura na parte em que a cobertura dos fluxos de caixa é considerada efectiva.

Reserva de justo valor (activos financeiros ao justo valor através de outro rendimento integral)

No âmbito da adopção da IFRS 9, a categoria de "Investimentos financeiros disponíveis para venda" anteriormente prevista na IAS 39 deixa de existir (ver nota 21). Os instrumentos de capital próprio detidos pelo Grupo foram assim classificados como Instrumentos de capital próprio ao justo valor, mensurados através de outro rendimento integral (ver nota 21.1) ou através de resultados (ver nota 21.2). Ainda no âmbito da aplicação da IFRS 9, o défice tarifário da EDP Serviço Universal, S.A., passou a ser classificado e mensurado ao justo valor através de outro rendimento integral (ver nota 24).

O detalhe das reclassificações efectuadas no seguimento da análise do Grupo para efeitos da adopção da IFRS 9 é o seguinte:

Milhares de Euros	Reserva de justo valor Activos financeiros
Reserva justo valor Activos Financeiros disp. para venda 31 de Dezembro de 2017	36.649
Reserva de justo valor Activos financeiros ao justo valor através de Resultados	-21.037
Reserva justo valor Défice tarifário da EDP Serviço Universal, S.A.	2.739
Reserva justo valor Activos financeiros a 1 de Janeiro de 2018	18.351

O movimento do período ocorrido nesta rubrica relativo aos activos financeiros no Grupo, é analisado como segue:

Milhares de Euros	Grupo Reserva de justo valor
Saldo em 1 de Janeiro de 2018	18.351
Variações de justo valor positivas	347
Variações de justo valor negativas	-5.323
Transferência para resultados do período por alienação do activo	-1.349
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	12.026

A variação na reserva de justo valor atribuível ao Grupo EDP, no período findo em 31 de Dezembro de 2018, é analisada como segue:

Milhares de Euros	Variações positivas	Variações negativas	Transferência resultados
Fundo Zephyr (Carteira Energia RE) (ver nota 21)	-	-3.749	-
Défice tarifário da EDP Serviço Universal, S.A. (ver nota 24)	-	-1.421	-1.318
Outros (ver nota 21)	347	-153	-31
	347	-5.323	-1.349

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Diferença cambial de consolidação

A rubrica Diferença cambial de consolidação corresponde ao montante resultante da variação em moeda nacional dos activos líquidos das empresas filiais, "joint ventures" e associadas expressos em moeda estrangeira decorrente de alteração do câmbio respectivo. As taxas de câmbio utilizadas na preparação das demonstrações financeiras são analisadas como segue:

Moeda		Taxas de câmbio em Dez 2018		Taxas de câmbio em Dez 2017	
		Fecho	Médio	Fecho	Médio
Dólar Americano	USD	1,145	1,181	1,199	1,129
Real Brasileiro	BRL	4,444	4,307	3,973	3,605
Pataca Macau	MOP	9,237	9,537	9,653	9,063
Dólar Canadiano	CAD	1,561	1,529	1,504	1,465
Zloty Polaco	PLN	4,301	4,261	4,177	4,258
Leu Romeno	RON	4,664	4,654	4,659	4,569
Libra Esterlina	GBP	0,895	0,885	0,887	0,877
Rand Sul Africano	ZAR	16,459	15,615	14,805	15,047
Peso Mexicano	MXN	22,492	22,709	23,661	21,330
Yuan Chinês	CNY	7,875	7,808	7,804	7,628

Reserva para acções próprias (EDP, S.A.)

Nos termos do artigo 324.º do Código das Sociedades Comerciais, a EDP, S.A. constitui uma reserva indisponível de montante igual ao valor contabilizado das acções próprias detidas nas contas individuais.

Dividendos

No dia 5 de Abril de 2018, foi aprovada em Assembleia Geral de Accionistas a distribuição de dividendos aos accionistas sobre o resultado líquido do exercício de 2017, no montante de 694.742 milhares de Euros, sendo o respectivo valor por acção de 0,19 Euros (incluindo o dividendo atribuível às acções próprias, detidas pela EDP, S.A. e Energia RE, no montante de 3.938 milhares de Euros e 287 milhares de Euros, respectivamente). Esta distribuição de dividendos ocorreu no dia 2 de Maio de 2018.

31. Interesses Não Controláveis

Esta rubrica é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Interesses não controláveis de resultados	356.892	328.266
Interesses não controláveis de capital e reservas	3.575.257	3.606.056
	<u>3.932.149</u>	<u>3.934.322</u>

O detalhe por subgrupo da rubrica de Interesses não controláveis é analisado como segue:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Grupo EDP Renováveis	2.738.878	2.653.911
Grupo EDP Brasil	1.225.164	1.308.065
Outros	-31.893	-27.654
	<u>3.932.149</u>	<u>3.934.322</u>

O movimento registado no Grupo EDP Renováveis refere-se essencialmente a: (i) resultados atribuíveis a interesses não controláveis no montante de 209.680 milhares de Euros; (ii) uma variação negativa de 71.566 milhares de Euros relativa a dividendos atribuídos a interesses não controláveis; (iii) uma variação positiva no montante de 31.710 milhares de Euros resultante de diferenças de conversão cambial; (iv) uma variação negativa resultante de aumentos/reduções de capital e outras aquisições/alienações, sem alteração de controlo, no montante de 76.084 milhares de Euros; e (v) uma diminuição no montante de 8.577 milhares de Euros efeito da variação das reservas de justo valor, cobertura de fluxos de caixa (líquidas de imposto) registada.

O movimento registado no Grupo EDP Brasil inclui essencialmente: (i) o montante de 151.147 milhares de Euros de resultados atribuíveis a interesses não controláveis; (ii) uma variação negativa no montante de 112.193 milhares de Euros resultante de diferenças de conversão cambial; (iii) uma variação negativa de 125.286 milhares de Euros relativa a dividendos atribuídos a interesses não controláveis; (iv) uma variação negativa de 4.251 milhares de Euros efeito dos impactos da adopção das IFRS 9 e IFRS 15; (v) uma variação negativa no montante de 2.004 milhares de Euros resultante da alienação da Costa Rica Energética, Ltda (ver nota 6); e (vi) uma variação positiva de 5.743 milhares de Euros efeito das perdas actuariais (líquidas de imposto) registadas.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

32. Conta de Hidraulicidade

Os movimentos da Conta de hidraulicidade são analisados como segue:

Milhares de Euros	Grupo e Individual	
	Dez 2018	Dez 2017
Saldo no início do período	1.574	1.574
Recebimentos/(Pagamentos) do período	-1.574	-
Saldo no fim do período	-	1.574

A conta de hidraulicidade foi estabelecida pelo Decreto-Lei n.º 23/89, de 19 de Janeiro, e reflete os movimentos contabilísticos resultantes da aplicação do mecanismo de correcção de hidraulicidade instituído pelo referido Decreto-Lei. Este mecanismo legal foi concebido para compatibilizar a acentuada irregularidade interanual dos custos de produção com uma política de relativa estabilidade tarifária, que, como regra, repercute nos consumidores a média das condições hidrológicas.

Atendendo à evolução do sector eléctrico nacional, nomeadamente a liberalização encetada, o legislador pretendeu adequar o mecanismo da conta de correcção de hidraulicidade às condições de mercado, tendo, para tal, publicado o Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de Outubro, que determina a extinção deste mecanismo em 31 de Dezembro de 2016 e estabelece um regime transitório aplicável até essa data. Nos termos deste Decreto-Lei, o diferencial de correcção de hidraulicidade deve ser reflectido no cálculo da tarifa aplicável à globalidade dos consumidores de energia eléctrica, de forma a cobrir o risco de variação de custos e proveitos tarifários associados à variabilidade hidrológica em Portugal continental.

Os diferenciais positivos da conta de correcção de hidraulicidade devem ser entregues pela EDP – Energias de Portugal, S.A. (EDP S.A.) à entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição (RND), por contrapartida da conta de correcção de hidraulicidade, em benefício da tarifa de uso global de sistema ou de outra aplicável a todos os consumidores de energia eléctrica. Por sua vez, os diferenciais negativos devem ser recuperados em benefício da conta de correcção de hidraulicidade através da mesma tarifa e entregues pela entidade concessionária da RND à EDP S.A.

Os encargos ou proveitos financeiros que sempre estiveram associados ao saldo acumulado desta conta são registados por contrapartida de resultados.

Este Decreto-Lei determina que a conta de correcção de hidraulicidade, que sempre esteve afectada às contas do Grupo EDP, deve manter-se evidenciada na demonstração da posição financeira da EDP, S.A. e os correspondentes movimentos anuais explicitados no anexo às demonstrações financeiras.

De acordo com o Decreto-Lei n.º 110/2010 de 14 de Outubro, o mecanismo de correcção de hidraulicidade cessou no final de 2016. No final desse ano, a conta de correcção de hidraulicidade ainda continha um montante, que correspondia essencialmente a juros suportados pela EDP, S.A. No documento "Tarifas e Preços para a Energia eléctrica e Outros Serviços em 2017", publicado pela ERSE, esta entidade veio estatuir que nas tarifas de 2017 não seria considerado qualquer montante relativo a este mecanismo, pelo que o valor constante da conta continuou inalterado.

Em Dezembro de 2017, a ERSE publicou o documento "Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2018 e Parâmetros para o Período de Regulação 2018-2020" que integra o anexo "Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2018 das Empresas Reguladas do Sector Eléctrico", o qual determina que o montante a considerar nas tarifas de uso global do sistema em 2018 é de 1.574 milhares de euros, valor correspondente ao saldo da conta em 31 de Dezembro de 2017.

Tendo-se cumprido com o definido pela ERSE, em 31 de Dezembro de 2018 o saldo da Conta de Hidraulicidade apresenta-se nulo.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

33. Dívida Financeira

Esta rubrica é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Empréstimos - Não corrente				
Empréstimos bancários:				
- EDP, S.A.	225.704	288.137	225.704	288.137
- EDP Finance B.V.	381.030	1.942.285	-	-
- Grupo EDP Brasil	331.722	454.786	-	-
- Grupo EDP Renováveis	767.821	825.927	-	-
	1.706.277	3.511.135	225.704	288.137
Empréstimos por obrigações - Não convertíveis:				
- EDP, S.A.	-	-	8.850.000	4.350.000
- EDP Finance B.V.	9.724.157	10.000.982	-	-
- Grupo EDP Brasil	969.699	679.445	-	-
	10.693.856	10.680.427	8.850.000	4.350.000
Empréstimos por obrigações - Híbrido:				
- EDP, S.A.	739.168	739.168	739.168	739.168
	739.168	739.168	739.168	739.168
Papel comercial:				
- EDP, S.A.	200.000	408.455	200.000	408.455
- Grupo EDP Brasil	45.005	32.722	-	-
	245.005	441.177	200.000	408.455
Outros empréstimos	13.890	16.923	-	-
	13.398.196	15.388.830	10.014.872	5.785.760
Juros a pagar	5.195	1.249	-	-
Outras responsabilidades:				
- Justo valor do risco coberto da dívida emitida	58.999	79.557	-	-
Total Empréstimos	13.462.390	15.469.636	10.014.872	5.785.760
Depósitos Colaterais - Não Corrente *	-25.466	-34.874	-	-
	13.436.924	15.434.762	10.014.872	5.785.760
Empréstimos - Corrente				
Empréstimos bancários:				
- EDP, S.A.	64.973	64.984	64.973	76.433
- EDP Finance B.V.	-	29.990	-	-
- Grupo EDP Brasil	126.592	110.779	-	-
- Grupo EDP Renováveis	113.705	166.101	-	-
- Outros	2.325	20	-	-
	307.595	371.874	64.973	76.433
Empréstimos por obrigações - Não convertíveis:				
- EDP, S.A.	-	50.000	-	4.550.000
- EDP Finance B.V.	1.272.547	549.035	-	-
- Grupo EDP Brasil	117.385	205.561	-	-
	1.389.932	804.596	-	4.550.000
Papel comercial:				
- EDP, S.A.	218.341	6.000	2.658.341	2.961.519
- Grupo EDP Brasil	49.505	-	-	-
- EDP Finance B.V.	400.000	-	-	-
	667.846	6.000	2.658.341	2.961.519
Outros empréstimos	2.544	3.836	-	-
	2.367.917	1.186.306	2.723.314	7.587.952
Juros a pagar	252.952	260.116	72.295	114.585
Outras responsabilidades:				
- Justo valor do risco coberto da dívida emitida	1.640	1.707	-	-
Total Empréstimos	2.622.509	1.448.129	2.795.609	7.702.537
Depósitos Colaterais - Corrente *	-167.425	-10.381	-	-
	2.455.084	1.437.748	2.795.609	7.702.537

* Depósitos constituídos como colateral para garantia de financiamento

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

A rubrica Papel comercial - Não corrente refere-se a um programa de Papel Comercial com compromisso de tomada firme por um período superior a 1 ano no montante de 200.000 milhares de Euros e 200.000 milhares de Reais.

Principais eventos ocorridos no período:

Em Março de 2018, a EDP cancelou um Empréstimo Sindicado de 2.000 milhões de Euros que vencia em Fevereiro de 2020 e que era constituído por um "Term Loan" (totalmente desembolsado) de 1.500 milhões de Euros e uma "Revolving Credit Facility" (RCF) (não desembolsada) de 500 milhões de Euros. Na mesma data, a EDP contratou uma RCF sindicada de 2.240 milhões de Euros com um prazo de 5 anos, prorrogável por 2 anos adicionais, sujeito à autorização dos credores.

Em Junho de 2018, a EDP Finance B.V. emitiu, ao abrigo do seu programa de obrigações em Euros, 750 milhões de Euros com vencimento em Janeiro de 2026.

Em Outubro de 2018, a EDP Finance B.V. emitiu, ao abrigo do seu programa de obrigações em Euros, 600 milhões de Euros com vencimento em Outubro de 2025, tratando-se da primeira emissão de obrigações verdes em Portugal.

Em Dezembro de 2018, a EDP S.A. concluiu uma "Tender Offer" visando as emissões "2.650% NOTES DUE APRIL 15, 2019", "4.125% NOTES DUE JUNE 29, 2020", "4.8750% NOTES DUE SEPTEMBER 14, 2020" e "4.125% NOTES DUE JANUARY 20, 2021" limitada a um valor global de 500 milhões de Euros. Em resultado da oferta foram adquiridos pela EDP S.A. 98.909 milhares de Euros das "2.650% NOTES DUE APRIL 15, 2019", 66.628 milhares de Euros das "4.1250% NOTES DUE JUNE 29, 2020", 287.778 milhares de Euros das "4.875% NOTES DUE SEPTEMBER 14, 2020" e 46.783 milhares de Euros das "4.125% NOTES DUE JANUARY 20, 2021" (ver nota 25).

O detalhe do valor nominal associado às emissões obrigacionistas com contrapartes externas, à data de 31 de Dezembro de 2018, é analisado como segue:

Emitente/ Emissor	Data Emissão	Taxa Juro	Tipo de Cobertura	Condições/ Reembolso	Valor Nominal em Milhões de Moeda	Milhares de Euros	
						Grupo	Individual
Híbrido EDP S.A.							
EDP, S.A. (iv)	Set-15	Taxa fixa EUR 5,375% (v)	n.a.	Set-75	750 EUR	750.000	750.000
						750.000	750.000
Emissões ao abrigo do Programa 'Euro Medium Term Notes'							
EDP Finance B.V.	Dez-02	Taxa fixa EUR (iii)	n.a.	Dez-22	93 EUR	93.357	-
EDP Finance B.V.(i)(ii)	Jun-05	Taxa fixa EUR 4,125%	n.a.	Jun-20	233 EUR	233.372	-
EDP Finance B.V.(i)	Nov-08	Taxa fixa GBP 8,625%	Fair Value	Jan-24	325 GBP	410.314	-
EDP Finance B.V.	Nov-08	Zero coupon EUR (iii)	n.a.	Nov-23	160 EUR	160.000	-
EDP Finance B.V.(i)	Jun-09	Taxa fixa JPY (iii)	n.a.	Jun-19	10.000 JPY	91.327	-
EDP Finance B.V.(ii)	Set-09	Taxa fixa USD 4,90%	Net Investment	Out-19	637 USD	555.928	-
EDP Finance B.V.(i)(ii)	Set-13	Taxa fixa EUR 4,875%	Fair Value	Set-20	462 EUR	462.222	-
EDP Finance B.V.(ii)	Nov-13	Taxa fixa EUR 4,125%	n.a.	Jan-21	553 EUR	553.217	-
EDP Finance B.V.	Jan-14	Taxa fixa USD 5,25 %	Net Investment	Jan-21	750 USD	655.022	-
EDP Finance B.V.(i)(ii)	Abr-14	Taxa fixa EUR 2,625%	Fair Value	Abr-19	551 EUR	551.191	-
EDP Finance B.V.	Jun-14	Taxa variável (iii)	Net Investment	Jun-19	100 USD	87.336	-
EDP Finance B.V.(i)	Set-14	Taxa fixa EUR 2,625%	Fair Value	Jan-22	1.000 EUR	1.000.000	-
EDP Finance B.V.(ii)	Nov-14	Taxa fixa USD 4,125%	Net Investment	Jan-20	583 USD	509.104	-
EDP Finance B.V.(i)	Abr-15	Taxa fixa EUR 2,00%	Fair Value	Abr-25	750 EUR	750.000	-
EDP Finance B.V.	Mar-16	Taxa fixa EUR 2,375%	n.a.	Mar-23	600 EUR	600.000	-
EDP Finance B.V.(i)	Ago-16	Taxa fixa EUR 1,125%	n.a.	Fev-24	1.000 EUR	1.000.000	-
EDP Finance B.V.	Jan-17	Taxa fixa EUR 1,875%	n.a.	Set-23	600 EUR	600.000	-
EDP Finance B.V.	Jun-17	Taxa fixa USD 3,625%	Net Investment	Jul-24	1.000 USD	873.362	-
EDP Finance B.V.	Nov-17	Taxa fixa EUR 1,50%	n.a.	Nov-27	500 EUR	500.000	-
EDP Finance B.V.	Jun-18	Taxa fixa EUR 1,625%	n.a.	Jan-26	750 EUR	750.000	-
EDP Finance B.V.	Out-18	Taxa fixa EUR 1,875%	n.a.	Out-25	600 EUR	600.000	-
						11.035.752	-

(i) Estas emissões da EDP Finance B.V. têm associados "swaps" de divisa e/ou de taxa de juro.

(ii) Valor nominal consolidado após recompra de títulos por EDP - Energias de Portugal, S.A.

(iii) Estas emissões correspondem a colocações privadas.

(iv) Existe uma opção de reembolso antecipado ao par exercível pela EDP em Março de 2021, Março de 2026 e subsequentemente, em cada data de pagamento de juros.

(v) Taxa fixa nos primeiros 5,5 anos, actualizada posteriormente a cada 5 anos.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Emitente/ Emissor	Data Emissão	Taxa Juro	Tipo de Cobertura	Condições/ Reembolso	Valor Nominal em Milhões de Moeda	Milhares de Euros	
						Grupo	Individual
Emissões Grupo EDP Energias do Brasil no Mercado Doméstico Brasileiro							
Lajeado Energia	Nov-13	CDI + 1,20%	n.a.	Nov-19	150 BRL	33.760	-
EDP São Paulo	Abr-14	CDI + 1,39%	n.a.	Abr-19	36 BRL	8.101	-
EDP Espírito Santo	Ago-14	CDI + 1,50%	n.a.	Ago-20	141 BRL	31.827	-
Energias do Brasil	Set-15	IPCA + 8,3201%	n.a.	Set-21	210 BRL	47.174	-
Energias do Brasil	Set-15	IPCA + 8,2608%	n.a.	Set-24	56 BRL	12.605	-
Energias do Brasil	Abr-16	IPCA + 8,3479%	n.a.	Abr-22	277 BRL	62.404	-
Energest	Abr-16	CDI + 2,265%	n.a.	Abr-20	32 BRL	7.291	-
Enerpeixe	Nov-16	114,50% * CDI	n.a.	Nov-19	175 BRL	39.379	-
Pecém	Dez-16	CDI + 2,95%	n.a.	Nov-21	330 BRL	74.257	-
EDP São Paulo	Abr-17	108,75% * CDI	n.a.	Abr-22	150 BRL	33.753	-
EDP Espírito Santo	Abr-17	108,75% * CDI	n.a.	Abr-22	190 BRL	42.754	-
Enerpeixe	Nov-17	116,00% * CDI	n.a.	Dez-22	320 BRL	72.007	-
EDP São Paulo	Dez-17	107,50% * CDI	n.a.	Jan-21	100 BRL	22.502	-
EDP Espírito Santo	Dez-17	107,50% * CDI	n.a.	Jan-21	120 BRL	27.003	-
Lajeado Energia	Dez-17	109,00% * CDI	n.a.	Dez-20	100 BRL	22.502	-
Lajeado Energia	Dez-17	113,70% * CDI	n.a.	Dez-22	200 BRL	45.005	-
EDP São Paulo	Jan-18	107,50% * CDI	n.a.	Jan-21	100 BRL	22.502	-
EDP Espírito Santo	Jan-18	107,50% * CDI	n.a.	Jan-21	100 BRL	22.502	-
EDP Transmissão	Mai-18	IPCA + 7,0267%	n.a.	Mai-33	118 BRL	26.521	-
EDP Espírito Santo	Ago-18	IPCA + 5,91%	n.a.	Jul-25	191 BRL	43.023	-
EDP São Paulo	Ago-18	IPCA + 5,91%	n.a.	Ago-25	262 BRL	58.874	-
EDP Transmissão	Out-18	IPCA + 6,72%	n.a.	Out-28	1200 BRL	270.027	-
Lajeado Energia	Nov-18	109,25% * CDI	n.a.	Out-22	100 BRL	22.502	-
Enerpeixe	Dez-18	112,48% * CDI	n.a.	Nov-23	255 BRL	57.381	-
						1.105.656	-
						12.891.408	750.000

Alguns dos financiamentos contratados pelo Grupo EDP, maioritariamente ao abrigo do "Programa de Emissão de Dívida – EMTN", apresentam cláusulas usuais neste tipo de operações, nomeadamente, "change-of-control", "negative pledge", "pari-passu" e "cross-default", qualquer uma delas apenas aplicável num restrito conjunto de circunstâncias.

O Grupo tem financiamentos contratados em regime de "project finance", cujos termos incluem as garantias habituais neste tipo de financiamentos, nomeadamente penhor ou promessa de penhor de acções, de contas bancárias e de activos associados aos respectivos projectos (ver nota 42). A 31 de Dezembro de 2018 e 31 de Dezembro de 2017, estes financiamentos totalizavam 891.475 milhares de Euros e 1.249.771 milhares de Euros, respectivamente.

O Grupo detém diversas facilidades de crédito que usa para a gestão de liquidez. Entre estas estão facilidades de crédito de curto prazo no montante de 226 milhões de Euros e também uma RCF no valor de 75 milhões de Euros, ambas indexadas à taxa Euribor do período de utilização e acordadas com condições de margem previamente definidas, com compromisso de tomada firme e que se encontravam totalmente disponíveis a 31 de Dezembro de 2018. O Grupo tem também um programa de Papel Comercial no valor de 50 milhões de Euros com garantia de colocação e totalmente disponível a 31 de Dezembro de 2018. Quanto a facilidades de crédito de médio prazo com compromisso de tomada firme, o Grupo dispõe de uma RCF no valor de 3.300 milhões de Euros, com maturidade em 2023, totalmente disponível a 31 de Dezembro de 2018. O Grupo dispõe ainda de uma RCF no valor de 2.240 milhões de Euros, com compromisso de tomada firme e maturidade em 2023, disponível em 2.010 milhões de Euros a 31 de Dezembro de 2018.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Em 31 de Dezembro de 2018, os pagamentos futuros do capital em dívida e juros corridos por tipo de empréstimo e por moeda de denominação são analisados como segue:

Milhares de Euros	Dez 2019	Dez 2020	Dez 2021	Dez 2022	Dez 2023	Anos seguintes	Total
Empréstimos bancários:							
Euro	117.541	97.158	89.216	241.297	125.886	148.490	819.588
Real Brasileiro	151.126	79.717	76.947	73.171	64.049	251.632	696.642
Dólar Americano	12.495	12.175	12.368	12.115	191.889	156.700	397.742
Outras	36.931	11.151	12.236	12.651	12.929	27.147	113.045
	318.093	200.201	190.767	339.234	394.753	583.969	2.027.017
Empréstimos obrigacionistas:							
Euro	695.522	708.048	550.518	1.194.152	1.303.905	3.999.963	8.452.108
Real Brasileiro	131.878	195.549	222.048	110.867	107.390	335.676	1.103.408
Dólar Americano	769.031	507.961	651.697	-	-	866.913	2.795.602
	1.596.431	1.411.558	1.424.263	1.305.019	1.411.295	5.202.552	12.351.118
Híbrido:							
Euro	32.140	-	-	-	-	739.168	771.308
	32.140	-	-	-	-	739.168	771.308
Papel comercial:							
Euro	400.070	-	200.000	-	-	-	600.070
Real Brasileiro	49.505	45.723	-	-	-	-	95.228
Dólar Americano	222.539	-	-	-	-	-	222.539
	672.114	45.723	200.000	-	-	-	917.837
Outros empréstimos:							
Euro	1.335	109	64	-	-	-	1.508
Real Brasileiro	2.396	705	383	-	-	12.627	16.111
	3.731	814	447	-	-	12.627	17.619
	2.622.509	1.658.296	1.815.477	1.644.253	1.806.048	6.538.316	16.084.899

Em 31 de Dezembro de 2017, os pagamentos futuros do capital em dívida e juros corridos por tipo de empréstimo e por moeda de denominação são analisados como segue:

Milhares de Euros	Dez 2018	Dez 2019	Dez 2020	Dez 2021	Dez 2022	Anos seguintes	Total
Empréstimos bancários:							
Euro	144.427	111.999	1.592.654	255.313	74.308	230.083	2.408.784
Real Brasileiro	127.779	161.513	75.823	64.615	65.306	263.268	758.304
Dólar Americano	25.426	302.658	11.624	11.808	11.566	161.008	524.090
Outras	83.741	19.189	19.932	21.675	18.494	38.683	201.714
	381.373	595.359	1.700.033	353.411	169.674	693.042	3.892.892
Empréstimos obrigacionistas:							
Euro	303.583	652.500	1.070.299	596.102	1.183.316	3.960.257	7.766.057
Real Brasileiro	217.235	131.014	200.433	221.015	122.320	4.662	896.679
Dólar Americano	499.769	686.261	483.958	620.755	-	826.708	3.117.451
	1.020.587	1.469.775	1.754.690	1.437.872	1.305.636	4.791.627	11.780.187
Híbrido:							
Euro	32.140	-	-	-	-	739.168	771.308
	32.140	-	-	-	-	739.168	771.308
Papel comercial:							
Euro	6.046	-	-	200.000	-	-	206.046
Real Brasileiro	-	33.971	-	-	-	-	33.971
Dólar Americano	2.973	208.455	-	-	-	-	211.428
	9.019	242.426	-	200.000	-	-	451.445
Outros empréstimos:							
Euro	1.283	91	42	-	-	-	1.416
Real Brasileiro	3.727	1.746	894	428	-	13.722	20.517
	5.010	1.837	936	428	-	13.722	21.933
	1.448.129	2.309.397	3.455.659	1.991.711	1.475.310	6.237.559	16.917.765

O justo valor da dívida do Grupo EDP é analisado como segue:

Milhares de Euros	Dez 2018		Dez 2017	
	Valor Contabilístico	Valor de Mercado	Valor Contabilístico	Valor de Mercado
Empréstimos - Não Corrente	13.462.390	14.046.767	15.469.636	16.747.971
Empréstimos - Corrente	2.622.509	2.646.263	1.448.129	1.094.003
	16.084.899	16.693.030	16.917.765	17.841.974

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Em conformidade com a política contabilística do Grupo descrita nas nota 2 d) e f), os riscos dos passivos financeiros que se encontram cobertos por instrumentos financeiros derivados e cujo reconhecimento cumpre com os requisitos definidos pela IAS 39, no âmbito da adopção da contabilidade de cobertura, são registados ao seu justo valor. Os passivos financeiros são registados ao custo amortizado (ver nota 5).

No caso da emissão de dívida subordinada (híbrido), para efeitos de justo valor da dívida a mesma foi valorizada considerando a maturidade da primeira "call date" (Março de 2021).

34. Benefícios aos Empregados

A rubrica de Benefícios aos empregados é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Provisões para responsabilidades e benefícios sociais	759.376	763.249	5.225	4.137
Provisões para responsabilidades com cuidados médicos e outros benefícios	647.926	759.004	1.900	2.002
	1.407.302	1.522.253	7.125	6.139

O detalhe desta rubrica é analisado como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Não Corrente	1.099.049	1.198.362	5.683	5.763
Corrente	308.253	323.891	1.442	376
	1.407.302	1.522.253	7.125	6.139

A 31 de Dezembro de 2018, a rubrica de Provisões para responsabilidades e benefícios sociais refere-se a planos de benefícios definidos com pensões de reforma.

O movimento da Provisão para responsabilidades e benefícios sociais é analisado como segue:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Saldo no início do período	763.249	815.264
Dotação do período	24.729	26.950
Custo do serviço passado (corte/alterações ao plano)	17.579	17.426
(Ganhos)/Perdas actuariais	98.411	43.724
Utilizações de provisões	-144.479	-140.808
Excesso/(Défice) Financiamento do Fundo (ver nota 25)	888	1.367
Transferências, reclassificações e variação cambial	-1.001	-674
Saldo no fim do período	759.376	763.249

A decomposição dos Ganhos e perdas actuariais é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Ganhos e perdas actuariais decorrentes de:		
- alterações nos pressupostos financeiros	-28.368	64.255
- ajustamentos de experiência	97.665	39.927
Ganhos e perdas actuariais decorrentes de retorno dos activos	29.385	-70.322
Ganhos e perdas actuariais do "asset ceiling"	-271	9.864
	98.411	43.724

O movimento da Provisão para responsabilidades com cuidados médicos e outros benefícios é analisado como segue:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Saldo no início do período	759.004	911.581
Dotação do período	33.627	40.743
Custo do serviço passado (corte/alterações ao plano)	676	770
(Ganhos)/Perdas actuariais	-32.980	22.650
Utilizações de provisões	-22.951	-24.144
Contribuições para o Fundo	-69.006	-163.888
Transferências, variação cambial e mútua	-20.444	-28.708
Saldo no fim do período	647.926	759.004

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

A decomposição dos Ganhos e perdas actuariais é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Ganhos e perdas actuariais decorrentes de:		
- alterações nos pressupostos financeiros	-8.341	28.001
- ajustamentos de experiência	-36.508	3.017
Ganhos e perdas actuariais decorrentes de retorno dos activos	11.869	-8.368
	-32.980	22.650

Conforme referido na política contabilística apresentada na nota 2 m), o Grupo EDP optou na transição para as IFRS, por reconhecer por contrapartida de reservas a totalidade das perdas actuariais diferidas existentes a essa data para os vários planos de benefícios aos empregados. O impacto em reservas ascendeu ao valor de 1.162.000 milhares de Euros, a 31 de Dezembro de 2004. Nos períodos seguintes foram directamente reconhecidos em reservas os ganhos e perdas actuariais verificados nesses planos. A 31 de Dezembro de 2018 foram reconhecidas perdas de 65.431 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: perdas de 66.374 milhares de Euros).

Durante 2018, no âmbito de um programa de redução de efectivos, o Grupo EDP celebrou acordos de pré-reforma e antecipação à reforma com 56 trabalhadores de Portugal com saída prevista em 2018 e 2019. Este acréscimo de responsabilidades com benefícios de empregados foi mensurado e reconhecido em resultados do período no valor de 18.255 milhares de Euros (ver nota 10).

A duração média ponderada das responsabilidades com benefícios definidos em Portugal é de 11 anos.

Na sequência da decisão de autonomização do financiamento do Plano de Benefícios de Saúde Pós-emprego e do Plano de Benefícios por Subsídios de Morte em Portugal, o Grupo realizou contribuições de 69.006 milhares de Euros em 2018 (31 de Dezembro 2017: 163.888 milhares de Euros). Nos próximos anos, e até ao final de 2027, o Grupo estima realizar contribuições adicionais num total de cerca de 314.470 milhares de Euros, em linha com o definido no plano de financiamento aprovado pela Autoridade de Supervisão de Seguros e Fundos de Pensões (ASF).

Planos de benefícios aos empregados

Algumas empresas do Grupo EDP atribuem aos seus colaboradores, quer sob a forma de planos de benefícios definidos, quer sob a forma de planos de contribuição definida, alguns benefícios pós-reforma, nomeadamente, planos que pagam pensões complementares de reforma por idade, invalidez e sobrevivência e pensões de reforma antecipada, sendo também concedidos nalguns casos cuidados médicos durante o período de reforma e de reforma antecipada, através de mecanismos complementares aos do Serviço Nacional de Saúde.

Apresentam-se de seguida os planos existentes, com uma breve descrição das suas características e das empresas por eles abrangidas, bem como os seus dados económico-financeiros:

I. Planos de Pensões - Tipo Benefício Definido

Em Portugal, as empresas do Grupo EDP resultantes da cisão da EDP ocorrida em 1994 dispõem de um plano de benefícios sociais parcialmente financiado através de um Fundo de Pensões fechado e complementado por provisão específica. O Fundo de Pensões do Grupo EDP é gerido por entidade externa assim como a gestão dos seus activos é subcontratada a entidades gestoras de activos externas.

Neste Fundo de Pensões encontram-se incluídas as responsabilidades com complementos de pensões de reforma por idade. As responsabilidades com pré-reformas não estão cobertas pelos activos do fundo sendo adequadamente provisionadas através de provisão específica.

Em Espanha, as empresas do Grupo EDP España, em resultado da revisão do acordo colectivo de trabalho ("Convénio Colectivo") celebrado em Dezembro de 2007, atribuem aos seus colaboradores um regime de pré-reformas.

No Brasil, a EDP São Paulo dispõe de dois planos de benefícios definidos geridos por entidade fechada da previdência complementar patrocinada pelas empresas do Grupo EDP Brasil, que tem por finalidade gerir e administrar um conjunto de planos de benefícios a favor dos colaboradores e ex-colaboradores da empresa:

- Plano Bandeirante (BD) vigente até 31 de Março de 1998, que é um Plano de Benefício Saldado que concede Benefício Suplementar Proporcional Saldado (BSPS), na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos até 31 de Março de 1998, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até à referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências actuariais desse Plano é da Empresa;

- Plano BD vigente após 31 de Março de 1998, que concede renda vitalícia reversível em pensão, relativamente ao tempo de serviço passado acumulado após 31 de Março de 1998, na base de 70% da média salarial mensal real, referente aos últimos 36 meses de actividade. No caso de morte ou invalidez originada por acidente de trabalho, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço passado (inclusive o acumulado até 31 de Março de 1998) e, portanto, não incluem apenas o tempo de serviço passado acumulado após 31 de Março de 1998. A responsabilidade pela cobertura das insuficiências actuariais deste Plano é paritária entre a Empresa e os participantes.

A EDP Espírito Santo, a EDP São Paulo e a Energest dispõem de Planos de Benefício Definido que garantem um complemento de pensões de reforma e reforma antecipada.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Nos planos de pensões em Portugal, e de acordo com a regulamentação dos Fundos de Pensões, o valor excedentário dos activos do fundo, mediante determinadas condições, pode ser devolvido à empresa.

Nos planos de pensões no Brasil, o valor excedentário dos activos do fundo não pode em geral ser devolvido à empresa, existindo regras muito restritas sobre o valor que pode ser recuperado, pelo que o valor do activo a reconhecer é muito reduzido.

O número de participantes abrangidos pelos planos de pensões e obrigações similares a pensões de reforma é o seguinte:

	2018			2017		
	Portugal	Espanha	Brasil	Portugal	Espanha	Brasil
Número de participantes:						
Reformados e Pensionistas	17.974	1.242	1.790	17.831	1.451	1.807
Pessoal no Activo	3.468	1.456	820	4.088	1.315	919
	21.442	2.698	2.610	21.919	2.766	2.726

No apuramento das responsabilidades associadas aos planos de pensões e obrigações similares a pensões no Grupo EDP, foram utilizados os seguintes pressupostos financeiros e actuariais:

	Portugal	Espanha	Dez 2018		
			EDP São Paulo	EDP Espírito Santo	Energest
Pressupostos					
Taxa de desconto	1,75%	1,75%	9,83%	9,83%	9,83%
Taxa de crescimento dos salários	1,50% até 2020 // 1,75% a partir de 2021	2,50%	5,40%	5,40%	5,40%
Taxa de crescimento das pensões	1,50%	0,50%	4,52%	4,52%	4,52%
Taxa de revalorização dos salários da Segurança Social	2019 - 1,40% // Após 2019 - não aplicável 1,50%		4,52%	4,52%	4,52%
Taxa de inflação	1,50%	2,00%	4,52%	4,52%	4,52%
Tábua de mortalidade	Nasc.< 1950 -- TV99/01 (+1) // Nasc.>= 1950 -- TV99/01	PERM/F-2000P	AT-2000	AT-2000	AT-2000
Tábua de invalidez	50%EKV 80	não aplicável	Muller	Muller	Muller / TASA 1927
% expectável de adesão dos colaboradores elegíveis à reforma antecipada	(a)	não aplicável	não aplicável	não aplicável	não aplicável

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

	Portugal	Espanha	Dez 2017		
			EDP São Paulo	EDP Espírito Santo	Energest
Pressupostos					
Taxa de desconto	1,70%	1,50%	10,34%	10,34%	10,34%
Taxa de crescimento dos salários	1,60% até 2019 // 1,85% a partir de 2020	2,50%	5,14%	5,14%	5,14%
Taxa de crescimento das pensões	1,60%	0,50%	4,65%	4,65%	4,65%
Taxa de revalorização dos salários da Segurança Social	2018 - 1,00% // Após 2018 - 1,50%	não aplicável	4,65%	4,65%	4,65%
Taxa de inflação	1,60%	1,50%	4,65%	4,65%	4,65%
Tábua de mortalidade	Nasc.< 1950 -- TV99/01 (+1) // Nasc.>= 1950 -- TV99/01	PERM/F-2000P	AT-2000	AT-2000	AT-2000 / RP 2000 Generational
Tábua de invalidez	50%EKV 80	não aplicável	Muller	Muller	Muller / Wyatt 1985
% expectável de adesão dos colaboradores elegíveis à reforma antecipada	(a)	não aplicável	não aplicável	não aplicável	não aplicável

(a) 45% da população elegível (colaboradores que estejam em condições de passagem à reforma antecipada de acordo com o Acordo Colectivo de Trabalho: 37 anos de serviço com pelo menos 61 anos de idade ou 40 anos de serviço e qualquer idade).

Os pressupostos utilizados no apuramento das responsabilidades associadas aos planos de benefícios definidos a empregados foram actualizados considerando as evoluções ocorridas nos mercados financeiros em 2018.

A provisão para as responsabilidades do Grupo com pensões de reforma e respectivas coberturas são analisadas como segue:

Milhares de Euros	Dez 2018			
	Portugal	Espanha	Brasil	Grupo
Responsabilidades no fim do período	1.436.616	98.481	249.424	1.784.521
Activos dos Fundos no fim do período	-849.606	-	-286.975	-1.136.581
Excesso/(Défice) Financiamento do Fundo (ver nota 25)	59.840	-	-	59.840
Activo não reconhecido ("asset ceiling")	-	-	51.596	51.596
Valor da provisão no fim do período	646.850	98.481	14.045	759.376

Milhares de Euros	Dez 2017			
	Portugal	Espanha	Brasil	Grupo
Responsabilidades no fim do período	1.541.225	89.208	252.458	1.882.891
Activos dos Fundos no fim do período	-933.337	-	-303.454	-1.236.791
Excesso/(Défice) Financiamento do Fundo (ver nota 25)	58.952	-	-	58.952
Activo não reconhecido ("asset ceiling")	-	-	58.197	58.197
Valor da provisão no fim do período	666.840	89.208	7.201	763.249

A rubrica Activo não reconhecido ("asset ceiling") regista os montantes não reconhecidos como activo nos respectivos períodos contabilísticos. A reconciliação entre o saldo de abertura e o de fecho deste activo é analisada como se segue:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
"Asset ceiling" no início do período	58.197	56.905
Variações do efeito de restringir um activo líquido de benefícios ao limite máximo de activos	-335	9.864
Variação cambial	-6.266	-8.572
"Asset ceiling" no fim do período	51.596	58.197

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

A evolução do valor presente das obrigações para pensões e o justo valor dos activos dos Fundos associados é analisada como segue:

Milhares de Euros	2018	2017	2016	2015	2014
Responsabilidades no fim do período	1.784.521	1.882.891	1.948.791	1.979.411	2.162.044
Activos dos Fundos no fim do período	-1.136.581	-1.236.791	-1.248.017	-1.182.979	-1.271.247
Excesso / (Défice) Financiamento do Fundo	59.840	58.952	57.585	58.724	-
Activo não reconhecido ("asset ceiling")	51.596	58.197	56.905	27.113	36.344
Valor da provisão no fim do período	759.376	763.249	815.264	882.269	927.141

Os ajustamentos de experiência (efeitos de diferenças entre os anteriores pressupostos actuariais e aquilo que realmente ocorreu) para o Plano de Pensões em Portugal são apresentados como segue:

Milhares de Euros	2018	2017	2016	2015	2014
Ajustamentos de experiência para as responsabilidades do Plano	-91.575	-55.281	-51.686	-16.902	11.260
Ajustamentos de experiência para os activos do Plano	-37.567	64.044	-2.061	16.025	34.347

Os ajustamentos de experiência (efeitos de diferenças entre os anteriores pressupostos actuariais e aquilo que realmente ocorreu) para o Plano de Pensões do Brasil são apresentados como segue:

Milhares de Euros	2018	2017	2016	2015	2014
Ajustamentos de experiência para as responsabilidades do Plano	-6.090	15.354	-8.941	-2.271	-11.923
Ajustamentos de experiência para os activos do Plano	8.182	6.278	30.772	-9.465	5.524

As responsabilidades consolidadas por serviços passados associadas a estes planos de pensões eram as seguintes:

Milhares de Euros	Dez 2018			
	Portugal	Espanha	Brasil	Grupo
Responsabilidades no início do período	1.541.225	89.208	252.458	1.882.891
Custo dos serviços correntes	7.234	6.905	-527	13.612
Juro líquido sobre o passivo do plano de pensões	24.691	1.146	23.235	49.072
Benefícios pagos	-193.517	-10.763	-15.878	-220.158
Custo do serviço passado (corte/alterações ao plano)	17.579	-	-	17.579
Perdas e ganhos actuariais	39.382	11.984	17.400	68.766
Variação cambial	-	-	-27.511	-27.511
Outras variações	22	1	247	270
Responsabilidades no fim do período	1.436.616	98.481	249.424	1.784.521

Milhares de Euros	Dez 2017			
	Portugal	Espanha	Brasil	Grupo
Responsabilidades no início do período	1.586.902	87.815	274.074	1.948.791
Custo dos serviços correntes	8.810	7.228	-730	15.308
Juro líquido sobre o passivo do plano de pensões	25.528	1.350	30.049	56.927
Benefícios pagos	-192.306	-9.249	-19.115	-220.670
Custo do serviço passado (corte/alterações ao plano)	17.426	-	-	17.426
Perdas e ganhos actuariais	94.865	3.074	6.243	104.182
Variação cambial	-	-	-39.032	-39.032
Outras variações	-	-1.010	969	-41
Responsabilidades no fim do período	1.541.225	89.208	252.458	1.882.891

Os componentes do custo líquido consolidado reconhecido no período com estes planos de pensões são os seguintes:

Milhares de Euros	Dez 2018			
	Portugal	Espanha	Brasil	Grupo
Custo do serviço corrente (ver nota 10)	7.234	6.905	-527	13.612
Custo do serviço passado (corte/alterações ao plano) (ver nota 10)	17.579	-	-	17.579
Componente operacional	24.813	6.905	-527	31.191
Juro líquido sobre o passivo líquido do plano de pensões	9.381	1.146	590	11.117
Componente financeira (ver nota 13)	9.381	1.146	590	11.117
	34.194	8.051	63	42.308

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Milhares de Euros	Dez 2017			
	Portugal	Espanha	Brasil	Grupo
Custo do serviço corrente (ver nota 10)	8.810	7.228	-730	15.308
Custo do serviço passado (corte/alterações ao plano) (ver nota 10)	17.426	-	-	17.426
Componente operacional	26.236	7.228	-730	32.734
Juro líquido sobre o passivo líquido do plano de pensões	10.487	1.350	-195	11.642
Componente financeira (ver nota 13)	10.487	1.350	-195	11.642
	36.723	8.578	-925	44.376

A evolução dos activos consolidados dos Fundos de Pensões foi a seguinte:

Milhares de Euros	Dez 2018			
	Portugal	Espanha	Brasil	Grupo
Valor dos activos no início do período	933.337	-	303.454	1.236.791
Contribuições do Grupo	-	-	1.144	1.144
Contribuições dos trabalhadores	-	-	588	588
Pensões pagas no período	-61.468	-	-15.943	-77.411
Juro sobre o activo do plano de pensões	15.310	-	22.645	37.955
Ganhos/(Perdas) actuariais	-37.573	-	7.593	-29.980
Variação cambial	-	-	-32.668	-32.668
Outras variações	-	-	162	162
Valor dos activos fim do período	849.606	-	286.975	1.136.581

A rubrica de ganhos e perdas actuariais no Brasil inclui o montante negativo de 335 milhares de Euros (1.439 milhares de Reais) referente a ganhos e perdas actuariais do "asset ceiling" não reconhecidas em reservas (31 de Dezembro de 2017: positivo em 9.864 milhares de Euros).

Para efeitos da determinação do valor da provisão para pensões o valor da carteira do fundo foi deduzido do limite ao reconhecimento do activo ("asset ceiling") no montante de 51.596 milhares de Euros (229.294 milhares de Reais). Em 31 de Dezembro de 2017 o valor do "asset ceiling" ascendia a 58.197 milhares de Euros (230.718 milhares de Reais).

Milhares de Euros	Dez 2017			
	Portugal	Espanha	Brasil	Grupo
Valor dos activos no início do período	917.393	-	330.624	1.248.017
Contribuições do Grupo	-	-	1.421	1.421
Contribuições dos trabalhadores	-	-	923	923
Pensões pagas no período	-63.141	-	-19.065	-82.206
Juro sobre o activo do plano de pensões	15.041	-	30.244	45.285
Ganhos/(Perdas) actuariais	64.044	-	6.278	70.322
Variação cambial	-	-	-46.971	-46.971
Valor dos activos fim do período	933.337	-	303.454	1.236.791

Pressupostos relativos à taxa de desconto

As taxas de desconto utilizadas para o plano de pensões do Grupo EDP foram seleccionadas tendo por referência uma análise das taxas de rendimento, disponíveis à data, das obrigações "corporate" de alta qualidade. Foram seleccionadas as obrigações cuja maturidade e "rating" foram considerados como apropriados atendendo ao montante e ao período de ocorrência dos fluxos monetários associados aos pagamentos dos benefícios aos colaboradores.

À data de 31 de Dezembro de 2018, a desagregação do valor expectável de Pagamento de benefícios futuros, relativo à actividade em Portugal, em Espanha e no Brasil, é analisada de seguida:

	Portugal			Espanha	Brasil		
Anos	Plano Médico e Outros Benefícios			Outros Benefícios	Plano Médico e Outros Benefícios		
	Pensões		Total		Pensões	Benefícios	Total
2019	196.295	36.601	232.896	9.616	16.000	9.246	25.246
2020	178.903	35.117	214.020	8.987	16.672	9.900	26.572
2021	159.500	34.600	194.100	9.099	17.564	10.683	28.247
2022	136.262	34.542	170.804	9.214	18.370	11.526	29.896
2023	116.204	34.620	150.824	9.333	19.167	12.295	31.462
2024	96.948	34.568	131.516	9.456			
2025	81.694	34.597	116.291	9.584			
2026	69.632	34.251	103.883	9.715	109.207	74.700	183.907
2027	60.296	33.770	94.066	9.850			
2028	53.045	33.506	86.551	9.989			

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Em 2018, o valor das pensões pagas pelos Fundos em Portugal ascendeu a 61.468 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 63.141 milhares de Euros), em Espanha ascendeu a 10.763 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 9.249 milhares de Euros) e no Brasil ascendeu a 15.943 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 19.065 milhares de Euros). As contribuições efectuadas para o Fundo de pensões no Brasil ascenderam a 1.144 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 1.421 milhares de Euros), as quais foram realizadas integralmente em dinheiro.

Os Planos de Pensões em Portugal e no Brasil estão sujeitos a vários riscos, nos quais se incluem o risco de variação das taxas de mercado (que impacta a taxa de desconto e taxa fixa de rendimento dos activos), o risco de alteração da longevidade dos participantes, o risco de alteração da taxa de crescimento das pensões e o risco de revalorização nas pensões pagas pela segurança social, para os quais se realizaram as seguintes análises de sensibilidade para as responsabilidades no fim do período:

Milhares de Euros	Portugal		Brasil	
	Aumento	Diminuição	Aumento	Diminuição
Taxa de desconto (variação de 0,5%)	-47.806	51.520	12.968	-13.983
Taxa de crescimento das pensões (variação de 0,5%)	316.976	-135.610	-	-
Taxa de revalorização dos salários da Segurança Social (variação de 0,5%)	-89.864	201.173	-	-
Tábua de mortalidade (aumento de 1 ano na expectativa de vida esperada dos participantes)	43.020		-3.613	

O nível de solvência do fundo para o financiamento das responsabilidades com o plano de pensões em Portugal pode variar em função não só dos riscos atrás descritos, mas também da performance das diferentes classes de activos que o compõem. Apesar do perfil de baixo risco do fundo (composto maioritariamente por activos de rendimento fixo), a materialização conjunta de riscos adversos (incluindo os atrás referidos) poderá levar à necessidade de contribuições adicionais para o fundo considerando a natureza de benefício definido do plano.

II. Planos de Pensões - Tipo Contribuição Definida

A EDPR Europe e a EDP España, a EDP São Paulo no Brasil, bem como diversas subsidiárias em Portugal, dispõem de planos de benefícios sociais complementares aos concedidos pelos Sistemas de Previdência Social aos colaboradores das Empresas, do tipo Contribuição Definida, efectuando, deste modo, em cada ano, uma contribuição para estes planos calculada de acordo com as regras estabelecidas em cada um dos casos.

III. Planos para responsabilidades por cuidados médicos e outros benefícios - Tipo Benefício Definido

Em Portugal, as empresas do Grupo resultantes da cisão da EDP ocorrida em 1994 dispõem de um Plano de Cuidados Médicos e Subsídio de Morte do tipo benefício definido, parcialmente suportado através de um Fundo de Pensões fechado e complementado por provisão específica. Relativamente aos restantes planos do tipo benefício definido, as responsabilidades encontram-se totalmente suportadas através de uma provisão contabilística.

No Brasil, a EDP Espírito Santo, a Energest e a Investco dispõem também de Planos de Assistência Médica para os reformados, suportados através de provisões contabilísticas, onde se encontra incluída a totalidade destas responsabilidades.

Adicionalmente, o Grupo EDP concede outros benefícios, suportando encargos decorrentes de responsabilidades com complementos de pensões por invalidez, de sobrevivência, de seguro de vida, prémios de antiguidade e de passagem à reforma, desconto na tarifa de energia eléctrica e de gás, entre outros.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Os pressupostos actuariais utilizados no cálculo das responsabilidades com cuidados médicos e outros benefícios são apresentados como segue:

	Dez 2018		Dez 2017	
	Portugal	Brasil	Portugal	Brasil
Pressupostos				
Taxa de desconto	1,75%	9,83%	1,70%	10,34%
Taxa anual de crescimento dos custos com serviços médicos	1,50%	10,79% (e)	1,80%	10,92% (b)
Despesas administrativas estimadas por beneficiário por ano (em Euros)	209 €/ano (d)	não aplicável	306 €/ano (c)	não aplicável
Tábua de mortalidade	Nasc.<1950 -- TV99/01 (+1) // Nasc.>=1950 -- TV99/01	RP-2000 Combined Healthy	Nasc.<1950 -- TV99/01 (+1) // Nasc.>=1950 -- TV99/01	RP-2000 Geracional
Tábua de invalidez	50%EKV 80	Wyatt 85 Class 1	50%EKV 80	Wyatt 85 Class 1
% expectável de adesão dos colaboradores elegíveis à reforma antecipada	(a)	não aplicável	(a)	não aplicável

(a) 45% da população elegível (colaboradores que estejam em condições de passagem à reforma antecipada de acordo com o Acordo Colectivo de Trabalho: 37 anos de serviço com pelo menos 61 anos de idade ou 40 anos de serviço e qualquer idade).

(b) 10,92% no primeiro ano a decrescer para 6,74% em 10 anos.

(c) Redução de 8% nos próximos 2 anos e um aumento de 1,6% após essa data.

(d) Redução de 10% para 2020, redução de 2,3% para 2021 e um aumento após essa data.

(e) 10,79% no primeiro ano a decrescer para 6,61% em 10 anos.

O número de participantes abrangidos pelos planos de cuidados médicos e outros benefícios era o seguinte:

	Dez 2018		Dez 2017	
	Portugal	Brasil	Portugal	Brasil
Número de participantes:				
Reformados e Pensionistas	17.962	1.366	17.815	1.276
Pessoal no Activo	5.903	747	6.232	607
	23.865	2.113	24.047	1.883

As responsabilidades do Grupo com cuidados médicos e outros benefícios e respectivas coberturas são analisadas como segue:

Milhares de Euros	Dez 2018		
	Portugal	Brasil	Grupo
Provisão para Cuidados Médicos e Outros Benefícios			
Responsabilidades no fim do período	763.959	159.921	923.880
Activos dos Fundos no fim do período	-275.954	-	-275.954
Valor da provisão no fim do período	488.005	159.921	647.926

Milhares de Euros	Dez 2017		
	Portugal	Brasil	Grupo
Provisão para Cuidados Médicos e Outros Benefícios			
Responsabilidades no fim do período	796.501	197.772	994.273
Activos dos Fundos no fim do período	-235.269	-	-235.269
Valor da provisão no fim do período	561.232	197.772	759.004

A evolução do valor presente das obrigações para cuidados médicos e outros benefícios é analisada como segue:

Milhares de Euros	2018	2017	2016	2015	2014
Provisão para Cuidados Médicos e Outros Benefícios					
Responsabilidades no fim do período	923.880	994.273	993.506	940.046	949.982
Activos dos Fundos no fim do período	-275.954	-235.269	-81.925	-	-
Valor da provisão no fim do período	647.926	759.004	911.581	940.046	949.982

Os ajustamentos de experiência (efeitos de diferenças entre os anteriores pressupostos actuariais e aquilo que realmente ocorreu) para as responsabilidades de cuidados médicos em Portugal são apresentados como segue:

Milhares de Euros	2018	2017	2016	2015	2014
Ajustamentos de experiência para as responsabilidades do Plano	-1.265	-452	-5.816	1.087	5.828
Ajustamentos de experiência para os activos do Plano	-11.869	8.368	-8	-	-

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Os ajustamentos de experiência (efeitos de diferenças entre os anteriores pressupostos actuariais e aquilo que realmente ocorreu) para as responsabilidades de cuidados médicos no Brasil são apresentados como segue:

Milhares de Euros	2018	2017	2016	2015	2014
Ajustamentos de experiência para as responsabilidades do Plano	37.773	-2.565	-6.245	-24.833	44.054

A evolução das responsabilidades consolidadas por serviços passados associadas ao plano de cuidados médicos e outros benefícios do Grupo EDP é analisada como segue:

Milhares de Euros	Dez 2018			Dez 2017		
	Portugal	Brasil	Grupo	Portugal	Brasil	Grupo
Responsabilidades no início do período	796.501	197.772	994.273	809.319	184.187	993.506
Custo dos serviços correntes	4.765	826	5.591	6.884	834	7.718
Juro líquido sobre o passivo líquido do plano de cuidados médicos e outros benefícios	13.327	18.507	31.834	13.585	20.643	34.228
Benefícios pagos	-33.827	-9.377	-43.204	-34.117	-10.142	-44.259
Custo do serviço passado (corte/alt. ao plano)	676	-	676	770	-	770
(Ganhos)/Perdas actuariais	-17.483	-27.366	-44.849	48	30.970	31.018
Variação cambial	-	-20.428	-20.428	-	-29.102	-29.102
Outras variações/mútua	-	-13	-13	12	382	394
Responsabilidades do período	763.959	159.921	923.880	796.501	197.772	994.273
Valor da provisão do período	763.959	159.921	923.880	796.501	197.772	994.273

Os componentes do custo líquido consolidado reconhecido no período com estes planos médicos e outros benefícios são os seguintes:

Milhares de Euros	Dez 2018			Dez 2017		
	Portugal	Brasil	Grupo	Portugal	Brasil	Grupo
Custo do serviço corrente (ver nota 10)	4.765	826	5.591	6.884	834	7.718
Custo do serviço passado (corte/alterações ao plano) (ver nota 10)	676	-	676	770	-	770
Componente operacional	5.441	826	6.267	7.654	834	8.488
Juro líquido sobre o passivo líquido do plano de cuidados médicos e outros benefícios	9.529	18.507	28.036	12.382	20.643	33.025
Componente financeira (ver nota 13)	9.529	18.507	28.036	12.382	20.643	33.025
Custo líquido do período	14.970	19.333	34.303	20.036	21.477	41.513

A evolução dos activos dos Fundos dos Planos Cuidados Médicos e Outros benefícios para Portugal foi a seguinte:

Milhares de Euros	Portugal	
	Dez 2018	Dez 2017
Valor dos activos no início do período	235.269	81.925
Contribuições do Grupo	69.009	163.888
Benefícios pagos no período	-20.253	-20.115
Juro sobre o activo do plano de pensões	3.798	1.203
Ganhos/(Perdas) actuariais	-11.869	8.368
Valor dos activos fim do período	275.954	235.269

Os Planos de cuidados médicos e outros benefícios em Portugal e no Brasil estão sujeitos a vários riscos, nos quais se incluem o risco de variação das taxas de mercado (que impacta a taxa de desconto e taxa fixa de rendimento dos activos), o risco de alteração nos custos com serviços médicos e o risco de alteração da longevidade dos participantes, para os quais se realizaram as seguintes análises de sensibilidade para as responsabilidades no fim do período:

Milhares de Euros	Portugal		Brasil	
	Aumento	Diminuição	Aumento	Diminuição
Taxa de desconto (variação de 0,5%)	-50.288	56.220	-11.815	13.116
Taxa anual de crescimento dos custos com serviços médicos (variação de 0,5%)	11.827	-10.881	-	-
Tábua de mortalidade (aumento de 1 ano na expectativa de vida esperada dos participantes)	16.184	-	7.319	-

O nível de solvência do fundo para o financiamento das responsabilidades com o plano de cuidados médicos pós-emprego em Portugal pode variar em função não só dos riscos atrás descritos, mas também da performance das diferentes classes de activos que o compõem. Apesar do perfil de baixo risco do fundo (composto maioritariamente por activos de rendimento fixo), a materialização conjunta de riscos adversos (incluindo os atrás referidos) poderá levar a alterações no plano de contribuições para financiamento das referidas responsabilidades aprovado pela Autoridade de Supervisão de Seguros e Fundos de Pensões (ASF), considerando a natureza de benefício definido do plano.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Composição da carteira dos fundos

A composição verificada na carteira dos fundos para pensões, cuidados médicos e subsídio de morte em Portugal é analisada como segue:

Milhares de Euros	Alocação de activos por natureza					Total
	Liquidez	Obrigações	Acções	Imóveis	Outros	
31 de Dezembro de 2018	-5.605	454.242	391.824	199.448	85.651	1.125.560
31 de Dezembro de 2017	5.859	424.939	441.394	215.467	80.947	1.168.606

%	Alocação de activos por natureza					Total
	Liquidez	Obrigações	Acções	Imóveis	Outros	
31 de Dezembro de 2018	-0,50%	40,35%	34,81%	17,72%	7,62%	100,00%
31 de Dezembro de 2017	0,50%	36,36%	37,77%	18,44%	6,93%	100,00%

As Acções e Obrigações da carteira têm preço de mercado cotado num mercado activo.

A rubrica Imóveis inclui imóveis registados nas demonstrações financeiras do fundo e utilizados por empresas do Grupo que, em 31 de Dezembro de 2018 ascendem a 182.905 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 187.018 milhares de Euros). A rubrica de Obrigações inclui o montante de 5.573 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 7.178 milhares de Euros), relativo a obrigações emitidas pela EDP Finance B.V. e pela EDP, S.A.

A rubrica Acções inclui títulos emitidos por empresas do Grupo que são analisados como segue:

Milhares de Euros	2018	2017
Acções:		
EDP Renováveis	10.551	10.005
	10.551	10.005

A taxa de retorno real dos activos do Fundo de pensões em 2018 foi negativa em 2,45% (2017: positiva em 8,97%).

A composição verificada na carteira do fundo no Brasil é analisada como segue:

Milhares de Euros	Alocação de activos por natureza					Total
	Liquidez	Obrigações	Acções	Imóveis	Outros	
31 de Dezembro de 2018	-	274.051	10.207	2.717	-	286.975
31 de Dezembro de 2017	-	250.451	49.759	1.012	2.232	303.454

%	Alocação de activos por natureza					Total
	Liquidez	Obrigações	Acções	Imóveis	Outros	
31 de Dezembro de 2018	-	95,50%	3,55%	0,95%	-	100,00%
31 de Dezembro de 2017	-	82,53%	16,40%	0,33%	0,74%	100,00%

As Acções e Obrigações da carteira têm preço de mercado cotado num mercado activo.

35. Provisões

A rubrica de Provisões é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Provisão para assuntos legais, laborais e outras contingências	92.034	85.049	-	-
Provisão para garantias a clientes no âmbito da actividade corrente	15.686	6.235	-	-
Provisão para desmantelamento e descomissionamento	480.508	463.556	-	-
Provisão para outros riscos e encargos	430.217	197.989	2.980	10.455
	1.018.445	752.829	2.980	10.455

O detalhe desta rubrica é analisado como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Não Corrente	982.515	726.771	1.808	8.902
Corrente	35.930	26.058	1.172	1.553
	1.018.445	752.829	2.980	10.455

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

O movimento da Provisão para assuntos legais, laborais e outras contingências é analisado como segue:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Saldo no início do período	85.049	98.574
Dotação do período	18.257	16.717
Reversão do período	-8.300	-18.620
Utilização da provisão	-14.155	-16.428
Diferenças cambiais e outros	11.183	4.806
Saldo no final do período	92.034	85.049

As Administrações da EDP e das suas subsidiárias, com base na informação prestada pelos seus assessores jurídicos e na sua análise aos processos judiciais pendentes, constituíram provisões de valor suficiente para cobrir as perdas estimadas como prováveis relativamente aos litígios em curso.

A rubrica de Provisão para assuntos legais, laborais e outras contingências inclui provisões para processos judiciais em curso e outras contingências laborais que respeitam, essencialmente, a:

- i) Pedidos de restituição dos valores pagos a título de majoração tarifária, efectuados pelos consumidores industriais às subsidiárias brasileiras EDP São Paulo e EDP Espírito Santo, no montante total de 12.112 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 13.566 milhares de Euros). Estes pedidos decorrem da aplicação das Portarias DNAEE n.º 38, de 27 de Fevereiro de 1986 e n.º 45, de 4 de Março de 1986 - Plano Cruzado, que vigoraram de Março a Novembro de 1986;
- ii) Em 2012, na sequência da decisão do tribunal arbitral que acolheu parcialmente o pedido da Teriminas, e condenou a EDP Produção ao pagamento de 1.329 milhares de Euros relativo a diferenciais de preços nos anos de 1985 e 1986 foi registada uma provisão para fazer face a processos judiciais, pelo que a 31 de Dezembro de 2016, a responsabilidade estimada ascendia a 5.836 milhares de Euros, correspondente ao valor actual da indemnização. O recurso apresentado pela EDP Produção foi negado, e confirmado o acórdão da Relação que determinou a legitimidade da Teriminas para cobrança o valor no qual a EDP Produção foi condenada por sentença arbitral. A EDP Produção procedeu ao pagamento 6.371 milhares de Euros e impugnou a exigência do pagamento da quantia remanescente de 1.629 milhares de Euros (por juros relativos ao período de 2 de Fevereiro de 2013 a 30 de Setembro de 2017), por falta de título executivo. A reclamação da EDP aguarda decisão, sendo que considera remota a possibilidade deste valor ser exigido. Em Fevereiro de 2019 foi proferida decisão quanto à reclamação da EDP, considerando indevido o pagamento daquela quantia. O processo aguarda a concretização de nova liquidação;
- iii) No decorrer do mês de Abril de 2015, a ERSE notificou a EDP Comercial da decisão de abertura de um processo de contraordenação, no quadro do Regime Sancionatório do Sector Energético (RSSE), solicitando informação diversa. Em Julho de 2015, a ERSE enviou uma nota de ilicitude à EDP Comercial cuja resposta com argumentos de defesa foi preparada e enviada dentro dos prazos definidos por lei. Em 10 de Dezembro de 2015, a ERSE proferiu a decisão que condenou a EDP Comercial, aplicando uma coima de 7.500 milhares de Euros. Foi decidido recorrer da decisão no prazo legal definido para o efeito, tendo sido constituída provisão no montante em causa. Na sequência do Recurso interposto pela EDP Comercial, o processo foi devolvido ao Tribunal de Concorrência, Regulação e Supervisão (TCRS) para julgamento. Em 2 de Março de 2017 este Tribunal proferiu Sentença através da qual julgou nula a Nota de Illicitude e a Decisão final da ERSE. O Tribunal da Relação de Lisboa proferiu acórdão que negou provimento ao recurso interposto pela ERSE da sentença do TCRS que declarou a nulidade da Nota de Illicitude e da Decisão final proferidas, confirmando integralmente a sentença do TCRS. O processo foi remetido à ERSE para, querendo, proferir nova nota de ilicitude sem os vícios processuais que foram reconhecidos. A provisão foi revertida em 2017, em conformidade com estes desenvolvimentos do processo. Em 17 de Maio de 2018, a ERSE deduziu nova Nota de Illicitude através da qual imputava à EDP Comercial 18 contra-ordenações. No prazo conferido para a apresentação da Pronúncia por parte da EDP Comercial, foi possível atingir uma base de entendimento que culminou na celebração de uma transacção. Segundo tal transacção, a EDP Comercial foi notificada pela prática de 8 contra-ordenações no pagamento de 950 milhares de Euros de coima, tendo ainda procedido ao pagamento de compensações a 140 consumidores, num montante de 14.000€. O processo encontra-se, assim, encerrado.
- iv) Os restantes processos judiciais em curso dizem, essencialmente, respeito a indemnizações por incêndios, por interrupção do fornecimento de energia, por electrocussão, bem como por outros danos causados.

Nos termos da IFRS 3, no âmbito de uma aquisição, a empresa adquirente deve reconhecer à data de aquisição um passivo contingente para as obrigações presentes que resultem de acontecimentos passados cujo justo valor possa ser mensurado com fiabilidade. No âmbito da aquisição de controlo da Porto do Pecém em 2015, a administração identificou uma contingência nestas circunstâncias cuja responsabilidade estimada, com referência a 31 de Dezembro de 2018, ascende a 4.893 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 5.473 milhares de Euros).

O movimento da Provisão para garantias a clientes no âmbito da actividade corrente é analisado como segue:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Saldo no início do período	6.235	10.435
Dotação do período	-	255
Utilização da provisão	-4.988	-9.099
Diferenças cambiais e outros	14.439	4.644
Saldo no final do período	15.686	6.235

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

A rubrica de Provisão para garantias a clientes no âmbito da actividade corrente, inclui, essencialmente, provisões para perdas comerciais.

O movimento da Provisão para desmantelamento e descomissionamento é analisado como segue:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Saldo no início do período	463.556	462.887
Variações de perímetro	-3.725	-5.895
Efeito financeiro do desconto ("unwinding") (ver nota 13)	6.143	5.976
Reforço da responsabilidade (ver nota 16)	12.937	16.080
Reversão do período	-537	-401
Diferenças cambiais e outros	2.134	-15.091
Saldo no final do período	480.508	463.556

A 31 de Dezembro de 2018, a rubrica de Provisão para desmantelamento e descomissionamento inclui as seguintes situações:

i) O Grupo possui uma provisão, no valor de 44.205 milhares de Euros (31 de Dezembro 2017: 44.035 milhares de Euros), para fazer face aos custos de desmantelamento da Central Nuclear de Trillo, que ocorrerão a partir do momento da paragem definitiva da central até à sua transferência para a Enresa, empresa que procederá ao seu desmantelamento. Os pressupostos utilizados no cálculo da provisão incluem uma taxa de inflação de 2% e taxas de desconto que variam entre 0,35% e 0,42%. A Enresa tem a responsabilidade do desmantelamento das centrais nucleares, assim como do tratamento e acondicionamento dos resíduos radioactivos, no prazo de três anos após a finalização da actividade operacional das centrais nucleares;

ii) Provisão para desmantelamento de parques eólicos no valor total de 288.503 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 269.454 milhares de Euros). Esta provisão foi constituída para fazer face às responsabilidades relativas a despesas com a reposição dos locais e terrenos no seu estado original, sendo 119.082 milhares de Euros para parques na América do Norte, 166.810 milhares de Euros para parques na Europa e 2.611 milhares de Euros para parques no Brasil.

Os pressupostos utilizados no cálculo destas provisões são os seguintes:

	Europa	América do Norte	Brasil
Custo médio por MW (Euros):			
Eólico (estrutura metálica)	25.873	26.715	28.954
Eólico (estrutura em betão)	33.954	-	29.915
Valor de sucata por MW (Euros):			
Eólico (estrutura metálica)	35.603	33.942	46.338
Eólico (estrutura em betão)	19.787	-	17.421
Taxa de desconto:			
Euro	[0,00% - 1,77%]	-	-
Dólar Americano	-	[0,72% - 2,94%]	-
Real	-	-	[11,91% - 12,47%]
Taxa de Inflação:			
Zona Euro	[1,01% - 2,35%]	-	-
EUA	-	[2,00% - 2,30%]	-
Brasil	-	-	[4,20% - 5,64%]
Capitalização (número de anos)	30 a 35	30 a 35	30 a 35

iii) No âmbito do enquadramento e das tendências sócio/económicas actuais e futuras aliadas às práticas do Grupo EDP em matéria de sustentabilidade e ambiente, o Grupo constitui provisões para fazer face aos custos com o descomissionamento, desmantelamento e requalificação ambiental dos centros electroprodutores. Com referência a 31 de Dezembro de 2018, a provisão ascende a 86.963 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 89.273 milhares de Euros) e 58.900 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 58.555 milhares de Euros) para os centros electroprodutores térmicos sediados em Portugal e Espanha, respectivamente. Em conformidade com a política contabilística referida na nota 2 n) estas provisões são calculadas com base no valor actual das responsabilidades futuras e registadas por contrapartida de um aumento dos respectivos activos fixos tangíveis, sendo amortizados pelo período de vida útil média desses activos. O cálculo destas provisões teve por base uma taxa de inflação entre 1.38% e 2% e taxas de desconto que variam entre 0% e 1.48%.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

O movimento da Provisão para outros riscos e encargos é analisado como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Saldo a 31 Dezembro 2017	197.989	99.596	10.455	8.303
Ajustamento pela adopção da norma IFRS 15 (ver nota 3)	-17.625	-	-	-
Saldo a 1 Janeiro 2018	180.364	99.596	10.455	8.303
Dotação do período	297.499	10.927	618	3.057
Reversão do período	-18.981	-12.505	-8.093	-905
Utilização da provisão	-3.217	-5.828	-	-
Utilização da provisão - CESE (ver nota 15)	-131.053	-	-	-
CESE (ver nota 15)	65.446	65.431	-	-
CMEC	36.090	-	-	-
"Lesividad"	12.020	41.664	-	-
Diferenças cambiais e outros	-7.951	-1.296	-	-
Saldo a 31 Dezembro 2018	430.217	197.989	2.980	10.455

A 31 de Dezembro de 2017, a rubrica Provisões incluía o montante de 17.625 milhares de Euros correspondente a responsabilidades reconhecidas no âmbito da IAS 18 que não enquadram nos requisitos de reconhecimento de contraprestação variável da IFRS 15 (ver nota 3).

No decorrer do terceiro trimestre de 2017 foi publicado o BOE 223/2017 que abriu o trâmite de audiência da Ordem do Ministro de Energia, Turismo e Agenda Digital, de 13 de Setembro, a qual deu início a um procedimento de declaração de "lesividad" para o interesse público da Ordem IET/980/2016, que estabeleceu a remuneração das empresas de distribuição de energia eléctrica até 2016. Desta forma, a remuneração que foi determinada terá alegadamente sido superior à devida para o ano 2016. Uma vez que a esta data a remuneração da actividade de distribuição para os anos de 2017 e 2018 não se encontra fixada, a EDP Espanha tem vindo a calcular a mesma tendo por base a remuneração de 2016. Com referência a 31 de Dezembro de 2018, a EDP Espanha registou uma provisão no montante de 12.020 milhares de euros (31 de Dezembro de 2017: 24.040 milhares de Euros) correspondentes ao potencial efeito da "lesividad" dos exercícios de 2016, 2017 e 2018.

Em 3 de Maio de 2018, a EDP tomou conhecimento (através de carta da DGEG) da homologação do valor referente ao ajustamento final conforme proposto pela ERSE, no montante de 154 milhões de euros. A EDP Produção apresentou reclamação graciosa do referido despacho em 8 de Outubro de 2018 e, não tendo obtido qualquer resposta, apresentou em 1 de Fevereiro de 2019 impugnação judicial do referido despacho e do despacho do SEE de 4 de Outubro que declarou a nulidade dos ajustamentos anuais na parte em que os mesmos ponderam o alegado "aspecto inovatório" relativo aos procedimentos para cálculo do coeficiente de disponibilidade (ver nota 4).

Em 26 de Setembro de 2018, a EDP foi notificada, pela Direcção Geral de Energia e Geologia, do despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia de 29 de Agosto de 2018, que quantifica em 285 milhões de Euros a alegada sobrecompensação da EDP quanto ao cálculo do coeficiente de disponibilidade verificado nas centrais que operavam em regime de CMEC. Não obstante a EDP se encontrar neste momento a analisar os fundamentos técnicos e legais do referido despacho, reflectiu essa realidade nas suas demonstrações financeiras de 31 de Dezembro 2018, reconhecendo uma provisão no mesmo montante.

Foi instaurado um processo de contraordenação pelo Banco de Portugal (BdP), por alegado incumprimento com o Regime Geral das Instituições de Crédito e Sociedades Financeiras, por parte da EDP Soluções Comerciais, em concreto pelo exercício da actividade de prestação de serviços de pagamento (actividade essa legalmente reservada a instituições de crédito e entidades similares) e incumprimento de determinações do BdP. A acusação foi dirigida à EDP Soluções Comerciais e à EDP S.A., tendo sido notificadas a 2 de Janeiro de 2019 da decisão do BdP de 18 de Dezembro de 2018, tendo constituído uma provisão no valor de 125 milhares de Euros para a EDP, S.A e 2.250 milhares de Euros para a EDP Soluções Comerciais.

Adicionalmente, no decurso normal da sua actividade, nas subsidiárias do Grupo EDP existem diversos litígios e contingências (de risco possível) de natureza administrativa, cível, fiscal, laboral e outras. Estas acções judiciais, arbitrais ou outras, envolvem clientes, fornecedores, empregados, autoridades administrativas, centrais, municipais, fiscais, ambientais ou outras. Na opinião do Grupo EDP e dos seus assessores legais o risco de perda destas acções não é provável e o desfecho das mesmas não afectará de forma material a sua posição consolidada.

Os processos destas naturezas cujas perdas foram estimadas como possíveis, não requerem a constituição de provisões e são periodicamente reavaliados. O detalhe das contingências possíveis é analisado como segue:

Milhares de Euros	Dez 2018			
	Subsidiárias sediadas Portugal	Subsidiárias sediadas Espanha	Subsidiárias sediadas Brasil	Total
Administrativo e Cível	39.653	5.304	197.240	242.197
Fiscal	4.763	1.294	422.226	428.283
Outros	29.700	1.021	28.352	59.073
	74.116	7.619	647.818	729.553

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Milhares de Euros	Dez 2017			Total
	Subsidiárias sediadas Portugal	Subsidiárias sediadas Espanha	Subsidiárias sediadas Brasil	
Administrativo e Cível	35.271	24.443	203.409	263.123
Fiscal	11.436	11.068	407.771	430.275
Outros	45.761	1.047	28.403	75.211
	<u>92.468</u>	<u>36.558</u>	<u>639.583</u>	<u>768.609</u>

As contingências possíveis mais relevantes em Portugal, são as seguintes:

i) Na esfera da EDP Distribuição existe uma contingência relacionada com a responsabilidade pelos encargos das empreitadas para fornecimento e montagem das redes de distribuição de energia eléctrica, incluindo iluminação pública, na área de intervenção e reconversão urbanística da Parque Expo 98. Neste contexto, a Parque Expo 98 alega que, entre 1996 e 2014, suportou custos que seriam da responsabilidade da EDP Distribuição. Em Novembro de 2015, a Parque Expo 98 em liquidação dirigiu à EDP Distribuição uma notificação judicial avulsa, tendo em vista interromper o prazo de prescrição (que ocorreria 20 anos sobre a data do referido Protocolo). Entretanto a Parque Expo 98 em liquidação intentou uma acção judicial, na qual pede a condenação da EDP Distribuição no reembolso dos referidos custos no montante de 15.811 milhares de Euros, acção que foi contestada pela EDP Distribuição em 28 de Junho de 2017, encontrando-se a mesma em curso.

ii) Em 29 de Julho de 2016, a Autoridade da Concorrência (AdC) notificou a EDP, S.A. e a EDP Comercial da Nota de Ilícitude adoptada pelo Conselho de Administração da AdC, no âmbito do processo de contraordenação que incidiu sobre a campanha comercial promovida em parceria pela EDP Comercial e pela Modelo Continente designada por "Plano EDP Continente". De referir que esta foi uma campanha pontual e limitada no tempo, com duração de cerca de 2 anos, sendo habitual este tipo de campanhas ser levada a cabo no mercado português por outros agentes. Com referência à notificação a 05 de Maio de 2017, a EDP, S.A. e a EDP Comercial receberam a decisão final da AdC, a qual aplicou uma coima de 2.900 milhares de Euros à EDP, S.A. e de 25.800 milhares de Euros à EDP Comercial. O Grupo EDP está convicto que a campanha trouxe benefícios reais para o consumidor e para a dinamização da concorrência nos mercados em causa e de que não foi cometida qualquer infracção. As empresas apresentaram em 19 de Junho de 2017 os seus recursos de impugnação judicial da decisão, aguardando-se sentença. Posteriormente, foi proferido despacho pelo Tribunal da Concorrência, Regulação e Supervisão (TCRS) a considerar inconstitucional a norma da Lei da Autoridade da Concorrência que obrigaria ao pagamento de coima ou prestação de caução antes de ser proferida uma decisão sobre o caso, entendimento confirmando por acórdão do Tribunal Constitucional em 4 de Outubro de 2018. O Ministério Público e a Autoridade da Concorrência apresentaram recurso deste acórdão para o Plenário do Tribunal Constitucional, tendo as empresas EDP apresentado contra-alegações.

iii) Na esfera da EDP Distribuição existe uma contingência instaurada pela Gás Natural Comercializador, S.A. (GNC) pelo pagamento indevido de tarifas de acesso a redes cobradas pela EDP Distribuição e consumos excedentários por parte da Repsol Polímeros, S.A. A situação em causa está associada à atribuição, em Junho de 2014, do estatuto de produtor para autoconsumo da Repsol Polímeros, S.A., sendo que o valor dessa energia só foi contabilizada, para efeitos de facturação, a partir de Outubro de 2015. Relativamente ao ano de 2015, a GNC foi ressarcida dos valores que pagou a mais à EDP Distribuição, a título de tarifas de acesso às redes, invocando que está apenas por regularizar o período relativo ao 2.º semestre de 2014, no valor de 5.724 milhares de Euros;

iv) A Autoridade da Concorrência (AdC) adoptou, em 3 de Setembro de 2018, uma Nota de Ilícitude, nos termos da qual acusa a EDP Produção de abuso de posição dominante no mercado de banda de regulação secundária. A AdC alega que a EDP Produção restringiu a oferta de um segmento do Sistema Eléctrico (o serviço de banda de regulação secundária ou de telerregulação) entre 2009 e 2013, limitando a oferta de capacidade das suas centrais em regime CMEC em benefício das centrais em regime de mercado, de modo a ser duplamente beneficiada, em prejuízo dos consumidores. A AdC estima que a alegada prática da EDP Produção tenha gerado um dano para o sistema eléctrico nacional e para os consumidores de cerca de 140 milhões de Euros. A AdC salienta que a adopção de uma Nota de Ilícitude não determina o resultado final desta investigação, iniciada em Setembro de 2016 e ainda em curso. Em 28 de Novembro de 2018, a EDP Produção apresentou à AdC a sua pronúncia sobre a Nota de Ilícitude, aguardando decisão final da AdC.

As contingências possíveis mais relevantes no Brasil, são as seguintes:

i) Na Investco existem acções judiciais de natureza cível referentes na sua grande maioria, a reclamações de indemnizações decorrentes do enchimento do reservatório da hidroeléctrica, no montante de 21.720 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 24.742 milhares de Euros);

ii) Na EDP São Paulo e na EDP Espírito Santo existe uma acção civil pública movida pela ADIC - Associação de Defesa de Interesses Colectivos que reclama uma indemnização decorrente de um reajuste tarifário Parcela A a 43 concessionárias. O valor estimado imputável à EDP São Paulo e à EDP Espírito Santo ascende a 45.939 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 43.834 milhares de Euros);

iii) A EDP São Paulo é parte numa acção judicial relativa à COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) do período de 1993 a 1995, em litisconsórcio com AES Eletropaulo, onde se discute a aplicação da amnistia fiscal introduzida pelas Medidas Provisórias n.ºs 1858-6 e 1858-8, concedida aos contribuintes que não cobraram COFINS, por considerá-la indevida. No julgamento de 2ª Instância foi confirmado parcialmente o direito à amnistia e aplicado o Decreto-Lei n.º 1.025/69 que instituiu o pagamento de encargos processuais a favor da Fazenda Nacional. Desta decisão foi apresentado recurso, o qual aguarda julgamento. O valor actualizado a 31 de Dezembro de 2018 é de 16.957 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 18.709 milhares de Euros);

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

iv) Na EDP São Paulo e na EDP Espírito Santo existem acções administrativas e judiciais relativas a compensações tributárias não homologadas pela Receita Federal do Brasil que: (i) encontram-se salvaguardadas por créditos reconhecidos judicialmente (IRPJ - Imposto de Renda e Proventos de Qualquer Natureza da Pessoa Jurídica - e CSLL - Contribuição Social sobre o Lucro Líquido); e (ii) resultam do pagamento, em 2001, de IRPJ, CSLL, PIS (Programa de Integração Social) e COFINS, considerado excessivo face à aplicação do Parecer COSIT 26/2002 (Impostos sobre Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE), emitido pelas autoridades fiscais brasileiras. Segundo este parecer, os valores decorrentes da actualização das tarifas ao abrigo do RTE deveriam ser reconhecidos e tributados apenas a partir de 2002. Os valores actualizados a 31 de Dezembro de 2018 ascendem a 83.758 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 94.018 milhares de Euros);

v) Na Lajeado existe uma acção administrativa fiscal iniciada pela Receita Federal do Brasil em 2014, que visa a cobrança de impostos (IRPJ e CSLL) decorrente da rejeição de despesas com goodwill gerado na aquisição de uma participação social. O montante desta contingência a 31 de Dezembro de 2018 ascende a 24.799 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 22.259 milhares de Euros);

vi) A Porto do Pecém foi objecto de uma execução fiscal, no valor de 18.688 milhares de Euros, decorrente de alegada não tributação em sede de IRPJ e CSLL de proveitos financeiros e variações cambiais relativas a períodos anteriores (31 de Dezembro de 2017: 20.537 milhares de Euros);

vii) As empresas do Grupo EDP - Energias do Brasil (Energest, Lajeado, Investco, Enerpeixe, Santa Fé, Porto do Pecém e Costa Rica), por meio da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia eléctrica - APINE e da Associação Brasileira de Geração de Energia eléctrica - ABRAGEL, colocaram uma acção judicial visando a suspensão dos efeitos da Resolução CNPE n.º 03/13, que instituiu o rateio entre todos os agentes do mercado de energia eléctrica de parte dos custos incorridos com a excessiva utilização de energia proveniente de fontes térmicas (petróleo, carvão e gás), devido à escassez do regime de chuvas (Encargo de Serviço do Sistema - ESS). O valor actualizado a 31 de Dezembro de 2018 é de 37.295 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 28.670 milhares de Euros);

viii) Na sequência de um período de seca no Estado do Ceará, o Governo local, através do Decreto n.º 32.044 de 16 de Setembro de 2016, instituiu uma taxa extraordinária denominada de Encargo Hídrico Emergencial (EHE) sobre o consumo real de água das indústrias termoeléctricas, e em particular a Porto do Pecém. Em 13 de Outubro de 2016, a Porto do Pecém apresentou um requerimento administrativo à ANEEL com o objectivo de repassar este acréscimo de custo para o Custo Variável Unitário (CVU), de forma a repor o equilíbrio económico-financeiro do contrato (CCEAR). A ANEEL, através do Despacho n.º 3.293 de 16 de Dezembro de 2016, negou o pedido da Porto do Pecém, que iniciou um processo contra a ANEEL.

Em Maio de 2017, a Porto do Pecém obteve uma liminar que permite o repasse integral do EHE ao CVU. Esta liminar determina ainda a suspensão da aplicação pela ANEEL de qualquer penalidade por eventual redução e/ou interrupção da produção de energia em virtude de problemas com o fornecimento de água, incluindo penalidade por indisponibilidade, suspensão da operação comercial e reposição do lastro, impedindo desta forma qualquer tipo de suspensão do pagamento da receita fixa a que a Porto do Pecém tem direito nos termos dos Contratos de Contratação de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR). No seguimento desta decisão judicial a Porto do Pecém registou um valor a receber (activo) que será facturado aos clientes. Encontram-se actualmente em análise os impactos financeiros decorrentes do novo decreto n.º 32.305/2017, promulgado em 11 de Agosto pelo Governo do Estado do Ceará, na medida em que prorrogou a vigência deste encargo por prazo indeterminado.

Com referência a 31 de Dezembro 2018, o processo contra a ANEEL a requerer a garantia do equilíbrio económico-financeiro dos CCEAR's mediante repasse do EHE ao CVU aguarda sentença, sendo a probabilidade da contingência associada à eventual necessidade de devolução do valor agora classificado como possível e o valor estimado total de 14.966 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 31.665 milhares de Euros), referente à estimativa dos valores do EHE durante o período de vigência do primeiro decreto (1 de Outubro de 2016 até 31 de Agosto de 2017). A variação ocorrida no período é relativa à revisão dos pressupostos no cálculo da contingência que, anteriormente, considerava a estimativa do valor a ser pago de EHE de acordo com a média histórica, passando a ser considerado o risco efectivo da acção considerando o repasse do CVU.

Por último, importa identificar alguns litígios e contingências que, apesar de o Grupo EDP classificar o respectivo risco como remoto, assumem valores materialmente relevantes, a saber:

i) A 27 de Outubro de 2009 e 5 de Janeiro de 2010, o Grupo EDP foi objecto de duas notas de liquidação ao lucro tributável do grupo fiscal EDP com referência aos anos de 2005 e 2006, as quais incluem o efeito da correcção à matéria colectável da EDP Internacional SGPS, no valor total de 591 milhões de Euros, associada ao tratamento fiscal conferido a uma menos valia apurada na liquidação de uma subsidiária sua, cujo principal activo consistia em partes de capital em subsidiárias operacionais no Brasil, nomeadamente na EDP Espírito Santo (ex-Escelsa) e na Enersul. Em 31 de Dezembro de 2018, o valor da contingência fiscal associada à referida correcção ascende a 282 milhões de Euros (31 de Dezembro de 2017: 273 milhões de Euros).

Tendo por base a análise que efectuou e os pareceres técnicos que recolheu, incluindo a obtenção junto das autoridades fiscais de um parecer vinculativo favorável quanto à natureza da operação em apreço no ano em que ocorreu a liquidação, o Grupo EDP considera como remoto o risco de perder esta acção em tribunal. No âmbito desta análise, a menos valia apurada é fiscalmente dedutível em sede de IRC, ao abrigo do n.º 2 do artigo 75º do Código do IRC na redacção em vigor à data dos factos (actual artigo 81º).

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Face ao exposto, e por entender que o enquadramento da operação em causa cumpriu com a legislação fiscal em vigor à data dos factos, o Grupo EDP accionou todos os meios legais ao seu alcance para contestar estas liquidações adicionais. Assim, na sequência do indeferimento tácito do recurso hierárquico, a EDP apresentou no dia 6 de Junho de 2012, impugnação judicial. No passado mês de Novembro de 2018, o Grupo EDP foi notificado da sentença favorável, em primeira instância, tendo a Fazenda Pública interposto recurso desta decisão.

ii) A EDP São Paulo através do Sindicato da Indústria da Energia no Estado de São Paulo - SindEnergia instaurou dois Mandados de Segurança Colectivos contra a Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo, de forma a obter a suspensão dos efeitos dos Decretos n.º 55.421/2010 e 55.867/2010. Ambos os processos versam sobre a incidência de ICMS (Imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestação de serviços) sobre as perdas técnicas de energia (e.g. furto, desvio ou fraude) e foram objecto de sentenças favoráveis. As decisões em apreço ainda são passíveis de recurso aos Tribunais Superiores, contudo, atendendo a que a jurisprudência dos Tribunais Superiores é favorável à tese discutida neste processo, o Grupo EDP classifica como remoto o risco de perder esta acção. O valor estimado da contingência, em 31 de Dezembro de 2018, ascende a 120.488 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 117.883 milhares de Euros).

36. Parcerias Institucionais nos EUA

A rubrica Parcerias institucionais nos EUA é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Proveitos diferidos relacionados com os benefícios previstos	961.783	914.612
Responsabilidades decorrentes de parcerias institucionais EUA	1.269.466	1.249.110
	2.231.249	2.163.722

A subsidiária EDPR North America regista nesta rubrica os recebimentos de investidores institucionais associados aos projectos eólicos e solares. Este passivo é reduzido pelo valor dos benefícios fiscais atribuídos e pagamentos realizados aos investidores institucionais durante o período. O valor de benefícios fiscais atribuídos é registado como um proveito diferido não corrente, sendo reconhecido durante o período de vida útil dos projectos relacionados (ver nota 8). Adicionalmente este passivo é aumentado pelo registo da estimativa do juro calculado com base no valor do passivo e a taxa de retorno esperada pelos investidores institucionais (ver nota 13).

A movimentação das Parcerias institucionais nos EUA é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Saldo no início do período	2.163.722	2.339.425
Recebimentos dos investidores institucionais	402.046	449.067
Pagamentos por custos de transacção diferidos	-3.011	-3.870
Pagamentos a investidores institucionais	-173.682	-195.175
Outros proveitos (ver nota 8)	-185.171	-225.568
Efeito financeiro do desconto ("Unwinding") (ver nota 13)	80.684	88.561
Diferenças cambiais	101.530	-289.891
Perda de controlo em empresas com parcerias institucionais (ver nota 6)	-162.123	-
Outros	7.254	1.173
Saldo no final do período	2.231.249	2.163.722

Durante 2018, a EDPR NA recebeu 228.537 milhares de Euros (269.908 milhares de Dólares) de financiamento através de parcerias institucionais com uma instituição financeira líder, em troca de uma participação financeira no projecto Arkwright e no projecto Turtle Creek, ambos localizados no estado de Nova Iorque.

Adicionalmente, a EDPR NA recebeu 163.860 milhares de Euros (193.522 milhares de Dólares) de financiamento através de parcerias institucionais com uma instituição financeira líder, em troca de uma participação financeira no projecto Meadow Lake VI localizado no estado de Indiana. Após a execução deste financiamento, a EDPR NA perdeu o controlo deste projecto após a conclusão da venda de 80% da participação financeira (ver nota 6).

Durante 2017, a EDPR NA recebeu 389.196 milhares de Euros (439.552 milhares de Dólares) de financiamento através de parcerias institucionais com o Bank of New York Mellon, em troca de uma participação financeira no portfólio Vento XVII, e 59.871 milhares de Euros (67.618 milhares de Dólares) de financiamento através de parcerias institucionais, em troca de uma participação financeira em três parques solares localizados no estado da Carolina do Sul.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

37. Credores e Outros Passivos de Actividades Comerciais

A rubrica de Credores e outros passivos de actividades comerciais - Não Corrente é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Passivos contratuais:		
Contratos de venda de energia - EDPR NA	11.496	-
Proveitos diferidos - CMEC	283.530	-
	295.026	-
Outros passivos:		
Subsídios para investimento em imobilizado	583.603	491.008
Valores a pagar por desvios tarifários - Electricidade - Portugal	77.447	10.632
Valores a pagar por desvios tarifários - Electricidade - Brasil	38.678	38.698
Valores a pagar por concessões	201.527	209.117
Fornecedores de imobilizado	8.233	110.986
Contratos de venda de energia - EDPR NA	-	13.686
Proveitos diferidos - CMEC	-	364.428
Outros credores e operações diversas	151.731	104.616
	1.061.219	1.343.171
	1.356.245	1.343.171

A rubrica de Credores e outros passivos de actividades comerciais - Corrente é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Passivos contratuais:				
Proveitos diferidos - CMEC	80.897	-	-	-
Valores recebidos do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Sector Energético	155.594	-	-	-
	236.491	-	-	-
Outros passivos:				
Fornecedores	956.608	947.702	412.960	366.401
Custos especializados decorrentes de actividades comerciais	704.975	881.733	314.433	272.958
Fornecedores de imobilizado	1.028.188	639.345	837	715
Férias, subsídios férias e outros encargos com colaboradores	160.847	162.902	30.201	31.165
Licenças de Emissão de CO2	137.746	101.693	-	-
Valores a pagar por desvios tarifários - Electricidade - Portugal	8.840	249.914	-	-
Valores a pagar por desvios tarifários - Electricidade - Brasil	253	13.157	-	-
Proveitos diferidos - CMEC	-	83.012	-	-
Valores a pagar por securitizações	134.841	133.107	-	-
Valores a pagar relativos a CMEC	222.245	73.479	-	-
Outros credores e operações diversas	271.211	212.087	30.452	15.224
	3.625.754	3.498.131	788.883	686.463
	3.862.245	3.498.131	788.883	686.463

No momento da aquisição da EDPR NA, os contratos celebrados entre esta subsidiária e os seus clientes, determinados no âmbito do "Purchase Price Allocation", foram valorizados através de modelos de fluxos de caixa descontados e pressupostos de mercado, no montante de aproximadamente 190.400 milhares de Dólares Americanos, tendo sido registado um passivo não corrente na rubrica Contratos de venda de energia - EDPR NA, que é amortizado pelo período de duração dos contratos na rubrica de Outros proveitos - Outros.

A rubrica Proveitos Diferidos - CMEC Não corrente e Corrente no montante de 364.427 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 447.440 milhares de Euros) inclui o valor inicial do CMEC (833.467 milhares de Euros) deduzido das amortizações do CMEC inicial dos períodos de 2007 a 2017 e acrescido de encargos de actualização (ver nota 13), no montante de 170.987 milhares de Euros. Esta rubrica inclui ainda 193.440 milhares de Euros relativos ao valor do ajustamento final reconhecido de acordo com o resultado alcançado pelo Grupo de trabalho EDP/REN (256.539 milhares de Euros), deduzidos da amortização do período e acrescidos dos respectivos encargos de actualização (ver nota 13).

Os valores recebidos do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Sector Energético representam montantes transferidos para a EDP SU em Dezembro de 2018, referentes às tarifas de 2019, que correspondem a valores da CESE (Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético) destinados a reduzir a dívida tarifária do Setor Elétrico (ver nota 1).

O montante registado na rubrica Subsídios para investimento em imobilizado corresponde aos subsídios ao investimento do Grupo, sendo amortizados através do reconhecimento de um proveito em resultados pelo período de vida útil do activo a que estão relacionados, no valor de 24.063 milhares de Euros a 31 de Dezembro de 2018 (ver nota 12). Esta rubrica inclui subsídios recebidos pelo subgrupo EDPR NA nos termos da Lei de Recuperação e Reinvestimento promovida pelo Governo dos Estados Unidos da América (Programa "American Recovery and Investment Act").

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

O movimento da rubrica Valores a pagar por desvios tarifários - Electricidade - Portugal (Não corrente e Corrente) é analisado como segue:

Milhares de Euros	Não corrente	Corrente
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	10.632	249.914
Pagamento através da tarifa de energia eléctrica	-	-227.097
Desvio tarifário do período	39.634	92.043
Custos financeiros (ver nota 13)	42	484
Transferência de/para desvios tarifários a receber (ver nota 24)	39.085	-118.450
Transferência da parcela de não corrente para corrente	-11.946	11.946
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	77.447	8.840

A rubrica de Valores a pagar por desvios tarifários - Electricidade - Brasil refere-se aos desvios tarifários registados na EDP São Paulo e na EDP Espírito Santo no montante acumulado de 28.681 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 35.127 milhares de Euros) e 10.250 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 16.728 milhares de Euros), respectivamente. A variação ocorrida em 2018 inclui o desvio tarifário do período com impacto positivo de 91.453 milhares de Euros (ver nota 7), a transferência de desvios tarifários a receber de 7.418 milhares de Euros (ver nota 24), a actualização financeira no montante de 14.106 milhares de Euros (ver nota 13), a diminuição do montante devolvido através da tarifa de energia eléctrica de 118.914 milhares de Euros e o efeito da depreciação do Real Brasileiro face ao Euro com impacto negativo de 5.260 milhares de Euros. Em 2018 foram recebidos em caixa, como componente financeiro no reajuste tarifário de 2018, os montantes de 5.194 milhares de Euros (22.369 milhares de Reais) na EDP Espírito Santo e de 7.915 milhares de Euros (34.113 milhares de Reais) na EDP São Paulo. Estes valores serão devolvidos na tarifa da EDP Espírito Santo a partir do reajuste tarifário de Agosto de 2018, e na tarifa da EDP São Paulo a partir do reajuste tarifário de Outubro de 2018.

A rubrica Valores a pagar por concessões inclui o valor a pagar pelos direitos de concessão da exploração do domínio hídrico das centrais de Alqueva e Pedrógão cedidos pela EDIA no valor de 137.237 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 139.809 milhares de Euros) e a compensação financeira por usufruto do bem público relativa aos contratos de concessão das empresas Investco, S.A. e Enerpeixe, S.A. no Brasil no valor de 64.291 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 69.072 milhares de Euros).

O aumento na rubrica de Fornecedores de imobilizado - Corrente inclui o efeito do reconhecimento de 164.260 milhares de Euros (188.077 milhares de Dólares Americanos) e de 644 milhares de Euros (1.005 milhares de Dólares Canadianos) correspondentes às responsabilidades assumidas no âmbito da operação de alienação de 80% da participação detida na empresa 2018 Vento XIX LLC e suas participadas, e da operação de alienação de 75% da participação financeira directa e indirecta nas empresas Nation Rise Wind Farm Gp II Inc. e Nation Rise Wind Farm Limited Partnership, respectivamente (ver nota 6). A restante variação deve-se, essencialmente, a montantes a pagar relacionados com a construção de parques eólicos e solares na EDPR NA, EDPR Brasil, EDPR PT e EDPR Itália.

A redução na rubrica de Fornecedores de imobilizado - Não corrente está essencialmente relacionada com os saldos com fornecedores de parques eólicos no Brasil, em que as condições de pagamento foram acordadas no médio/longo prazo, mas os montantes em dívida com referência a 31 de Dezembro de 2018 vencem-se no curto prazo.

A rubrica de Licenças de emissão de CO2 diz respeito aos consumos de CO2 efectuados durante 2018 em Portugal e Espanha, nos montantes de 81.701 milhares de Euros e 56.045 milhares de Euros, respectivamente (31 de Dezembro de 2017: 58.789 milhares de Euros e 42.904 milhares de Euros). A variação ocorrida inclui os consumos relativos ao ano de 2018 e a devolução em 2018 das licenças relativas aos consumos de 2017, as quais são devolvidas até Abril do ano seguinte ao seu consumo às autoridades reguladoras.

No âmbito da actividade de distribuição de energia, as subsidiárias do Grupo EDP em Portugal e Espanha recuperam, por via das tarifas facturadas aos seus clientes, os activos a receber de défices e ajustamentos tarifários. A rubrica de Valores a pagar por securitizações inclui os valores a pagar às entidades que adquiriram o direito ao recebimento destes activos em operações de securitização ou venda directa em Portugal, no montante de 134.841 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 133.107 milhares de Euros), e a rubrica de Outros credores e operações diversas - Corrente inclui o valor das liquidações a efectuar à entidade reguladora em Espanha, o qual ascende a 9.538 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 13.092 milhares de Euros), sendo que ambas as responsabilidades correspondem ao valor dos activos recuperados até à data que serão transferidos para estas entidades.

A rubrica Valores a pagar relativos a CMEC corresponde aos montantes recebidos pela EDP Distribuição, via tarifa, relativos à Revisibilidade de 2016 e 2017 dos CMEC, cuja entrega à REN se encontra pendente de homologação (ver nota 4).

A rubrica de Outros credores e operações diversas - não corrente inclui o montante de 69.178 milhares de Euros relacionados com a actividade resseguradora (31 de Dezembro 2017: 48.328 milhares de Euros). A rubrica de Outros credores e operações diversas - corrente inclui o montante de 14.317 milhares de Euros referentes ao ajustamento tarifário a pagar (31 de Dezembro 2017: 14.317 milhares de Euros).

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

38. Outros Credores e Outros Passivos

A rubrica de Outros credores e outros passivos é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Outros Credores e outros passivos - Não corrente				
Suprimentos de interesses não controláveis	401.257	591.779	-	-
Instrumentos financeiros derivados (ver nota 41)	196.496	91.092	205.570	112.714
Empresas do Grupo	-	-	66.297	199.280
Valores a pagar e preços contingentes por aquisições/vendas	75.234	94.660	-	-
Contratos de arrendamento com Fundos de Pensões, Actos Médicos e Subsídio de Morte	77.959	79.414	77.959	79.414
Outros credores e operações diversas	5.953	18.039	-	-
	756.899	874.984	349.826	391.408
Outros Credores e outros passivos - Corrente				
Suprimentos de interesses não controláveis	241.617	121.023	-	-
Dividendos atribuídos a empresas relacionadas	57.752	42.207	-	-
Instrumentos financeiros derivados (ver nota 41)	155.848	94.522	188.502	190.643
Empresas do Grupo	-	-	31.339	1.591.110
Sistema Financeiro do Grupo (ver nota 43)	-	-	1.030.481	197.174
Valores a pagar e preços contingentes por aquisições/vendas	303.459	14.525	-	-
Contratos de arrendamento com Fundos de Pensões, Actos Médicos e Subsídio de Morte	6.496	6.434	6.496	6.434
Outros credores e operações diversas	5.750	5.429	36.362	109.268
	770.922	284.140	1.293.180	2.094.629
	1.527.821	1.159.124	1.643.006	2.486.037

A rubrica Suprimentos de interesses não controláveis Não corrente e Corrente inclui:

i) empréstimos concedidos pela ACE Portugal (Grupo CTG), na sequência da venda em 2017 de 49% da participação na EDPR PT - Parques Eólicos S.A. e subsidiárias, no montante total de 31.108 milhares de Euros, incluindo juros (31 de Dezembro 2017: 37.362 milhares de euros), com uma taxa fixa de 3,75% (ver nota 43);

ii) empréstimos concedidos pela Vortex Energy Investments II, na sequência da venda em 2016 de 49% da participação na EDPR Participaciones S.L. e suas subsidiárias, no montante total de 215.620 milhares de Euros, incluindo juros (31 de Dezembro 2017: 231.751 milhares de Euros), com taxas fixas que variam entre 3,32% e 7,55%;

iii) empréstimos concedidos pela ACE Poland (Grupo CTG), na sequência da venda em 2016 de 49% da participação na EDP Renewables Polska HoldCo, S.A. e suas subsidiárias, no montante total de 119.826 milhares de Euros, incluindo juros (31 de Dezembro 2017: 123.430 milhares de Euros), com taxas fixas que variam entre 1,33% e 7,23% (ver nota 43);

iv) empréstimos concedidos pela ACE Italy (Grupo CTG), na sequência da venda em 2016 de 49% da participação na EDP Renewables Italia, S.R.L. e suas subsidiárias, no montante total de 63.304 milhares de Euros, incluindo juros (31 de Dezembro 2017: 78.436 milhares de Euros), com uma taxa fixa de 4,5% (ver nota 43);

v) empréstimos concedidos pela Vortex Energy Investments I, na sequência da venda em 2014 de 49% da participação na EDPR France e suas subsidiárias, no montante total de 52.258 milhares de Euros, incluindo juros (31 de Dezembro 2017: 58.388 milhares de Euros) com taxas fixas que variam entre 3,1% e 7,18%;

vi) empréstimos concedidos pela CITIC CWEI Renewables (Grupo CTG), na sequência da venda em 2013 de 49% da participação na EDP Renováveis Portugal, S.A., no montante total de 50.202 milhares de Euros, incluindo juros (31 de Dezembro 2017: 61.140 milhares de Euros), com uma taxa fixa de 5,5% (ver nota 43); e

vii) empréstimos concedidos pelo accionista Sonatrach à Central Térmica Ciclo Combinado Grupo 4 no montante de 58.220 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 58.220 milhares de Euros).

A rubrica Valores a pagar e preços contingentes por aquisições/vendas inclui o montante de custos que a empresa estima incorrer resultante da operação de venda de 80% da participação detida na empresa 2018 Vento XIX LLC e suas participadas e da operação de venda de 75% da participação detida nas empresas Nation Rise Wind Farm Gp II Inc. e Nation Rise Wind Farm Limited Partnership, no montante de 156.423 milhares de Euros (179.104 milhares de Dólares americanos) e 133.589 milhares de Euros (208.465 milhares de Dólares Canadianos), respectivamente (ver nota 6). Esta rubrica inclui ainda os preços contingentes relacionados com a venda do negócio da distribuição do gás em Espanha e Portugal, no montante de 35.634 milhares de Euros e 45.786 milhares de Euros, respectivamente.

A variação na rubrica Empresas do Grupo - Corrente, em base individual, corresponde ao reembolso de dois empréstimos da EDP, S.A. Sucursal en España, um no montante de 1.000 milhões de Dólares Americanos, cuja maturidade ocorreu em Fevereiro de 2018 e outro no montante de 1.000 milhões de Dólares Americanos, cuja maturidade ocorreu em Outubro de 2018 (ver notas 25 e 47).

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

A rubrica Contratos de arrendamento com Fundos de Pensões, Actos Médicos e Subsídio de Morte inclui o contrato de arrendamento do edifício sede do Porto adquirido pelo Fundo de Pensões em Dezembro de 2015 e o contrato de arrendamento do edifício sede de Lisboa adquirido pelo Fundo de Actos Médicos e Subsídio de Morte em Setembro de 2017.

O contrato do edifício do Porto foi celebrado por um período de 25 anos e a renda mensal ascende a 271 milhares de Euros tendo uma taxa implícita de 6,42%. A 31 de Dezembro de 2018, o valor ascende a 30.221 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 30.808 milhares de Euros) (ver nota 43).

No que respeita ao contrato de arrendamento do edifício sede de Lisboa, a componente do edifício foi registada como um activo da EDP, S.A. na rubrica de Activos fixos tangíveis - Edifícios e outras construções, pelo valor actual dos pagamentos mínimos do contrato de arrendamento. O contrato foi celebrado por um período de 25 anos e a renda mensal ascende a 494 milhares de Euros, tendo uma taxa implícita de 5,82%. A 31 de Dezembro de 2018, o valor ascende a 54.198 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 55.040 milhares de euros) (ver nota 43).

39. Impostos a Pagar

A rubrica de Impostos a pagar é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Imposto sobre o rendimento	162.835	86.645	114.820	-
Retenções na fonte	41.465	36.269	1.150	1.176
Imposto sobre o valor acrescentado (IVA)	130.588	133.896	1.655	17.042
Impostos especiais Brasil	188.899	193.901	-	-
Outras tributações	139.939	204.296	1.021	955
	663.726	655.007	118.646	19.173

O detalhe desta rubrica é analisado como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Não Corrente	97.637	91.551	-	-
Corrente	566.089	563.456	118.646	19.173
	663.726	655.007	118.646	19.173

À data de 31 de Dezembro de 2018, as rubricas de Imposto sobre o rendimento e Impostos especiais Brasil incluem um valor de 87.362 milhares de Euros (388.236 milhares de Reais), que correspondem ao valor de passivo reconhecido de 115.868 milhares de Euros (514.917 milhares de Reais) líquido de pagamentos (ver nota 26).

40. Activos e Passivos não correntes Detidos para Venda

Os critérios para classificação dos activos e passivos detidos para venda e operações em descontinuação, bem como a sua forma de apresentação nas demonstrações financeiras consolidadas do Grupo EDP, encontram-se descritos nas políticas contabilísticas do Grupo EDP.

Esta rubrica é analisada como segue:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Activos detidos para venda		
Activos da actividade de produção de electricidade - Reino Unido	7.546	58.179
Activos da actividade de produção de electricidade - Brasil	-	10.271
Activos da actividade de produção de electricidade - Portugal	-	161.819
Outros activos	3.519	866
	11.065	231.135
Passivos detidos para venda		
Passivos da actividade de produção de electricidade - Brasil	-	3.262
Passivos da actividade de produção de electricidade - Portugal	-	111.419
	-	114.681
	11.065	116.454

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Em 2017, o Grupo EDPR comprometeu-se com o plano de venda e consequente perda de controlo da empresa Moray Offshore Windfarm (East) Limited, pelo que, de acordo com a análise efectuada no âmbito da IFRS 5, esta venda foi considerada altamente provável e com referência a 30 de Junho de 2017, os seus activos e passivos foram classificados como detidos para venda. No decorrer de 2017, o Grupo EDPR concluiu a venda à ENGIE, de 23,3% do capital social e suprimentos da empresa, com subsequente perda de controlo. Em 23 de Março de 2018, o Grupo EDPR concluiu a venda de uma participação accionista representativa de 20% do capital social e suprimentos da empresa à Diamond Generation Europe Limited (DGE) por um preço de 36 milhões de Libras (ver notas 6 e 13). Em 14 de Novembro de 2018, o Grupo EDPR concluiu a venda de uma participação accionista representativa de 13,4% do capital social e suprimentos da empresa à DGE por um preço de 54 milhões de Libras (ver notas 6 e 13). Adicionalmente, em 28 de Dezembro de 2018, o Grupo EDPR concluiu a venda de uma participação accionista representativa de 10% do capital social e suprimentos da empresa à China Three Gorges (Europe) S.A. (CTG EU) por um preço de 38 milhões de Libras (ver notas 6 e 13). A 31 de Dezembro de 2018, os activos atribuíveis às partes de capital e respectivos suprimentos que irão ser alienados mantêm-se reconhecidos na rubrica de activos não correntes detidos para venda, no valor de 7.546 milhares de Euros.

No decorrer do quarto trimestre de 2017, o Grupo EDP Brasil deu início ao processo de venda da empresa Costa Rica Energética, Ltda. pelo que, a 31 de Dezembro de 2017, os activos e passivos associados a esta empresa foram apresentados em activos e passivos não correntes detidos para venda. A 6 de Setembro de 2018 foi concluída a operação de venda à CEI - Energética Ltda. pelo valor de 10.130 milhares de Euros tendo uma gerando uma mais-valia de 5.447 milhares de Euros (ver notas 6 e 8). À data da transacção, a Costa Rica detinha 1.007 milhares de Euros na rubrica de Caixa e equivalentes de Caixa.

No último trimestre de 2017, o Grupo EDP deu início ao processo de venda das empresas de produção de electricidade EDP Small Hydro, S.A. e Pebble Hydro - Consultoria, Investimento e Serviços, Ltda. A 31 de Dezembro de 2017, os activos atribuíveis às partes de capital e respectivos suprimentos associados a estas empresas foram apresentados em activos e passivos não correntes detidos para venda. A 19 de Dezembro de 2018 foi concluída a operação de venda à Aguiar Enlica, Ltda. pelo valor de 81 milhões de Euros tendo uma gerando uma mais-valia de 1.542 milhares de Euros (ver notas 6 e 8). À data da transacção, a EDP Small Hydro, S.A. e Pebble Hydro - Consultoria, Investimento e Serviços, Ltda. detinham 17.233 milhares de Euros na rubrica de Caixa e equivalentes de Caixa.

Em 2018, o Grupo EDP deu início ao processo de venda da empresa EDP Produção Bioeléctrica, S.A. Com referência a 30 de Setembro de 2018, a participação financeira incluída nas demonstrações financeiras do Grupo EDP registada de acordo com o método de equivalência patrimonial (16.952 milhares de Euros) e os suprimentos concedidos (14.794 milhares de Euros) à EDP Produção Bioeléctrica, S.A. foram apresentados em activos não correntes detidos para venda (ver notas 20 e 24). Em base individual, o investimento financeiro, registado ao custo histórico, e os suprimentos concedidos à EDP Produção Bioeléctrica, S.A. foram também reclassificados para activos não correntes detidos para venda. Em 28 de Novembro de 2018, o Grupo EDP concluiu a venda da participação accionista representativa de 50% do capital social e suprimentos da empresa à Altri, SGPS, S.A. por um preço de 56 milhões de Euros (ver notas 6 e 13).

Estas reclassificações foram efectuadas apenas para efeitos de apresentação nas demonstrações financeiras, não alterando os critérios de mensuração destes activos e passivos, na medida em que é expectável que o justo valor deduzido dos custos de venda seja superior ao seu valor contabilístico, nos termos da IFRS 5.

41. Instrumentos Financeiros Derivados

Nos termos definidos pela IAS 39, o Grupo classifica os instrumentos financeiros derivados como sendo de cobertura de justo valor de um activo ou passivo reconhecido ("Fair value hedge"), de cobertura da variabilidade dos fluxos de caixa de passivos reconhecidos e transacções futuras altamente prováveis ("Cash flow hedge"), de cobertura de investimentos líquidos em unidades operacionais no estrangeiro ("Net investment hedge") ou como detidos para negociação, se ou quando eles não forem elegíveis para contabilidade de cobertura.

O justo valor da carteira de derivados do Grupo EDP é analisado como segue:

Milhares de Euros	Dez 2018		Dez 2017	
	Activo	Passivo	Activo	Passivo
Cobertura de investimentos líquidos ("Net investment hedge")				
"Swaps" de taxa de juro e moeda	35.466	-34.818	47.565	-5.377
"Forwards" de moeda	2.696	-15	-	-
Cobertura de justo valor ("Fair value hedge")				
"Swaps" taxa de juro	90.091	-	96.117	-1.706
"Swaps" taxa de juro e moeda	27.354	-1.593	46.966	-
Cobertura de fluxos de caixa ("Cash flow hedge")				
"Swaps" taxa de juro	3.626	-19.530	2.307	-22.987
"Swaps" associados à matéria-prima de Gás	406	-189.011	46.801	-49.463
"Swaps" de Electricidade	13.020	-89.642	22.084	-57.189
"Forwards" de moeda associado a matérias-primas	67.507	-2.001	21	-8.208
Carteira de derivados de negociação				
"Swaps" taxa de juro	10.758	-724	14.311	-688
"Swaps" taxa de juro e moeda	5.168	-421	2.468	-18.740
"Swaps" de matérias-primas	28.752	-10.946	13.557	-15.816
"Forwards" de moeda	1.553	-442	180	-4.109
"Forwards" de matérias-primas	2.043	-	-	-
Opções de matérias-primas	-	-3.201	847	-1.331
	288.440	-352.344	293.224	-185.614

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Com referência a 31 de Dezembro de 2018, o Grupo EDP detém contratos futuros para compras e vendas de matérias-primas transacionados em bolsas de futuros, nomeadamente Chicago Mercantile Exchange, Intercontinental Exchange, European Energy Exchange e OMIP cujo justo valor das operações contratadas é liquidado em base diária, não figurando desta forma na demonstração da posição financeira. O notional destes futuros ascende a 1.950.088 milhares de Euros com maturidades entre 2019 e 2024 (31 de Dezembro 2017: 827.571 milhares de Euros, com maturidades entre 2018 e 2019), e o justo valor retido em reservas de cobertura de fluxos de caixa no Grupo relativos a estas operações ascende a 76.482 milhares de Euros negativos (31 de Dezembro de 2017: 37.968 milhares de Euros negativos).

A gestão dos riscos financeiros da EDP, S.A., e outras entidades do grupo é efetuada centralmente pela EDP, S.A. (nota 5). Nesta base, a EDP, S.A., contrata instrumentos financeiros derivados com o mercado para cobertura de riscos de negócio individual e das empresas do Grupo EDP, realizando para estas entidades intermediação na sua contratação.

O justo valor da carteira de derivados em base individual é analisado como segue:

Milhares de Euros	Dez 2018		Dez 2017	
	Activo	Passivo	Activo	Passivo
Cobertura de fluxos de caixa ("Cash flow hedge")				
"Swaps" associados à matéria-prima de Gás	-	-95.180	-	-
"Swaps" de Electricidade	31.921	-	3.298	-
"Forwards" de moeda associado a matérias-primas	59.890	-3	-	-
Cobertura de justo valor ("Fair value hedge")				
"Swaps" taxa de juro e moeda	-	-	280.477	-
Carteira de derivados de negociação				
"Swaps" taxa de juro	99.066	-91.357	109.910	-96.278
"Swaps" taxa de juro e moeda	94.298	-30.003	84.857	-15.441
"Swaps" de matérias-primas	233.550	-129.685	206.344	-165.147
"Forwards" de moeda	10.931	-9.415	17.525	-12.339
"Forwards" de matérias-primas	30.826	-35.225	12.363	-12.164
Opções de matérias-primas	3.420	-3.204	767	-1.988
	563.902	-394.072	715.541	-303.357

O justo valor dos instrumentos financeiros derivados é registado nas rubricas de Outros devedores e outros activos (ver nota 25) e Outros credores e outros passivos (ver nota 38) consoante a sua natureza.

A valorização dos derivados é baseada em cotações indicadas por entidades externas, as quais são confrontadas em cada data de reporte, com cotações de mercado disponíveis em plataformas de informação financeira, pelo que de acordo com os requisitos da IFRS 13, o justo valor dos derivados é classificado como de nível 2 (ver nota 44) não tendo ocorrido alterações entre níveis no período. Estas entidades utilizam informação de mercados e técnicas de desconto de fluxos de caixa futuros geralmente aceites.

Os instrumentos financeiros derivados classificados como de negociação tratam-se de instrumentos financeiros contratados para cobertura económica de riscos existentes ao nível do Grupo EDP (ver nota 5), mas que não são elegíveis nos termos das IFRSs para efeitos de aplicação de contabilidade de cobertura.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Em 2018, os nocionais por unidade dos instrumentos financeiros derivados do Grupo EDP são analisados como segue:

Milhares de Unidades	Unidade	2019	2020	2021	2022	Anos Seguintes	Total
Cobertura de "Net investment"							
"Swaps" de taxa de juro e moeda	Euros	108.272	77.093	77.505	49.558	816.321	1.128.749
"Forwards" de moeda	Euros	567.352	-	-	-	-	567.352
Cobertura de justo valor ("Fair value hedge")							
"Swaps" taxa de juro	Euros	350.000	450.000	-	1.000.000	600.000	2.400.000
"Swaps" de taxa de juro e moeda	Euros	-	-	-	-	410.314	410.314
Cobertura de fluxos de caixa ("Cash flow hedge")							
"Swaps" taxa de juro	Euros	109.678	118.326	120.560	151.091	288.992	788.647
"Swaps" associados à matéria-prima de gás	MWh	32.850	40.262	24.482	22.713	37.913	158.220
"Swaps" de Electricidade	MWh	10.870	5.018	1.831	772	585	19.076
"Forwards" de moeda associado a matérias-primas	Euros	432.906	290.214	180.144	155.983	259.746	1.318.993
Negociação							
"Swaps" de taxa de juro	Euros	-	600.000	-	-	300.000	900.000
"Swaps" de taxa de juro e moeda	Euros	192.191	-	-	-	-	192.191
"Swaps" associados à matéria-prima de gás	MWh	5.911	3.182	-	-	-	9.093
"Swaps" de Electricidade	MWh	3.584	2.332	718	530	3.145	10.309
"Forwards" de moeda	Euros	79.438	10.744	-	-	-	90.182
"Forwards" de CO2	MT	1.956	-	-	-	-	1.956
Opções compradas e vendidas	MWh	438	439	-	-	-	877

Em 2017, os nocionais por unidade dos instrumentos financeiros derivados do Grupo EDP eram analisados como segue:

Milhares de Unidades	Unidade	2018	2019	2020	2021	Anos Seguintes	Total
Cobertura de "Net investment"							
"Swaps" de taxa de juro e moeda	Euros	30.535	29.723	66.450	63.274	549.558	739.540
Cobertura de justo valor ("Fair value hedge")							
"Swaps" taxa de juro	Euros	-	350.000	500.000	-	1.600.000	2.450.000
"Swaps" de taxa de juro e moeda	Euros	103.922	-	-	-	410.314	514.236
Cobertura de fluxos de caixa ("Cash flow hedge")							
"Swaps" taxa de juro	Euros	96.804	107.610	115.777	116.948	418.682	855.821
"Swaps" associados à matéria-prima de gás	MWh	23.824	11.386	3.280	-	-	38.490
"Swaps" de Electricidade	MWh	12.914	6.393	3.051	332	434	23.124
"Forwards" de moeda associado a matérias-primas	Euros	164.134	-	-	-	-	164.134
Negociação							
"Swaps" de taxa de juro	Euros	470	-	600.000	-	300.000	900.470
"Swaps" de taxa de juro e moeda	Euros	150.000	130.703	-	-	-	280.703
"Swaps" associados à matéria-prima de gás	MWh	4.444	1.549	3	-	-	5.996
"Swaps" de Electricidade	MWh	3.020	1.673	312	-	-	5.005
"Forwards" de moeda	Euros	116.954	9.854	2.035	-	-	128.843
Opções compradas e vendidas	MWh	1.586	438	-	-	-	2.024

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Em 2018, os nocionais por unidade dos instrumentos financeiros derivados em base individual são analisados como segue:

Milhares de Unidades	Unidade	2019	2020	2021	2022	Anos Seguintes	Total
Cobertura de fluxos de caixa("Cash flow hedge")							
"Swaps" associados à matéria- prima de gás	MWh	-	22.698	22.706	22.713	37.913	106.030
"Swaps" de Electricidade	MWh	15.785	659	-	-	-	16.444
"Forwards" de moeda associado a matérias-primas	Euros	2.623	174.117	165.069	155.983	259.746	757.538
Negociação							
"Swaps" de taxa de juro	Euros	700.000	1.550.000	-	2.000.000	1.500.000	5.750.000
"Swaps" de taxa de juro e moeda	Euros	541.869	154.187	155.010	99.116	1.132.641	2.082.823
"Swaps" associados à matéria- prima de gás	MWh	76.722	41.514	3.849	-	-	122.085
"Swaps" de Carvão	MT	2.889	-	-	-	-	2.889
"Swaps" de Electricidade	MWh	13.148	6.579	876	438	3.068	24.109
"Forwards" de moeda	Euros	1.898.520	224.036	-	-	-	2.122.556
"Forwards" de CO2	MT	14.246	-	-	-	-	14.246
Opções compradas e vendidas	MWh	876	878	-	-	-	1.754

Em 2017, os nocionais por unidade dos instrumentos financeiros derivados em base individual eram analisados como segue:

Milhares de Unidades	Unidade	2018	2019	2020	2021	Anos Seguintes	Total
Cobertura de fluxos de caixa("Cash flow hedge")							
"Swaps" de Electricidade	MWh	437	-	-	-	-	437
Cobertura de justo valor ("Fair value hedge")							
"Swaps" taxa de juro e moeda	Euros	1.387.347	-	-	-	-	1.387.347
Negociação							
"Swaps" de taxa de juro	Euros	-	700.000	1.600.000	-	3.500.000	5.800.000
"Swaps" de taxa de juro e moeda	Euros	568.914	243.690	132.899	126.548	599.116	1.671.167
"Swaps" associados à matéria- prima de gás	MWh	61.928	26.202	7.348	-	-	95.478
"Swaps" de Carvão	MT	1.140	-	-	-	-	1.140
"Swaps" de Electricidade	MWh	19.618	3.048	659	-	-	23.325
"Forwards" de moeda	Euros	906.713	9.854	2.035	-	-	918.602
"Forwards" de CO2	MT	10.303	-	-	-	-	10.303
Opções compradas e vendidas	MWh	1.314	876	-	-	-	2.190

Em 2018, os fluxos de caixa futuros não descontados dos instrumentos financeiros derivados no Grupo EDP são analisados como segue:

Milhares de Euros	2019	2020	2021	2022	Anos Seguintes	Total
Cobertura de "Net investment"						
"Swaps" de taxa de juro e moeda	-33.469	-21.016	-20.018	-17.344	-53.959	-145.806
"Forwards" de moeda	2.681	-	-	-	-	2.681
	-30.788	-21.016	-20.018	-17.344	-53.959	-143.125
Cobertura de justo valor ("Fair value hedge")						
"Swaps" taxa de juro	32.263	27.032	16.538	26.557	16.011	118.401
"Swaps" de taxa de juro e moeda	15.847	15.741	15.867	15.825	-6.158	57.122
	48.110	42.773	32.405	42.382	9.853	175.523
Cobertura de fluxos de caixa ("Cash flow hedge")						
"Swaps" taxa de juro	-6.606	-5.495	-4.426	-2.799	-224	-19.550
"Swaps" associados à matéria-prima de gás	-72.592	-57.701	-30.197	-17.948	-14.124	-192.562
"Swaps" de electricidade	-48.899	-21.641	-6.327	-477	-726	-78.070
"Forwards" de moeda associado a matérias-primas	3.160	15.215	16.968	13.337	18.223	66.903
	-124.937	-69.622	-23.982	-7.887	3.149	-223.279
Negociação						
"Swaps" de taxa de juro	2.687	7.508	-89	-90	-223	9.793
"Swaps" de taxa de juro e moeda	3.022	-	-	-	-	3.022
"Swaps" de matérias-primas	-1.582	6.773	2.785	1.437	12.234	21.647
"Forwards" de moeda	835	466	80	-	-	1.381
Opções compradas e vendidas	-2.538	-664	-	-	-	-3.202
	2.424	14.083	2.776	1.347	12.011	32.641
Total	-105.191	-33.782	-8.819	18.498	-28.946	-158.240

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Em 2018, os fluxos de caixa futuros não descontados dos instrumentos financeiros derivados em base individual são analisados como segue:

Milhares de Euros	2019	2020	2021	2022	Anos Seguintes	Total
Cobertura de fluxos de caixa("Cash flow hedge")						
"Swaps" associados à matéria-prima de gás	-	-35.186	-30.281	-17.948	-14.124	-97.539
"Swaps" de electricidade	26.193	5.677	-	-	-	31.870
"Forwards" de moeda associado a matérias-primas	-3	13.820	14.509	13.337	18.223	59.886
	26.190	-15.689	-15.772	-4.611	4.099	-5.783
Negociação						
"Swaps" de taxa de juro	1.691	6.144	-89	-90	-223	7.433
"Swaps" de taxa de juro e moeda	32.398	-10.177	-10.167	-10.177	-81	1.796
"Swaps" de matérias-primas	49.491	38.447	3.058	1.437	12.234	104.667
"Forwards" de moeda	1.240	466	80	-	-	1.786
"Forwards" de matérias-primas	-4.397	-	-	-	-	-4.397
Opções compradas e vendidas	110	110	-	-	-	220
	80.533	34.990	-7.118	-8.830	11.930	111.505
Total	106.723	19.301	-22.890	-13.441	16.029	105.722

As variações de justo valor, incluindo juros corridos, dos instrumentos de cobertura e dos respectivos riscos cobertos, são analisadas como segue:

Milhares de Euros	Instrumento de cobertura	Risco coberto	2018		2017	
			Variações justo valor		Variações justo valor	
			Instrumentos	Risco	Instrumentos	Risco
"Net investment"	"Swaps" de tx. juro e moeda	Subsidiárias em PLN, BRL, GBP, USD e CAD	-41.540	49.430	54.326	-60.211
"Net investment"	"Forwards" de moeda	Subsidiária em USD	2.681	-2.681	-	-
"Fair value"	"Swaps" de taxa de juro	Tx juro	-4.320	4.347	-34.311	34.256
"Fair value"	"Swaps" de tx. juro e moeda	Tx juro e tx câmbio	-21.205	19.739	33.731	-27.669
"Cashflow"	"Swaps" de taxa de juro	Tx juro	4.776	-4.776	32.650	-32.650
"Cashflow"	"Forwards" de moeda	Tx câmbio	73.693	-73.693	-15.904	15.904
"Cashflow"	"Swaps" de matérias-primas	Preço de matérias	-227.460	227.460	-75.203	75.203
			-213.375	219.826	-4.711	4.833

Considerando que os instrumentos financeiros derivados de cobertura são contratados com elevada correlação de termos críticos, nomeadamente na mesma moeda e nos mesmos índices, o rácio de cobertura entre os instrumentos de cobertura e os instrumentos cobertos é de 1:1.

Durante os períodos 2018 e 2017 foram utilizados os seguintes "Inputs" de mercado no cálculo do justo valor:

Instrumento	"Input" de mercado
"Swaps" de tx. juro e moeda	Justo valor indexado às seguintes taxas de juro: Euribor 3M, Euribor 6M, Libor 3M, Libor 6M, CDI Diária, Wibor 3M e Robor 3M; e taxas de câmbio: EUR/CHF, EUR/GBP, EUR/BRL, EUR/PLN, EUR/CAD, USD/BRL, USD/JPY, EUR/RON e EUR/USD.
"Swaps" de taxa de juro	Justo valor indexado às seguintes taxas de juro: Euribor 3M, Euribor 6M, Wibor 6M, US Libor 3M e CAD Libor 3M.
"Forwards" de moeda	Justo valor indexado às seguintes taxas de câmbio: EUR/USD, EUR/PLN, EUR/BRL, EUR/GBP e USD/BRL.
"Swaps" de matérias-primas	Justo valor indexado ao preço de mercado das seguintes matérias-primas: Brent, NBP Gás Natural, Electricidade, Henry Hub, TTF, Carvão e CO2.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Em 2018 e 2017, a reconciliação dos movimentos da reserva de justo valor por natureza de instrumento financeiro derivado no Grupo EDP é analisada como segue:

Milhares de Euros	"Swaps" taxa de juro	"Swaps" de commodities	"Forwards" de moeda associado a matérias-primas	Total Bruto	Imposto diferido	Total
Saldo inicial em 31 de Dezembro de 2016	-47.150	72.207	18.178	43.235	-13.749	29.486
Variação de justo valor	18.965	-253.733	-25.095	-259.863	74.943	-184.920
Transferência para resultados relativa a coberturas	-5.383	39.155	-579	33.193	-10.815	22.378
Transferência incluída no custo inicial de inventários	-	81.300	-1.894	79.406	-22.788	56.618
Variações resultantes de aquisições/alienações sem alteração de controlo	74	377	-	451	-155	296
Saldo final em 31 de Dezembro de 2017	-33.494	-60.694	-9.390	-103.578	27.436	-76.142
Variação de justo valor	16.220	-167.554	70.290	-81.044	22.206	-58.838
Transferência para resultados relativa a coberturas	6.409	-125.832	1.503	-117.920	30.217	-87.703
Transferência incluída no custo inicial de inventários	-	34.262	-7	34.255	-10.403	23.852
Variações do rendimento integral de associadas	-17.452	-	-	-17.452	2.968	-14.484
Saldo final em 31 de Dezembro de 2018	-28.317	-319.818	62.396	-285.739	72.424	-213.315

Em 2018 e 2017, a reconciliação dos movimentos da reserva de justo valor por natureza de instrumento financeiro derivado em base individual é analisada como segue:

Milhares de Euros	"Swaps" de commodities	"Forwards" de moeda associado a matérias-primas	Total Bruto	Imposto diferido	Total
Saldo inicial em 31 de Dezembro de 2016	54.218	-	54.218	-16.035	38.183
Variação de justo valor	88.465	-	88.465	-19.903	68.562
Transferência para resultados relativa a coberturas	-135.187	-	-135.187	34.212	-100.975
Saldo final em 31 de Dezembro de 2017	7.496	-	7.496	-1.726	5.770
Variação de justo valor	13.251	59.886	73.137	-16.456	56.681
Transferência para resultados relativa a coberturas	-82.295	-	-82.295	18.516	-63.779
Saldo final em 31 de Dezembro de 2018	-61.548	59.886	-1.662	334	-1.328

As variações de justo valor do exercício, em base consolidada e individual, na reserva de justo valor incluem: (i) contractos futuros para compras e vendas de matérias-primas transaccionados em bolsas de futuros cujo justo valor é liquidado em base diária, não figurando assim na Demonstração de posição financeira; e (ii) variação de justo valor de instrumentos financeiros derivados contractados e liquidados durante o próprio exercício.

Os ganhos e perdas na carteira de instrumentos financeiros derivados, excluindo juros corridos, registados em resultados do período de 2018 e 2017, são analisados como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Carteira de derivados associados a matérias-primas	10.055	-33.681	-1.816	-15.404
Carteira de derivados associados a dívida	10.390	10.006	-16.774	34.274
Cobertura de "Net investment" - Ineficácia	9.583	-5.148	-	-
Cobertura de justo valor ("Fair value hedge"):				
- Derivados	-25.525	-580	8.033	-296.317
- Passivo coberto	24.086	6.587	-8.033	296.317
Cobertura de fluxos de caixa ("Cash-flow hedge"):				
- Transferência para resultados relativa a cobertura de passivos financeiros	6.409	-5.383	-	-
- Transferência para resultados relativa a cobertura de matérias-primas	-75.443	95.058	82.295	135.187
	-40.445	66.859	63.705	154.057

O montante transferido para resultados relativo a cobertura de matérias-primas encontra-se incluído nas rubricas de Receitas de vendas de serviços de energia e outros e Custos com vendas de energia e outros.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Em 31 de Dezembro de 2018, as taxas de juro efectivas nos diversos instrumentos financeiros derivados associados a operações de financiamento são apresentadas como segue:

	Grupo			
	Nocional Euro'000	Moeda	EDP Paga	EDP Recebe
Contratos de taxa de juro:				
"Swaps" de taxa de juro	3.974.360	EUR	[4,45% - -0,83%]	[4,88% - -0,83%]
"Swaps" de taxa de juro	50.189	PLN	[2,78% - 2,48%]	1,81%
"Swaps" de taxa de juro	50.311	USD	1,86%	1,00%
"Swaps" de taxa de juro	13.788	CAD	2,59%	2,02%
Contratos de taxa de juro e taxa de câmbio:				
CIRS ("currency interest rate swaps")	428.723	EUR/GBP	3,67%	8,63%
CIRS ("currency interest rate swaps")	79.460	USD/JPY	6,80%	3,11%
CIRS ("currency interest rate swaps")	214.560	EUR/PLN	[4,69% - 1,6%]	[2,13% - -0,37%]
CIRS ("currency interest rate swaps")	150.000	EUR/RON	[3,79% - 3,34%]	[-0,31% - -0,32%]
CIRS ("currency interest rate swaps")	32.724	EUR/BRL	[6,01% - 5,94%]	-0,31%
CIRS ("currency interest rate swaps")	42.192	BRL/USD	[9,13% - 7,6%]	[5,38% - 4,72%]
CIRS ("currency interest rate swaps")	33.595	EUR/CAD	[2,7% - 2,39%]	[-0,31% - -0,37%]
CIRS ("currency interest rate swaps")	750.000	USD/EUR	[3,68% - 3,20%]	[1,5% - 1,130%]

Em 31 de Dezembro de 2017, as taxas de juro efectivas nos diversos instrumentos financeiros derivados associados a operações de financiamento são apresentadas como segue:

	Grupo			
	Nocional Euro'000	Moeda	EDP Paga	EDP Recebe
Contratos de taxa de juro:				
"Swaps" de taxa de juro	4.117.189	EUR	[4,45% - -0,85%]	[4,88% - -0,85%]
"Swaps" de taxa de juro	14.511	PLN	[2,78% - 2,48%]	1,81%
"Swaps" de taxa de juro	57.807	USD	1,86%	1,00%
"Swaps" de taxa de juro	16.785	CAD	2,59%	1,43%
Contratos de taxa de juro e taxa de câmbio:				
CIRS ("currency interest rate swaps")	410.314	EUR/GBP	3,66%	8,63%
CIRS ("currency interest rate swaps")	74.069	USD/JPY	6,80%	3,11%
CIRS ("currency interest rate swaps")	174.087	EUR/PLN	[2,11% - 1,39%]	-0,33%
CIRS ("currency interest rate swaps")	150.000	EUR/RON	[2,23% - 2,10%]	-0,33%
CIRS ("currency interest rate swaps")	45.719	EUR/BRL	[6,48% - 5,37%]	-0,33%
CIRS ("currency interest rate swaps")	56.634	BRL/USD	[12,66% - 11,13%]	[4,34% - 3,53%]
CIRS ("currency interest rate swaps")	103.922	EUR/CHF	[3,96% - 3,80%]	4,01%
CIRS ("currency interest rate swaps")	19.734	EUR/CAD	[1,93% - 1,82%]	-0,33%
CIRS ("currency interest rate swaps")	500.000	USD/EUR	[3,27% - 3,20%]	1,13%

42. Compromissos

Os compromissos assumidos pelo Grupo EDP que não figuram na Demonstração da Posição Financeira, referentes a garantias financeiras, operacionais e reais prestadas, são analisados como segue:

Milhares de Euros	Grupo		Individual	
	Dez 2018	Dez 2017	Dez 2018	Dez 2017
Garantias de carácter financeiro				
EDP, S.A.	114.862	-	114.862	-
Grupo EDP Brasil	1.340.507	1.297.333	-	-
Grupo EDP Renováveis	61.944	6.955	-	-
	1.517.313	1.304.288	114.862	-
Garantias de carácter operacional				
EDP, S.A.	916.103	902.592	916.103	902.592
Grupo EDP España	271.908	303.101	-	-
Grupo EDP Brasil	597.453	604.285	-	-
Grupo EDP Renováveis	2.641.135	2.789.736	-	-
	4.426.599	4.599.714	916.103	902.592
Total	5.943.912	5.904.002	1.030.965	902.592
Garantias reais	3.360	7.762	-	-

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Das garantias de carácter financeiro contratadas em 31 de Dezembro de 2018 e 2017, 1.067.578 milhares de Euros e 942.646 milhares de Euros, respectivamente, estão relacionadas com financiamentos contratados por empresas do Grupo e encontram-se já incluídos na sua dívida consolidada.

Das garantias de carácter operacional prestadas em 31 de Dezembro de 2018 e 2017, 587.746 milhares de Euros e 393.944 milhares de Euros, respectivamente, referem-se a garantias corporativas prestadas pela EDP Renováveis relacionadas com compromissos comerciais do Grupo EDP Renováveis já reflectidos na Demonstração da Posição Financeira. Adicionalmente, no âmbito da sua actividade corrente de produção, distribuição e transmissão de energia, é exigida à EDP e suas subsidiárias a apresentação de garantias bancárias ou corporativas. Do montante global de garantias existentes em 31 de Dezembro de 2018 e 2017, 887.493 milhares de Euros e 784.049 milhares de Euros, respectivamente, dizem respeito a garantias prestadas aos operadores de mercado, necessárias para que a EDP e suas subsidiárias possam participar nos mercados de energia.

Em adição à informação divulgada acima:

i) A subsidiária EDPR NA, no âmbito das parcerias institucionais em parques eólicos e centrais solares nos EUA, presta garantias corporativas típicas destas estruturas aos investidores institucionais, para cobertura de riscos associados a fraude, conduta dolosa, ou incumprimento de qualquer obrigação de carácter operacional pela EDPR NA no âmbito destas parcerias. A 31 de Dezembro de 2018 e 2017, estas responsabilidades ascendiam a, respectivamente, 1.131.899 milhares de Euros e 1.258.661 milhares de Euros (montantes já considerados na rubrica de passivos com parcerias institucionais nos EUA); e

ii) O Grupo tem financiamentos contratados em regime de "project finance" e depósitos constituídos como colateral para garantia de financiamento, que se encontram apresentados na nota 33.

No Grupo, os compromissos por rendas vincendas de locações operacionais e obrigações de compra são apresentados, por maturidade de vencimento, como segue:

Milhares de Euros	Dez 2018				
	Capital em dívida por período				
	Total	Menos de 1 ano	Entre 1 e 3 anos	Entre 3 e 5 anos	Mais de 5 anos
Rendas vincendas de locações operacionais	1.403.184	77.800	134.956	125.572	1.064.856
Obrigações de compra	22.489.188	4.293.287	4.732.110	2.910.149	10.553.642
	23.892.372	4.371.087	4.867.066	3.035.721	11.618.498

Milhares de Euros	Dez 2017				
	Capital em dívida por período				
	Total	Menos de 1 ano	Entre 1 e 3 anos	Entre 3 e 5 anos	Mais de 5 anos
Rendas vincendas de locações operacionais	1.407.125	89.961	135.379	117.551	1.064.234
Obrigações de compra	20.597.417	4.524.876	5.108.130	2.784.960	8.179.451
	22.004.542	4.614.837	5.243.509	2.902.511	9.243.685

Os compromissos contratuais do Grupo referidos no quadro acima reflectem essencialmente acordos e compromissos necessários para o decurso normal da actividade operacional da empresa. Mais especificamente, na sua maioria estes compromissos visam garantir o fornecimento adequado de combustíveis e energia aos seus clientes na Europa, Estados Unidos da América e no Brasil bem como garantir o cumprimento dos objectivos de investimento de médio e longo prazo do Grupo.

As obrigações de compra incluem o montante de 12.451.745 milhares de Euros que se referem essencialmente a contratos de aquisição de energia de muito longo prazo no mercado brasileiro (por imposição regulatória) actualizados com as respectivas taxas projectadas e ajustados ao valor presente por uma taxa que representa o custo médio de capital (WACC) do Grupo EDP Brasil, como segue:

Milhares de Euros	Dez 2018	Dez 2017
Obrigações de compra - Valor actual	12.451.745	14.481.883
Obrigações de compra - Valor nominal	17.630.575	18.313.855

As obrigações de compra incluem também responsabilidades relacionadas com contratos de longo prazo relativos ao fornecimento de produtos e serviços no âmbito da actividade operacional do Grupo. Quando os preços estão definidos com base em contratos "forward", estes são utilizados no cálculo dos compromissos contratuais estimados.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Deste modo, a natureza das obrigações de compra decompõe-se da seguinte forma:

Milhares de Euros	Dez 2018	Dez 2017
Compra de combustíveis	7.000.047	3.380.444
Compra de electricidade	11.387.475	12.900.272
Contratos de operação e manutenção	1.085.743	1.091.670
Compra de activos fixos, equipamento e materiais diversos	1.814.828	1.573.712
Contratos de empreitadas	377.339	655.067
Outros fornecimentos e serviços diversos	823.756	996.252
	22.489.188	20.597.417

A diminuição verificada nas obrigações de compra de electricidade deve-se, essencialmente, à desvalorização do Real Brasileiro face ao Euro durante 2018.

Os compromissos por compra de combustíveis e de electricidade são apresentados por maturidade de vencimento como segue:

Milhares de Euros	Dez 2018				
	Capital em dívida por período				
	Total	Menos de 1 ano	Entre 1 e 3 anos	Entre 3 e 5 anos	Mais de 5 anos
Compra de combustíveis	7.000.047	1.037.552	1.280.406	883.382	3.798.707
Compra de electricidade	11.387.475	1.275.773	2.112.075	1.817.071	6.182.556
	18.387.522	2.313.325	3.392.481	2.700.453	9.981.263

Milhares de Euros	Dez 2017				
	Capital em dívida por período				
	Total	Menos de 1 ano	Entre 1 e 3 anos	Entre 3 e 5 anos	Mais de 5 anos
Compra de combustíveis	3.380.444	1.004.412	1.208.262	539.094	628.676
Compra de electricidade	12.900.272	1.463.858	2.478.446	2.095.030	6.862.938
	16.280.716	2.468.270	3.686.708	2.634.124	7.491.614

Em 31 de Dezembro de 2018, as obrigações de compra de activos fixos, equipamento e materiais diversos correspondem a: (i) 1.533.404 milhares de Euros de compra de activos fixos tangíveis; (ii) 139.166 milhares de Euros de compra de activos intangíveis; e (iii) 142.258 milhares de Euros de compra de equipamento e materiais diversos.

Os compromissos com rendas vincendas de locações financeiras e com dívidas financeiras de curto e longo prazo estão apresentados nas notas 16 e 33, respectivamente. As responsabilidades assumidas pelo Grupo relativas aos planos de pensões, cuidados médicos e outros benefícios estão apresentados na nota 34. Os compromissos relacionados com as "joint ventures" estão apresentados na nota 20.

As responsabilidades relacionadas com opções de venda sobre participações sociais do Grupo EDP, detidas por entidades terceiras, são as seguintes:

- Opção de venda à EDP de 25% do capital da Tivano S.r.l., exercível em determinadas condições, entre Julho de 2016 e Julho de 2020. O preço de exercício é de 450 milhares de Euros, ajustado por contribuições e distribuições efectuadas pelo e para o outro accionista, respectivamente, durante o período de exercício da opção. A 31 de Dezembro de 2018, esta opção de venda encontra-se valorizada em 450 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 1.618 milhares de Euros);

- Opção de venda à EDP de 25% do capital da San Mauro S.r.l., exercível em determinadas condições, entre Março de 2017 e Março de 2022. O preço de exercício corresponde a 25% do preço final de aquisição da empresa, ajustado por contribuições e distribuições efectuadas pelo e para o outro accionista, respectivamente, durante o período de exercício da opção. A 31 de Dezembro de 2018, esta opção de venda encontra-se valorizada em 1.301 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 259 milhares de Euros); e

- Opção de venda à EDP de 25% do capital da AW 2 S.r.l., exercível em determinadas condições, entre Abril de 2017 e Abril de 2022. O preço de exercício corresponde a 25% do preço final de aquisição da empresa, ajustado por contribuições e distribuições pelo e para o outro accionista, respectivamente, durante o período de exercício da opção. A 31 de Dezembro de 2018, esta opção de venda encontra-se valorizada em 292 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 292 milhares de Euros).

Alguns contratos referentes a alienações de participações minoritárias sem perda de controlo, efectuadas em anos anteriores, incluem cláusulas de activos e passivos contingentes perante a verificação de determinadas condições.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Em base individual, os compromissos por rendas vincendas de locações operacionais e obrigações de compra, são apresentados por maturidade de vencimento, como segue:

	Dez 2018				
	Capital em dívida por período				
		Menos de 1 ano	Entre 1 e 3 anos	Entre 3 e 5 anos	Mais de 5 anos
Milhares de Euros	Total				
Rendas vincendas de locações operacionais	225.723	11.966	18.615	18.645	176.497
Obrigações de compra	4.469.958	62.003	523.792	474.556	3.409.607
	4.695.681	73.969	542.407	493.201	3.586.104

	Dez 2017				
	Capital em dívida por período				
		Menos de 1 ano	Entre 1 e 3 anos	Entre 3 e 5 anos	Mais de 5 anos
Milhares de Euros	Total				
Rendas vincendas de locações operacionais	237.620	12.134	21.076	18.571	185.839
Obrigações de compra	110.693	51.796	58.897	-	-
	348.313	63.930	79.973	18.571	185.839

A rubrica Obrigações de compra corresponde a contratos de operação e manutenção.

43. Partes Relacionadas

Acções transaccionadas pelos membros de Órgãos Sociais

O número de acções da EDP, S.A., detidas ou imputáveis aos membros de Órgãos Sociais em 31 de Dezembro de 2018 e 31 de Dezembro de 2017 são como segue:

	2018 N.º Acções	2017 N.º Acções
Conselho Geral e de Supervisão		
China Three Gorges Corporation (representada por Eduardo de Almeida Catroga ¹⁾)	-	850.777.024
China Three Gorges Corporation (representada por Dingming Zhang ³⁾)	850.777.024	-
China Three Gorges International Corp. (representada por Shengliang Wu ³⁾)	850.777.024	-
China Three Gorges (Europe), S.A. (representada por Dingming Zhang ¹⁾)	-	850.777.024
China Three Gorges (Europe), S.A. (representada por Ignacio Herrero Ruiz ³⁾)	850.777.024	-
Draursa, S.A. (representada por Felipe Fernández Fernández)	1.350	1.350
Fernando Maria Masaveu Herrero	265.065.136	265.065.136
Mubadala Investment Company (representada por Mohammed Issa Khalfan Alhuraimel Alshamsi)	115.236.553	148.431.999
Sonatrach (representada por Ferhat Ounoughi ¹⁾)	-	87.007.433
Sonatrach (representada por Karim Djebbour ²⁾)	87.007.433	-
Vasco Joaquim Rocha Vieira	3.203	3.203
Banco Comercial Português, S.A. (representada por Nuno Manuel da Silva Amado)	88.989.949	89.126.167
João Carvalho das Neves	7.429	7.429
Conselho de Administração Executivo		
António Luís Guerra Nunes Mexia	91.000	91.000
António Fernando Melo Martins da Costa	54.299	54.299
João Manuel Manso Neto	1.268	1.268
João Manuel Veríssimo Marques da Cruz	79.578	79.578
Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas	7.382	7.382
Miguel Stilwell de Andrade	140.000	140.000
Nuno Maria Pestana de Almeida Alves ¹⁾	-	150.000
Maria Teresa Isabel Pereira ²⁾	71.281	-
Rui Manuel Rodrigues Lopes Teixeira	31.733	31.733

¹ Representante até 5 de Abril de 2018, pelo que não é reportada informação referente a 2018

² Representante a partir de 5 de Abril de 2018, pelo que não é reportada informação referente a 2017

³ Representante a partir de 10 de Dezembro de 2018, pelo que não é reportada informação referente a 2017

As obrigações da EDP, S.A. e o número de acções detidas ou imputáveis aos membros de Órgãos Sociais relativas a outras empresas do Grupo EDP encontram-se divulgadas na parte I secção A - Estrutura Accionista do capítulo 4 - Governo da sociedade.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Remunerações dos Órgãos Sociais

De acordo com os estatutos, as remunerações dos órgãos sociais são fixadas por uma Comissão de Vencimentos eleita pela Assembleia Geral, à excepção da remuneração dos membros do Conselho de Administração Executivo (CAE) que são fixadas por uma Comissão de Vencimentos nomeada pelo Conselho Geral e de Supervisão (CGS).

Benefícios de curto prazo

Durante o período de 2018, os custos contabilizados com a remuneração fixa e a componente variável anual dos membros do CAE e a remuneração fixa atribuível aos membros do CGS foram os seguintes:

Milhares de Euros	CAE	CGS
Presidente	1.572	515
Vogais	6.867	1.318
	8.439	1.833

Os custos contabilizados com as remunerações atribuíveis ao CAE incluem o montante de 2.688 milhares de Euros correspondentes à componente de remuneração variável anual. Este montante corresponde à melhor estimativa à data da remuneração variável atribuível no ano de 2018, conforme definido pela política da Comissão de Vencimentos do CGS, deduzido da correcção da estimativa do ano anterior face aos montantes efectivamente pagos.

Adicionalmente, a política de remunerações definida pela Comissão de Vencimentos do CGS prevê a atribuição aos membros do CAE, em determinadas circunstâncias, de uma remuneração variável plurianual correspondente ao mandato (2016–2018). Nesta base, foi efectuada a especialização de 12.835 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 11.510 milhares de Euros).

Durante o período de 2018, os custos referentes à remuneração dos membros da Comissão de Vencimentos da Assembleia Geral e com o Conselho de Ambiente e Sustentabilidade ascenderam a 35.000 Euros e 15.750 Euros, respectivamente.

Benefícios de pós-emprego

A EDP não estabeleceu qualquer sistema de benefícios de reforma específicos para os seus administradores. A remuneração fixada pela Comissão de Vencimentos do Conselho Geral e de Supervisão prevê a contratação de um produto financeiro "standard" de tipo plano poupança reforma de que os membros do Conselho de Administração Executivo beneficiam através da aplicação de um montante correspondente a 10% (dez por cento) do valor líquido da respectiva remuneração anual fixa, o qual foi atribuído por deliberação da Assembleia Geral de 5 de Abril de 2018 no âmbito da Declaração da Política de Remunerações. Este produto financeiro não acarreta qualquer encargo para a EDP no futuro, na medida em que corresponde apenas à subscrição de um produto financeiro enquanto os membros do órgão de administração exercem as suas funções, não se enquadrando nos termos previstos no número 1 do artigo 402.º do Código das Sociedades Comerciais.

Honorários de auditoria e outros

Em 2018, os honorários da PwC relativos à auditoria e revisão legal de contas anuais de todas as empresas que integram o Grupo EDP, com excepção do Grupo EDP Brasil, ascenderam a 5.198.720 Euros. Adicionalmente, os honorários globais da PwC relativamente a outros serviços de garantia de fiabilidade e outros serviços que não sejam de revisão ou auditoria ascenderam a 875.459 Euros e 407.126 Euros, respectivamente.

Em 2018, os honorários da PwC Portugal relativos à auditoria externa e revisão legal de contas anuais de todas as empresas portuguesas que integram o Grupo EDP ascenderam a 2.277.292 Euros. Os honorários globais da PwC Portugal relativamente a outros serviços de garantia de fiabilidade e outros serviços que não sejam de revisão ou auditoria a empresas portuguesas que integram o Grupo EDP ascenderam a 639.465 Euros e 350.316 Euros, respectivamente.

Negócios entre a Sociedade e os membros dos órgãos de administração e fiscalização titulares de participações qualificadas e sociedades em relação de domínio ou de grupo

No decurso da sua actividade e independentemente da sua relevância, a EDP celebra negócios e efectua operações em condições normais de mercado para operações similares com diversas entidades, em particular com instituições financeiras, entre as quais se incluem titulares de participações qualificadas no capital da EDP e sociedades relacionadas com aquelas.

Em 11 de Maio de 2012, com a entrada em vigor do Acordo de Parceria Estratégica celebrado com a China Three Gorges Corporation (CTG) em Dezembro de 2011, esta sociedade (bem como três outras sociedades do Grupo) passou a integrar o Conselho Geral e de Supervisão da EDP.

No âmbito do Acordo de Parceria Estratégica anteriormente celebrado com a China Three Gorges Corporation, em 28 de Junho de 2013 a EDP Renováveis S.A. concluiu a venda, por um preço global final de 368 milhões de Euros a uma sociedade do Grupo CTG (CITIC CWEI Renewables S.C.A.) de uma participação de 49% na EDP Renováveis Portugal e de 25% dos suprimentos e prestações acessórias sujeitas ao regime das prestações suplementares realizados a esta sociedade.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Ainda no âmbito do desenvolvimento desta parceria, a EDP Brasil celebrou, em 6 de Dezembro de 2013, com a CWE Investment Corporation (CWEI), presentemente denominada por China Three Gorges Corporation, uma subsidiária totalmente controlada pela CTG, um Memorando de Entendimento que estabelece as principais orientações da parceria visando futuros co-investimentos entre a EDP Brasil e a CWEI e rege a participação das partes envolvidas nos projectos conjuntos no Brasil. Estes investimentos da CWEI Brasil serão considerados para efeitos do cumprimento do Acordo de Parceria Estratégica, em relação ao investimento total de 2 mil milhões de Euros a efectuar pela CTG até 2015 (incluindo co-financiamento de investimento operacional) em projectos de produção de energia renovável operacionais e prontos a construir.

A 19 de Maio de 2015, a EDP Renováveis concluiu a venda à CTG, de uma participação accionista representativa de 49% do capital social em parques eólicos no Brasil. Esta alienação foi contabilizada como uma venda sem perda de controlo, tendo gerado interesses não controláveis de 50.943 milhares de Euros e um impacto em reservas atribuíveis ao Grupo de 10.337 milhares de Euros em 2015.

Em 27 de Outubro de 2016, foi concluída a transacção relativa à alienação da participação minoritária nos activos eólicos da EDP Renováveis em Itália e na Polónia à CTG, cujo contrato de compra e venda havia sido assinado a 28 de Dezembro de 2015. A CTG, através da ACE Poland S.A.R.L. e da ACE Italy S.A.R.L., ambas detidas a 100% pela ACE Investment Fund LP, uma entidade participada pela China Three Gorges Hong Kong Ltd, subsidiária integral da CTG, formalizou o pagamento de cerca de 363 milhões de Euros correspondentes ao preço final acordado entre as partes.

A 30 de Junho de 2017, a EDP Renewables, SGPS, S.A. concluiu a operação de venda à ACE Portugal S.A.R.L. (empresa detida pela CTG) de 49% do capital social da EDPR PT-PE. Esta alienação foi contabilizada como uma venda sem perda de controlo, tendo gerado interesses não controláveis de 135.679 milhares de Euros e um impacto em reservas atribuíveis ao Grupo de 74.419 milhares de Euros em 2017.

A 28 de Dezembro de 2018, a EDP Renováveis S.A. concluiu a operação de venda à CTG de 10% de participação e respectivos suprimentos na sociedade Moray Offshore Windfarm (East) Limited, por um valor total de 35 milhões de Libras (ver nota 6).

Saldos e transacções com empresas do Grupo China Three Gorges

No âmbito da parceria estratégica EDP/CTG, o Grupo EDP Renováveis concluiu as vendas de 49% da EDPR Portugal, EDPR Brasil, EDPR PT-PE, EDPR Itália e da EDPR Polska ao Grupo CTG.

No seguimento destas transacções, o Grupo CTG concedeu suprimentos ao Grupo EDPR no montante de 264.440 milhares de Euros incluindo juros (31 de Dezembro de 2017: 300.368 milhares de Euros) (ver nota 38), tendo sido registados juros de 3.036 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 7.167 milhares de Euros).

No decorrer do ano de 2018, a EDPR Portugal distribuiu dividendos à CTG no valor de 23.520 milhares de Euros.

Saldos com os Fundos de Pensões e Actos Médicos e Subsídio de Morte da EDP

A Dezembro de 2015, a EDP, S.A. celebrou um contrato de arrendamento relativo às fracções do edifício da sede do Porto (vendidas ao Fundo de Pensões da EDP em Dezembro de 2015), por um período de 25 anos com uma taxa implícita de 6,42%. A 31 de Dezembro de 2018, o valor actual do contrato ascende a 30.221 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 30.808 milhares de Euros) (ver nota 38).

A Setembro de 2017, a EDP, S.A. celebrou um contrato de arrendamento relativo à sede do Lisboa (dada como contribuição em espécie ao Fundo de Actos Médicos e Subsídio de Morte da EDP), por um período de 25 anos com uma taxa implícita de 5,82%. A 31 de Dezembro de 2018, o valor actual do contrato ascende a 54.198 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 55.040 milhares de Euros) (ver nota 38).

Na sequência da decisão e implementação da autonomização do financiamento do Plano de Benefícios de Saúde Pós-emprego e do Plano de Benefícios por Subsídio de Morte e em linha com o plano de financiamento aprovado pela Autoridade de Supervisão de Seguros e Fundo de pensões (ASF), o Grupo EDP assumiu o compromisso de efectuar contribuições no valor total estimado de 577 milhões de Euros até 2023. Em 2018, foi efectuada uma contribuição no valor de 69.006 milhares de Euros (ver nota 34).

Saldos e transacções com empresas subsidiárias, joint ventures e associadas

No decurso normal da sua actividade, as empresas do Grupo EDP estabelecem transacções comerciais e operações com outras empresas do Grupo cujos termos reflectem condições normais de mercado.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Os créditos e débitos detidos sobre empresas subsidiárias, "joint ventures" e associadas, em base individual, são analisados como segue:

Créditos detidos

Milhares de Euros	31 de Dezembro de 2018			
	Movimentos Financeiros Intra-Grupo	Empréstimos e juros a receber	Outros Créditos	Total
EDP Comercial, S.A.	-	75.479	240.528	316.007
EDP Distribuição, S.A.	-	1.808.458	35.446	1.843.904
EDP Espanha, S.A.U.	-	-	7.153	7.153
EDP Finance B.V.	-	979.173	59.306	1.038.479
EDP Produção, S.A.	-	1.580.629	302.922	1.883.551
EDP Imobiliária e Participações, S.A.	753	-	1.490	2.243
EDP IS, Lda.	-	192.714	3.925	196.639
EDP Renováveis, S.A.	-	-	6.214	6.214
EDP Servicios Financieros España, S.A.U.	634.299	-	2.464	636.763
EDP Serviço Universal, S.A.	-	-	132.655	132.655
EDP Renewables Europe, S.L.U.	-	-	64.444	64.444
EDP Comercializadora, S.A.U.	-	-	77.693	77.693
EDP GÁS.COM - Comércio de Gás Natural, S.A.	9.827	10.038	7.277	27.142
Outras	31.118	32.657	53.966	117.741
	675.997	4.679.148	995.483	6.350.628

O montante de 979.173 milhares de Euros respeita à recompra em mercado pela EDP, S.A. de seis emissões de obrigações emitidas pela EDP Finance B.V.

Milhares de Euros	31 de Dezembro de 2017			
	Movimentos Financeiros Intra-Grupo	Empréstimos e juros a receber	Outros Créditos	Total
EDP Comercial, S.A.	-	75.946	303.097	379.043
EDP Distribuição, S.A.	-	1.921.941	57.074	1.979.015
EDP Espanha, S.A.U.	-	-	55.405	55.405
EDP Finance B.V.	-	849.849	38.944	888.793
EDP Produção, S.A.	280.059	4.875.717	143.603	5.299.379
EDP Imobiliária e Participações, S.A.	-	15.842	264	16.106
EDP IS, Lda.	8.008	192.694	40	200.742
EDP Renováveis, S.A.	-	-	284.964	284.964
EDP Servicios Financieros España, S.A.U.	354.641	885.497	10.355	1.250.493
EDP Serviço Universal, S.A.	-	-	38.839	38.839
Outras	45.370	49.364	166.884	261.618
	688.078	8.866.850	1.099.469	10.654.397

Débitos detidos

Milhares de Euros	31 de Dezembro de 2018			
	Movimentos Financeiros Intra-Grupo	Empréstimos e juros a pagar	Outros Débitos	Total
EDP Distribuição, S.A.	596.126	-	11.195	607.321
EDP Comercial, S.A.	32.669	-	939	33.608
EDP Finance B.V.	-	11.423.451	106.359	11.529.810
EDP Produção, S.A.	355.986	-	463.736	819.722
EDP Renováveis, S.A.	-	-	6.261	6.261
EDP Serviço Universal, S.A.	1	-	9.976	9.977
EDP Espanha, S.A.U.	-	-	6.359	6.359
EDP Comercializadora, S.A.U.	-	-	4.441	4.441
Outras	45.699	-	46.611	92.310
	1.030.481	11.423.451	655.877	13.109.809

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

O montante de 11.423.451 milhares de Euros inclui 6 emissões de obrigações intragrupo colocadas junto da EDP Finance BV e realizadas pela EDP, S.A. A 31 de Dezembro de 2018, o seu montante total é de 8.885.815 milhares de Euros, de taxa fixa e variável a médio-longo prazo (3, 5, 7 e 10 anos).

Milhares de Euros	31 de Dezembro de 2017			
	Movimentos Financeiros Intra-Grupo	Empréstimos e juros a pagar	Outros Débitos	Total
EDP Distribuição, S.A.	62.381	-	25.805	88.186
EDP Finance B.V.	-	13.641.435	99.116	13.740.551
EDP Produção, S.A.	-	-	401.756	401.756
EDP Imobiliária e Participações, S.A.	7.068	-	2.593	9.661
Pebble Hydro	-	41.500	1.023	42.523
Outras	127.725	3.336	220.954	352.015
	197.174	13.686.271	751.247	14.634.692

As transacções sobre empresas do Grupo, "Joint Ventures" e Associadas, em base individual, são analisadas como segue:

Custos

Milhares de Euros	31 de Dezembro de 2018			
	Juros de Mov. Financeiros Intra-Grupo	Juros de Empréstimos Obtidos	Outros Gastos	Total
EDP Finance B.V.	-	251.060	98.812	349.872
EDP Produção, S.A.	-	-	1.845.253	1.845.253
EDP Espanha, S.A.U.	-	-	195.031	195.031
EDP Comercializadora, S.A.U.	-	-	22.189	22.189
Outras	65	2	62.393	62.460
	65	251.062	2.223.678	2.474.805

Milhares de Euros	31 de Dezembro de 2017			
	Juros de Mov. Financeiros Intra-Grupo	Juros de Empréstimos Obtidos	Outros Gastos	Total
EDP Finance B.V.	-	384.093	103.721	487.814
EDP Produção, S.A.	-	-	1.356.622	1.356.622
EDP Espanha, S.A.U.	-	-	105.647	105.647
Outras	24	40	99.143	99.207
	24	384.133	1.665.133	2.049.290

Proveitos

Milhares de Euros	31 de Dezembro de 2018			
	Juros de Mov. Financeiros Intra-Grupo	Juros de Empréstimos Concedidos	Outros Rendimentos	Total
EDP Comercial, S.A.	26	2.471	1.172.184	1.174.681
EDP Distribuição, S.A.	61	59.876	121.186	181.123
EDP Espanha, S.A.U.	-	-	918.145	918.145
EDP Produção, S.A.	141	74.760	515.936	590.837
EDP Soluções Comerciais	128	-	23.907	24.035
EDP Finance B.V.	-	24.060	97.721	121.781
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica S.A.U.	-	-	19.707	19.707
EDP Comercializadora, S.A.U.	-	-	127.631	127.631
EDP Renováveis, S.A.	-	-	93.301	93.301
EDP Renewables Europe, S.L.U.	-	-	53.608	53.608
Outras	191	14.541	73.958	88.690
	547	175.708	3.217.284	3.393.539

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Outros rendimentos incluem rendimentos de participações de capital no montante de 818.342 milhares de Euros (ver nota 13).

Milhares de Euros	31 de Dezembro de 2017			
	Juros de Mov. Financeiros Intra-Grupo	Juros de Empréstimos Concedidos	Outros Rendimentos	Total
EDP Comercial, S.A.	115	2.471	980.106	982.692
EDP Distribuição, S.A.	1.395	86.038	59.107	146.540
EDP España, S.A.U.	-	-	565.475	565.475
EDP Produção, S.A.	992	213.035	569.564	783.591
EDP Finance B.V.	-	26.736	99.928	126.664
EDP Renováveis, S.A.	-	-	102.589	102.589
Outras	500	41.387	336.517	378.404
	3.002	369.667	2.713.286	3.085.955

Os activos, passivos e transacções com empresas relacionadas, em base consolidada, são analisados como segue:

Activos e Passivos

Milhares de Euros	31 de Dezembro de 2018		
	Activos	Passivos	Valor Líquido
Joint Ventures			
Hydro Global Investment, Ltda.	12.891	-	12.891
Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão, S.A.	755	58	697
Empresa de Energia São Manoel, S.A.	451	605	-154
Cide HC Energía, S.A.	3.752	2.094	1.658
Éoliennes en Mer Dieppe - Le Tréport, S.A.S.	8.131	-	8.131
Moray West Holdings Limited	5.149	-	5.149
Windplus, S.A.	5.652	-	5.652
HC Tudela Cogeneración, S.L.	1.970	1.716	254
Outras	12.880	1.691	11.189
	51.631	6.164	45.467
Associadas			
MABE Construção e Administração de Projectos, Ltda.	5.126	-	5.126
Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.	12.785	-	12.785
Outras	7.259	1.660	5.599
	25.170	1.660	23.510
	76.801	7.824	68.977

Milhares de Euros	31 de Dezembro de 2017		
	Activos	Passivos	Valor Líquido
Joint Ventures			
EDP Produção Bioelétrica	15.214	3.635	11.579
Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão	499	1.209	-710
Empresa de Energia São Manoel	28.311	-	28.311
Cide HC Energía	7.677	143	7.534
Moray Offshore Windfarm (East)	19.282	-	19.282
Outras	6.612	3.916	2.696
	77.595	8.903	68.692
Associadas			
MABE Construção e Administração de Projectos	5.288	-	5.288
Parque Eólico Sierra del Madero	12.785	-	12.785
Outras	13.073	21	13.052
	31.146	21	31.125
	108.741	8.924	99.817

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Transacções

Milhares de Euros	31 de Dezembro de 2018			
	Proveitos Operacionais	Proveitos Financeiros	Custos Operacionais	Custos Financeiros
Joint Ventures				
Cide HC Energía, S.A.	101.547	19	131	-
Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão, S.A.	4.970	-	-	-
Empresa de Energia São Manoel, S.A.	2.620	-	11.696	-
Moray East Holdings Limited	-	1.564	-	-
Porto do Pecém Transportadora de Minérios S.A.	305	-	6.610	-
Outras	19.789	1.077	9.332	-
	129.231	2.660	27.769	-
Associadas				
MABE Construção e Administração de Projectos, Ltda.	110	312	-	-
Desarrollos Eólicos de Canarias, S.A.	139	-	34	-
Parque Eólico Sierra del Madero	9	456	-	-
Parque Eólico Belmonte, S.A.	667	31	-	-
Outras	-	255	34	34
	925	1.054	68	34
	130.156	3.714	27.837	34

Milhares de Euros	31 de Dezembro de 2017			
	Proveitos Operacionais	Proveitos Financeiros	Custos Operacionais	Custos Financeiros
Joint Ventures				
EDP Produção Bioelétrica	1.519	188	48.466	-
Cide HC Energía	91.100	24	253	-
Outras	22.574	1.835	30.065	-
	115.193	2.047	78.784	-
Associadas				
MABE Construção e Administração de Projectos, Ltda.	132	515	-	-
Desarrollos Eólicos de Canarias, S.A.	1.087	-	7	-
Outras	840	815	31	-
	2.059	1.330	38	-
	117.252	3.377	78.822	-

44. Justo Valor de Activos e Passivos Financeiros

O justo valor dos instrumentos financeiros é baseado, sempre que disponível, na cotação de mercado. Caso esta não exista, o justo valor é determinado através de cotações fornecidas por entidades externas ou através de modelos internos, os quais se baseiam em técnicas de fluxos de caixa descontados e em modelos de avaliação de opções. Estes modelos são desenvolvidos considerando as variáveis de mercado que afectam os instrumentos financeiros, nomeadamente curvas de rendimento, taxas de câmbio e factores de volatilidade, incluindo risco de crédito.

Os dados de mercado são obtidos através de bolsas de valores (cotações de títulos) e de fornecedores de dados financeiros (Bloomberg).

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Com referência a 31 de Dezembro de 2018 e 2017, a tabela seguinte apresenta as curvas de taxa de juro utilizadas para desconto dos fluxos de caixa, das principais moedas às quais o Grupo está exposto (adicionalmente às taxas apresentadas, o Grupo aplica taxas de desconto ao risco de crédito):

	2018		2017	
	Moeda		Moeda	
	EUR	USD	EUR	USD
3 meses	-0,31%	2,81%	-0,33%	1,69%
6 meses	-0,24%	2,88%	-0,27%	1,84%
1 ano	-0,12%	3,01%	-0,19%	2,11%
2 anos	-0,17%	2,66%	-0,15%	2,08%
3 anos	-0,07%	2,59%	0,01%	2,17%
4 anos	0,06%	2,57%	0,17%	2,21%
5 anos	0,20%	2,57%	0,31%	2,24%
6 anos	0,34%	2,60%	0,44%	2,28%
7 anos	0,47%	2,62%	0,56%	2,31%
8 anos	0,59%	2,65%	0,67%	2,34%
9 anos	0,71%	2,68%	0,78%	2,37%
10 anos	0,81%	2,71%	0,89%	2,40%

O justo valor dos activos e passivos é analisado como segue:

	Dez 2018			Dez 2017		
	Valor contabi- lístico	Justo valor	Diferença	Valor contabi- lístico	Justo valor	Diferença
Milhares de Euros						
Activos						
Activos financeiros disponíveis para venda	-	-	-	124.016	124.016	-
Instrumentos de capital próprio ao justo valor	125.147	125.147	-	-	-	-
Devedores/outros activos actividades comerciais	5.690.119	5.690.119	-	6.165.109	6.165.109	-
Outros devedores e outros activos	935.988	935.988	-	530.176	530.176	-
Instrumentos financeiros derivados	288.440	288.440	-	293.224	293.224	-
Activos fin. ao justo valor por resultados	-	-	-	37.544	37.544	-
Depósitos colaterais/dívida financeira	192.891	192.891	-	45.255	45.255	-
Caixa e equivalentes de caixa	1.803.205	1.803.205	-	2.400.077	2.400.077	-
	9.035.790	9.035.790	-	9.595.401	9.595.401	-
Passivos						
Dívida Financeira	16.084.899	16.693.030	608.131	16.917.765	17.841.974	924.209
Fornecedores e acréscimos de custos	1.984.796	1.984.796	-	1.587.047	1.587.047	-
Parcerias institucionais nos EUA	2.231.249	2.231.249	-	2.163.722	2.163.722	-
Credores/outros passivos actividades comerciais	2.650.091	2.650.091	-	2.763.247	2.763.247	-
Outros credores e outros passivos	1.175.477	1.175.477	-	973.510	973.510	-
Instrumentos financeiros derivados	352.344	352.344	-	185.614	185.614	-
	24.478.856	25.086.987	608.131	24.590.905	25.515.114	924.209

Atendendo à estrutura de activos e passivos financeiros do Grupo EDP registados ao custo amortizado, os quais são essencialmente de natureza de curto prazo e de nível 2, não foi considerado o efeito de variações de justo valor face ao valor contabilístico. No que respeita aos empréstimos do Grupo EDP, foi apurado o seu justo valor tendo em consideração as actuais condições de mercado relativamente à taxa de juro.

O valor de mercado dos empréstimos é calculado com base nos fluxos de caixa descontados às taxas de juro de mercado em vigor à data de balanço adicionadas da melhor estimativa, à mesma data, das condições de mercado aplicáveis à dívida do Grupo, tendo por referência o seu prazo médio.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

De acordo com os requisitos da IFRS 13, o Grupo EDP enquadrou a forma como é obtido o justo valor dos seus activos e passivos financeiros reconhecidos ao justo valor. Os níveis apresentados são os seguintes:

- Nível 1 - Justo valor calculado com base na cotação (não ajustada) disponível em mercados líquidos para os activos e passivos identificados;
- Nível 2 - Justo valor calculado com base em "inputs" de mercado não incluídos no nível 1, mas que sejam observáveis em mercado para o activo ou passivo, quer directa quer indirectamente;
- Nível 3 - Justo valor dos activos e passivos calculado com base em inputs que não são baseados em informação observável em mercado.

Milhares de Euros	Dez 2018			Dez 2017		
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Activos financeiros						
Activos financeiros disponíveis para venda	-	-	-	-	77.573	46.443
Instrumentos de capital próprio ao justo valor						
Através do rendimento integral (nota 21.1)	-	74.535	18.752	-	-	-
Através de resultados (nota 21.2)	-	-	31.860	-	-	-
Défice tarifário ao justo valor através do rendimento integral (ver nota 24)	-	12.896	-	-	-	-
Instrumentos financeiros derivados	-	288.440	-	-	293.224	-
Activos fin. ao justo valor por resultados	-	-	-	-	-	37.544
	-	375.871	50.612	-	370.797	83.987
Passivos financeiros						
Instrumentos financeiros derivados	-	352.344	-	-	185.614	-
	-	352.344	-	-	185.614	-

O movimento ocorrido nos activos e passivos financeiros enquadrados no Nível 3 é analisado como segue:

Milhares de Euros	Ao justo valor através de	
	rendimento integral	resultados
Saldo no início do período	18.717	27.707
Variação de justo valor	129	2.582
Aquisições	697	1.571
Alienações	-940	-
Outras variações	149	-
Saldo no final do período	18.752	31.860

O saldo de início do período refere-se a 1 de Janeiro de 2018, após adopção da IFRS 9 (ver nota 21).

Nos termos da IFRS 13, os pressupostos utilizados na determinação do justo valor dos Instrumentos de Capital Próprio ao Justo Valor encontram-se referidos na nota 21.

45. Licenças de CO2

Os movimentos na carteira de Licenças de CO2 detidas para negociação e classificados como inventários são analisados como segue:

CO2 (Ton)	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Licenças de CO2 para negociação a 1 de Janeiro	-	5.854.000
Licenças de emissão transacionadas em mercado	15.967.000	10.820.000
Licenças de emissão transferidas de negociação para intangíveis	-15.967.000	-16.674.000
Licenças de CO2 para negociação a 31 de Dezembro	-	-
Licenças de CO2 para negociação a 31 de Dezembro (em milhares de Euros)	-	-

As aquisições e alienações de licenças de negociação são valorizadas com base na cotação da data da transacção. As licenças de emissão transferidas para a carteira de negociação são classificadas como inventário (ver nota 23), de acordo com a política contabilística 2 x).

O justo valor corresponde à cotação "spot" ("closing price") no final de Dezembro de cada um dos períodos.

46. Eventos Relevantes ou Subsequentes

Alteração de participação qualificada - State Street Corporation

No dia 4 de Janeiro de 2019, a State Street Corporation comunicou à EDP que detém uma participação qualificada, composta por 73.174.854 acções, representativas de 2,00% do capital social da EDP e respectivos direitos de voto.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Posteriormente, no dia 6 de Fevereiro de 2019, a State Street Corporation comunicou à EDP a alteração do título de imputação da sua participação qualificada, detendo aquela data 1,99% do capital social da EDP e respectivos direitos de voto, o que constitui uma passagem abaixo dos 2,00% detidos de forma directa do capital social da EDP.

EDP emite "Green Hybrid Bond" no montante de 1.000 milhões de Euros

No dia 23 de Janeiro de 2019, a EDP - Energias de Portugal S.A. fixou o preço de uma emissão de títulos representativos de dívida subordinada no montante de 1.000 milhões de Euros, com primeira opção de compra exercível pela EDP - Energias de Portugal S.A. cinco anos após a emissão, vencimento em Abril de 2079 e yield de 4,5% até à primeira data de reset a ocorrer 5 anos e 3 meses após a emissão.

Esta emissão destina-se ao financiamento ou refinanciamento, no todo ou em parte, do portfólio de projectos "Green" elegíveis do grupo EDP, que consiste em projectos renováveis - eólicos e solares - da EDP Renováveis, tal como divulgado no "Green Bond Framework" da EDP.

Alteração de participação qualificada - Credit Suisse Group AG

No dia 22 de Janeiro de 2019, a Credit Suisse Group AG comunicou à EDP que detém uma participação qualificada de 2,28% do capital social da EDP e respectivos direitos de voto.

A participação da Credit Suisse Group AG ultrapassou o patamar de 2% do capital social da EDP no dia 17 de Janeiro de 2019.

Posteriormente, no dia 28 de Janeiro de 2019, a Credit Suisse Group AG comunicou à EDP a alteração do título de imputação da sua participação qualificada, detendo aquela data 0,76% do capital social da EDP e respectivos direitos de voto, o que constitui uma passagem abaixo dos 2,00% detidos de forma directa do capital social da EDP.

EDPR estabelece contrato de venda de energia para 104MW relativo a novo projecto eólico nos EUA

A 12 de Fevereiro de 2018, a EDPR, controlada a 82,6% pela EDP, anunciou o estabelecimento de um contracto com a Tri-State Generation & Transmission Association, Inc. que visa a venda de energia produzida por 104MW pelo novo projecto eólico Crossing Trails. A operação tem como local o estado de Colorado, EUA, sendo o início das operações esperado para 2020.

Na sequência deste acordo, a EDPR já garantiu, aproximadamente, cerca de 1,2 GW de CAEs nos EUA para projectos a serem instalados no país em 2019 e 2020.

47. EDP Sucursal em Espanha

A EDP - Energias de Portugal - Sociedade Anónima, Sucursal em Espanha tem como missão a direcção e coordenação dos interesses energéticos das filiais dependentes do Grupo EDP em Espanha, organizada através das suas estruturas de direcção e coordenação com vista a assegurar o máximo de sinergias e criação de valor nas operações e actividades em Espanha, assumindo-se igualmente como a plataforma organizacional para liderar a integração ibérica de serviços de suporte. Neste sentido, encontram-se alocadas directamente ao património/activo da Sucursal as participações financeiras na EDP Servicios Financieros (Espanha), S.A.U. e na EDP España, S.A.U., bem como a participação financeira maioritária na EDP Renováveis S.A.

A Sucursal da EDP em Espanha tem escritórios em Madrid e Oviedo. De um ponto de vista formal e legal, a representação da Sucursal perante terceiros é realizada por via dos representantes permanentes, ou seja, pelos membros do Conselho de Administração Executivo da EDP nomeados para o efeito.

A estrutura de direcção, coordenação, gestão e representação da Sucursal da EDP em Espanha é composta por uma Comissão Executiva, um Comité Directivo e por representação directa nos Comités de Gestão EDP de âmbito ibérico.

A Comissão Executiva é composta essencialmente por cinco representantes permanentes da EDP, por um Director Geral Corporativo ("Group Controller" para as actividades em Espanha) e por responsáveis de primeira linha das unidades de negócio em Espanha, desempenhando o papel de principal órgão de direcção e coordenação da Sucursal e sendo responsável pela coordenação das actividades próprias dos representantes permanentes e do Comité Directivo. O Comité Directivo é presidido pelo Director Geral Corporativo e composto pela extensão natural das Direcções do Centro Corporativo da EDP em Espanha, nomeadamente, Direcção de Projectos e Novos Negócios, Direcção de Assessoria Jurídica, Direcção de Auditoria, Direcção de Administração e Finanças, Direcção de Recursos Humanos, Direcção da Fundação EDP Espanha e Direcção de Sistemas de Informação assegurando e agrupando homogeneamente as funções destas transversalmente para o território Espanhol estando dotado de 179 recursos humanos em 31 de Dezembro de 2018, dos quais 110 no próprio "payroll". Por último, a Sucursal EDP Espanha tem representação directa nos Comités de Gestão EDP de âmbito ibérico, nomeadamente nos Comités de Planeamento Energético, Preços e Volume, Mercados, Redes de Distribuição, Comercial e Produção.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

A Demonstração da Posição Financeira sintética da Sucursal é apresentada como segue:

Milhares de Euros	EDP Sucursal	
	Dez 2018	Dez 2017
Investimentos financeiros em empresas filiais:		
- EDP Renováveis, S.A.	4.154.431	4.154.431
- EDP España, S.A.U.	2.105.002	2.105.002
- EDP Servicios Financieros (España), S.A.U.	482.695	482.695
- EDP International Investments and Services, S.L.	281.854	281.854
Activos por impostos diferidos	86.314	72.487
Outros devedores e outros activos (ver nota 25)	9.693	894.059
Total de Activos Não Correntes	7.119.989	7.990.528
Outros devedores e outros activos	666.695	733.390
Impostos a receber	84.972	80.389
Caixa e equivalentes de caixa	67	1.454
Total de Activos Correntes	751.734	815.233
Total do Activo	7.871.723	8.805.761
Capitais próprios afectos	7.724.853	6.933.048
Benefícios aos empregados	2.258	3.073
Outros credores e outros passivos	67.351	199.279
Provisões	-	260
Total Passivos Não Correntes	69.609	202.612
Benefícios aos empregados	1.299	-
Outros credores e outros passivos (ver nota 38)	74.021	1.652.768
Impostos a pagar	1.941	17.333
Total Passivos Correntes	77.261	1.670.101
Total do Passivo	146.870	1.872.713
Total Capitais Próprios e Passivo	7.871.723	8.805.761

48. Matérias Ambientais

As despesas de carácter ambiental são as identificadas e incorridas para evitar, reduzir ou reparar danos de carácter ambiental, que decorram da actividade normal da empresa.

As despesas de carácter ambiental são registadas nos custos do período, excepto se qualificarem para reconhecimento como um activo, conforme determinado pela IAS 16.

Os investimentos de carácter ambiental reconhecidos em activos fixos tangíveis e intangíveis durante os períodos de 2018 e 2017, no Grupo, decompõem-se nos seguintes domínios:

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Protecção do ar e do clima	2.056	26.755
Gestão de águas residuais	116	130
Gestão de resíduos	346	3
Protecção e recuperação de solos, águas subterrâneas e superficiais	1.966	1.371
Redução de ruído e vibrações	262	430
Protecção da biodiversidade	12.283	11.571
Protecção da paisagem	15.687	9.382
Eficiência energética	19.259	12.337
Gestão de radiações electromagnéticas	6	5
Investigação e Desenvolvimento na área do ambiente	105	9
Outras actividades de gestão e protecção do ambiente	16.901	11.203
	68.987	73.196

A variação ocorrida na rubrica de Protecção do ar e do clima corresponde essencialmente ao facto dos sistemas de desnitrificação nas instalações de Soto e de Aboño, que tiveram um elevado investimento nos últimos anos, já se encontrarem em funcionamento desde 2017 e o investimento em 2018 ter sido residual.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Durante os anos de 2018 e 2017, o Grupo reconheceu despesas em resultados do período, que se decompõem nos seguintes domínios

Milhares de Euros	Grupo	
	Dez 2018	Dez 2017
Protecção do ar e do clima	144.146	115.066
Gestão de águas residuais	13.987	8.069
Gestão de resíduos	12.493	13.573
Protecção e recuperação de solos, águas subterrâneas e superficiais	1.182	2.243
Redução de ruído e vibrações	224	154
Protecção da biodiversidade	4.188	4.399
Protecção da paisagem	38	19
Eficiência energética	7.703	8.470
Gestão de radiações electromagnéticas	10	15
Investigação e Desenvolvimento na área do ambiente	668	393
Outras actividades de gestão e protecção do ambiente	10.857	11.871
	195.496	164.272

No decorrer de um trabalho profundo de análise às despesas de carácter ambiental incorridas pelo Grupo EDP, foram alterados os procedimentos de relato de matérias ambientais. Neste sentido, foram incluídas no reporte de 2018 e 2017, como despesa ambiental do Grupo, no domínio Protecção do ar e do clima, os consumos de licenças de emissão de CO2 (ver nota 7).

No âmbito do enquadramento e das tendências sócio/económicas actuais e futuras aliadas às práticas do Grupo EDP em matéria de sustentabilidade ambiental, o Grupo constitui provisões para fazer face aos custos com descomissionamento, desmantelamento e reposição e descontaminação de terrenos onde se encontram localizados os centros electroprodutores, cujo valor ascende a 86.963 milhares de Euros e 58.900 milhares de Euros para os parques electroprodutores térmicos sediados em Portugal e Espanha, respectivamente. Quanto às responsabilidades de desmantelar e colocar os terrenos onde se situam os parques eólicos na sua condição original, em 31 de Dezembro de 2018, as provisões ascendem a 288.503 milhares de Euros. Adicionalmente, as provisões relacionadas com o desmantelamento da central nuclear de Trillo ascendem a 44.205 milhares de Euros (ver notas 2 n) e 35).

Os proveitos ambientais reconhecidos no período de 2018 estão relacionados com a venda de resíduos de natureza ambiental no valor de 6.606 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 7.008 milhares de Euros) e a venda de subprodutos de natureza ambiental no valor de 248 milhares de Euros (31 de Dezembro de 2017: 367 milhares de Euros).

49. Processo investigação CMEC e DPH

Em 2012, a Comissão Europeia (CE) e as autoridades portuguesas (Departamento Central de Investigação e Acção Penal – DCIAP) receberam denúncias relativas à cessação dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) e à metodologia do mecanismo de Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), bem como aos direitos da EDP de utilização do Domínio Público Hídrico (DPH).

A esta data encontra-se ainda a decorrer a investigação do DCIAP no contexto da denúncia acima referida.

Na sequência de alterações na legislação da União Europeia e como parte da liberalização do sector da energia em Portugal, foi publicado o Decreto-Lei nº 240/2004, o qual determinou a cessação antecipada dos CAE de longo prazo assinados em 1996. Assim, a EDP e a REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN) assinaram em 2005 os acordos de cessação dos CAE, os quais foram aditados em 2007 e produziram efeitos a partir de 1 de Julho de 2007. A metodologia utilizada para determinar o montante da compensação a que a EDP tinha direito (CMEC) foi aprovada pela Comissão Europeia (CE) em 2004 (Decisão N161/2004) que a considerou efectiva e estritamente necessária.

Em 8 de Março de 2008, o Governo, a REN e a EDP Produção assinaram diversos contratos de concessão no âmbito dos quais a EDP Produção pagou aproximadamente 759 milhões de Euros como contrapartida económica e financeira pela utilização do DPH.

Na sequência da denúncia recebida, a CE solicitou esclarecimentos ao Estado Português sobre a cessação dos CAE e sua substituição pelos CMEC, tendo concluído, em Setembro de 2013, que a compensação recebida pela cessação antecipada não excedeu o valor necessário para reembolsar os custos de investimento a recuperar durante a vida útil dos activos e tendo ainda constatado que a aplicação dos CMEC se circunscreveu aos termos notificados à Comissão e por esta aprovados na decisão de 2004, pelo que decidiu que não era necessária uma investigação aprofundada sobre o tema.

Em Maio de 2017, a CE encerrou o seu procedimento formal de investigação aprofundada sobre os direitos de concessão do DPH, tendo concluído que a compensação paga pela EDP era compatível com as condições de mercado. A CE concluiu ainda que a metodologia financeira utilizada para avaliar o preço da extensão das concessões era apropriada e resultou num preço de mercado justo, pelo que não foi concedido à EDP qualquer apoio estatal.

Em 2 de Junho de 2017, a EDP tomou conhecimento da investigação do DCIAP relativa aos valores devidos à EDP pela cessação antecipada dos CAE e aos pagamentos efectuados pela EDP no âmbito da extensão das concessões do DPH. O DCIAP informou através de uma comunicação pública que as investigações continuam a decorrer e que os factos podem ser relativos a corrupção activa e passiva e participação económica em negócio e que foram efectuadas buscas nos escritórios da EDP, da REN enquanto operador da rede e ainda de uma consultora. No contexto da investigação, o DCIAP informou através da referida comunicação pública que alguns membros do Conselho de Administração Executivo da EDP, bem como ex-administradores que assinaram contratos relevantes, foram visados na investigação.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

A EDP não aceita quaisquer acusações de irregularidades da sua parte nem da parte de qualquer membro do Grupo EDP e acredita que os montantes devidos pela cessação antecipada dos CAE e o valor pago pelos direitos de concessão do DPH foram justos e em conformidade com as condições de mercado. No entanto, face à fase actual em que o processo se encontra, não é possível determinar o seu desfecho, nem os eventuais impactos ao nível das demonstrações financeiras.

50. Segmentos Operacionais

Em conformidade com o estabelecido na IFRS 8, um segmento operacional é uma componente do Grupo:

- (i) que desenvolve actividades de negócio através das quais se pode obter réditos e incorrer em gastos;
- (ii) cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelo principal responsável pela tomada de decisões operacionais do Grupo para efeitos da tomada de decisões sobre a imputação de recursos ao segmento e da avaliação do seu desempenho; e
- (iii) relativamente à qual esteja disponível informação financeira distinta.

O Grupo desenvolve um conjunto de actividades reguladas e liberalizadas no sector energético, com especial ênfase na produção, distribuição e comercialização de electricidade e gás.

O Grupo monitoriza a sua actividade com base em diversos segmentos de negócio, os quais englobam as actividades na Península Ibérica. Adicionalmente, e dada a sua especificidade, existe também uma análise separada do negócio de produção de electricidade através de fontes de energia eólica e solar, a qual é consubstanciada num segmento próprio (EDP Renováveis). De igual forma, atendendo à especificidade do mercado brasileiro, o Grupo também efectua uma análise separada dos negócios de produção, distribuição, transmissão e comercialização de electricidade no Brasil (EDP Brasil).

O Conselho de Administração Executivo analisa periodicamente relatórios com informação operacional sobre os segmentos, usando-os para monitorizar e comunicar a performance operacional dos seus negócios, bem como para decidir sobre a melhor alocação de recursos.

A gestão das actividades financeiras de todas as empresas do Grupo EDP (excepto Brasil) é realizada centralmente pela Direcção de Gestão Financeira da holding, de acordo com as políticas aprovadas pelo Conselho de Administração Executivo. Em resultado desta gestão, as operações financeiras e os resultados financeiros são apresentados apenas ao nível do Grupo EDP.

Os segmentos definidos pelo Grupo são os seguintes:

- Produção e Comercialização na Península Ibérica;
- Redes Reguladas na Península Ibérica;
- EDP Renováveis;
- EDP Brasil.

O segmento Produção e Comercialização na Península Ibérica corresponde às actividades de produção regulada e em mercado e à comercialização de electricidade em Portugal e Espanha. Este segmento inclui, nomeadamente, as seguintes empresas:

- EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A.;
- Fisigen – Empresa de Cogeração, S.A.;
- Pebble-Hydro – Consultoria, Investimentos e Serviços, Lda. (até à data da sua alienação em 2018);
- EDP Small-Hydro, S.A. (até à data da sua alienação em 2018);
- Empresa Hidroeléctrica do Guadiana, S.A.;
- Central Térmica Ciclo Combinado Grupo 4, S.A.;
- EDP Comercial - Comercialização de Energia, S.A.;
- EDP España, S.A.U.;
- EDP Comercializadora S.A.U.;
- EDP Gás.Com - Comércio de Gás Natural, S.A.;
- Greenvougá - Sociedade Gestora do Aproveitamento Hidroeléctrico do Ribeiradio-Ermida, S.A.

Adicionalmente, este segmento inclui a unidade de negócio de gestão de energia ibérica (UNGE) bem como as respectivas anulações de transacções entre as empresas identificadas acima. A UNGE é a unidade do Grupo EDP responsável pela gestão de compra e venda de energia no mercado ibérico, bem como pelas respectivas operações de cobertura.

O segmento Redes Reguladas na Península Ibérica corresponde à actividade de distribuição de electricidade em Portugal e em Espanha e comercializador de último recurso. Este segmento inclui, nomeadamente, as seguintes empresas:

- EDP Distribuição - Energia, S.A.;
- EDP Serviço Universal, S.A.;
- Electra de Llobregat Energía, S.L.;
- Hidrocontábrico Distribucion Eléctrica, S.A.U.;
- EDP Gás Serviço Universal, S.A.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

O período homólogo inclui ainda neste segmento a actividade de distribuição de gás em Portugal e Espanha, nomeadamente as seguintes empresas, que foram alienadas durante o ano de 2017:

- EDP Gás Distribuição, S.A. (até à data da alienação);
- Naturgás Energía Distribución, S.A.U. (até à data da alienação);
- EDP España Distribución Gas, S.A. (até à data da alienação);
- Naturgas Suministro GLP, S.A.U (até à data da alienação).

O segmento EDP Renováveis corresponde à actividade de produção de energia eléctrica através de fontes eólica e solar e inclui a totalidade das empresas dos subgrupos EDPR Europe, EDPR North America e EDPR Brasil. Este segmento inclui ainda a empresa holding EDP Renováveis, S.A. assim como todos os ajustamentos intra-segmento relativos às empresas que o compõem, incluindo os ajustamentos de consolidação.

O segmento EDP Brasil inclui as actividades de produção, transmissão, distribuição e comercialização de electricidade no Brasil, sendo composto pela holding EDP Energias do Brasil e todas as suas subsidiárias. Tal como no segmento EDP Renováveis, este segmento inclui todos os ajustamentos intra-segmento relativos às empresas que o compõem, incluindo os ajustamentos de consolidação.

Caracterização dos segmentos

Os valores reportados para cada segmento operacional resultam da agregação das subsidiárias e das unidades de negócio definidas no perímetro de cada segmento, bem como a anulação das transacções intra-segmentos.

As rubricas da demonstração de resultados, bem como da demonstração de posição financeira de cada segmento operacional, são determinadas com base nos montantes registados directamente nas empresas que compõem o segmento incluindo a anulação dos saldos intra-segmentos, não sendo efectuados quaisquer ajustamentos de imputação inter-segmentos.

Em cada segmento, os Activos incluem essencialmente as rubricas de Activos Fixos Tangíveis e Intangíveis, Goodwill, Clientes e Inventários. As rubricas de Devedores e Outros Activos são alocados aos segmentos reportáveis de acordo com a sua natureza. As restantes rubricas do Activo não alocadas aos segmentos reportáveis são apresentadas na "Reconciliação da informação por segmento operacional com as Demonstrações Financeiras".

Em cada segmento, os Passivos incluem essencialmente as rubricas de Provisões e Benefícios aos Empregados. As rubricas de Credores e Outros Passivos são alocadas aos segmentos reportáveis de acordo com a sua natureza. As restantes rubricas do Passivo não alocadas directamente aos segmentos reportáveis são apresentadas na "Reconciliação da informação por segmento operacional com as Demonstrações Financeiras".

Nos termos da IFRS 8, o Grupo EDP divulga como Investimento operacional as adições em activos não correntes, excepto instrumentos financeiros, activos por impostos diferidos e activos por benefícios pós-emprego. Desta forma, em cada Segmento, o Investimento Operacional inclui as adições do ano de Activos Fixos Tangíveis; Intangíveis e os Activos a receber no âmbito da concessão - IFRIC 12 ao abrigo do modelo do activo financeiro, excluindo Licenças de CO2 e Certificados Verdes, líquido das adições do ano de Subsídios ao Investimento de Imobilizado, das Comparticipações de clientes e das alienações de imóveis no próprio exercício. As divulgações de "goodwill" encontram-se na nota 18.

Nas demonstrações financeiras consolidadas, os investimentos em "joint ventures" e em empresas associadas são registados pelo método de equivalência patrimonial de acordo com a política contabilística divulgada na nota 2, sendo que estes são divulgados por segmento reportável nos termos da IFRS 8. Estes investimentos estão alocados ao segmento de negócio a que respeita a sua actividade operacional.

Informação geográfica

O Grupo monitoriza a sua actividade com base nos segmentos de negócio acima referidos, contudo tem actividade em diversas localizações geográficas, sendo a sua sede social em Portugal.

As Receitas de vendas e serviços de energia e outros por mercados geográficos, para o Grupo EDP, são analisados na nota 7. Adicionalmente, a informação geográfica abaixo, detalha os Activos não correntes excluindo os Instrumentos financeiros, os Activos por impostos diferidos e os Benefícios aos empregados. Na apresentação desta informação, as Receitas de vendas e serviços de energia e outros, assim como os Activos não correntes, têm por base a localização geográfica das empresas onde se encontram registados os Activos.

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Os Activos não correntes por mercados geográficos, para o Grupo EDP, são analisados como segue:

Dez 2018						
Milhares de Euros	Portugal	Espanha	Brasil	EUA	Outros	Grupo
Activos fixos tangíveis	6.515.345	4.356.962	2.005.096	7.280.402	2.549.706	22.707.511
Activos intangíveis	3.742.535	96.980	720.645	60.233	116.137	4.736.530
Goodwill	49.889	1.348.317	35.040	689.799	128.416	2.251.461
	10.307.769	5.802.259	2.760.781	8.030.434	2.794.259	29.695.502

Dez 2017						
Milhares de Euros	Portugal	Espanha	Brasil	EUA	Outros	Grupo
Activos fixos tangíveis	6.869.565	4.448.116	2.221.150	6.762.635	2.429.149	22.730.615
Activos intangíveis	3.602.846	58.031	904.487	82.333	99.663	4.747.360
Goodwill	49.937	1.348.317	46.639	659.144	128.631	2.232.668
	10.522.348	5.854.464	3.172.276	7.504.112	2.657.443	29.710.643

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Informação por segmentos operacionais em 31 de Dezembro de 2018

Milhares de Euros	Península Ibérica			EDP Renováveis	EDP Brasil	Total dos Segmentos
	Produção e Comercialização	Redes Reguladas				
Receitas de vendas e serviços de energia e outros						
Receitas inter-segmentos	8.382.020	4.794.660		1.527.600	3.211.895	17.916.175
Receitas com terceiros	96.759	1.980.015		549.277	1.342	2.627.393
	8.285.261	2.814.645		978.323	3.210.553	15.288.782
Margem Bruta						
	1.434.303	1.280.272		1.511.523	877.379	5.103.477
Outros proveitos	32.436	31.079		377.123	84.098	524.736
Fornecimentos e serviços externos	-291.130	-276.063		-345.317	-145.639	-1.058.149
Custos com o pessoal e benefícios aos empregados	-138.997	-136.935		-114.989	-113.132	-524.053
Outros custos	-228.237	-277.481		-128.820	-38.315	-672.853
Imparidades de clientes e devedores	-25.951	4.316		395	-15.452	-36.692
Resultado Operacional Bruto						
	762.424	625.188		1.299.915	648.939	3.336.466
Provisões	-278.412	-3.434		-332	-10.945	-293.123
Amortizações e imparidades	-417.285	-282.330		-545.885	-144.221	-1.389.721
Resultado Operacional						
	66.727	339.424		753.698	493.773	1.653.622
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas						
	4.041	35		1.649	690	6.415
Activos						
	11.079.505	4.986.296		16.145.058	4.005.664	36.216.523
Investimentos em joint ventures e associadas contabilizados pelo método de equivalência patrimonial						
	11.353	63		348.725	455.491	815.632
Passivos						
	2.800.925	2.238.194		1.791.475	789.404	7.619.998
Investimento Operacional						
	167.862	275.923		1.274.698	262.872	1.981.355

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Reconciliação da informação por segmento operacional com as Demonstrações Financeiras em Dezembro de 2018

Milhares de Euros	
Total de Receitas de vendas e serviços de energia e outros dos Segmentos Reportados	17.916.175
Receitas de vendas e serviços de energia e outros de Outros Segmentos	334.026
Ajustamentos e Eliminação de Operações inter-segmentos *	-2.972.116
Total de Receitas de vendas e serviços de energia e outros do Grupo EDP	15.278.085
Total da Margem Bruta dos Segmentos Reportados	5.103.477
Margem Bruta de Outros Segmentos	332.285
Ajustamentos e Eliminação de Operações inter-segmentos *	-336.580
Total do Margem Bruta do Grupo EDP	5.099.182
Total do Resultado Operacional Bruto dos Segmentos Reportados	3.336.466
Resultado Operacional Bruto de Outros Segmentos	-7.973
Ajustamentos e Eliminação de Operações inter-segmentos *	-11.364
Total do Resultado Operacional Bruto do Grupo EDP	3.317.129
Total do Resultado Operacional dos Segmentos Reportados	1.653.622
Resultado Operacional de Outros Segmentos	-42.862
Ajustamentos e Eliminação de Operações inter-segmentos *	-26.381
Total do Resultado Operacional do Grupo EDP	1.584.379
Total de Activos dos Segmentos Reportados	36.216.523
Activos não alocados	5.506.858
Activos Financeiros	2.132.308
Activos por Impostos	1.559.980
Outros Activos	1.814.570
Activos de Outros Segmentos	831.985
Eliminação de activos inter-segmentos *	-928.406
Total de Activos do Grupo EDP	41.626.960
Total de Investimentos em joint ventures e associadas contabilizados pelo método de equivalência patrimonial dos Segmentos Reportados	815.632
Investimentos em joint ventures e associadas contabilizados pelo método de equivalência patrimonial de Outros Segmentos	135.981
Total de Activos financeiros - Investimentos em joint ventures e associadas do Grupo EDP	951.613
Total de Passivos dos Segmentos Reportados	7.619.998
Passivos não alocados	21.640.445
Passivos Financeiros	16.084.899
Parcerias institucionais nos EUA	2.231.249
Passivos por Impostos	1.238.427
Outros Passivos	2.085.870
Conta de Hidraulicidade	0
Passivos de Outros Segmentos	804.274
Eliminação de passivos inter-segmentos *	-1.338.084
Total de Passivos do Grupo EDP	28.726.633
Total de Investimento Operacional dos Segmentos Reportados	1.981.355
Investimento Operacional de Outros Segmentos	49.812
Total de Investimento Operacional do Grupo EDP	2.031.167
Desmantelamentos de Activos Tangíveis	12.937
Licenças de Emissão de CO2 e Certificados Verdes	301.393
Subsídios ao Investimento	-62.660
Outros Investimentos	36.703
Total de Adições dos Activos Fixos do Grupo EDP (Notas 16 e 17)	2.319.540

	Total dos Segmentos Reportados	Outros Segmentos	Ajustamentos e Eliminação de Operações inter-segmentos*	Total do Grupo EDP
Outros proveitos	524.736	69.516	-31.575	562.677
Fornecimentos e serviços externos	-1.058.149	-242.906	344.094	-956.961
Custos com o pessoal e benefícios aos empregados	-524.053	-139.398	11.911	-651.540
Outros custos	-672.853	-27.470	-15.056	-715.379
Imparidades de clientes e devedores	-36.692	15.899	-57	-20.850
Provisões	-293.123	5.185	-	-287.938
Amortizações e imparidades	-1.389.721	-40.074	-15.017	-1.444.812
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	6.415	4.443	-	10.858

* Essencialmente relacionado com a eliminação de saldos e transacções intragrupos

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Informação por segmentos operacionais em 31 de Dezembro de 2017

Milhares de Euros	Península Ibérica			EDP Renováveis	EDP Brasil	Total dos Segmentos
	Produção e Comercialização	Redes Reguladas				
Recetas de vendas e serviços de energia e outros						
Recetas inter-segmentos	7.817.808	5.352.487		1.636.762	3.432.521	18.239.578
Recetas com terceiros	44.802	2.168.557		279.942	1.232	2.494.533
	7.773.006	3.183.930		1.356.820	3.431.289	15.745.045
Margem Bruta	1.235.719	1.596.241		1.601.619	969.205	5.402.784
Outras proveitos	43.876	46.210		320.508	3.640	414.234
Fornecimentos e serviços externos	-313.509	-321.742		-326.886	-171.640	-1.133.777
Custos com o pessoal e benefícios aos empregados	-157.864	-145.389		-100.761	-129.418	-533.432
Outros custos	-253.495	-277.342		-128.162	-56.893	-715.892
Resultado Operacional Bruto	554.727	897.978		1.366.318	614.894	3.433.917
Provisões	6.012	1.948		185	-8.295	-150
Amortizações e imparidades	-589.166	-309.380		-563.365	-164.003	-1.625.914
Resultado Operacional	-28.427	590.546		803.138	442.596	1.807.853
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	7.559	120		2.708	-4.532	5.855
Activos	11.301.024	5.728.072		15.347.912	4.214.591	36.591.599
Investimentos em joint ventures e associadas contabilizados pelo método de equivalência patrimonial	25.205	69		303.518	381.190	709.982
Passivos	2.621.617	2.205.774		1.272.493	934.900	7.034.784
Investimento Operacional	195.870	348.729		1.051.098	214.174	1.809.871

WE LOVE ENERGY

EDP - Energias de Portugal, S.A. Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Reconciliação da informação por segmento operacional com as Demonstrações Financeiras em Dezembro de 2017

Milhares de Euros	
Total de Receitas de vendas e serviços de energia e outros dos Segmentos Reportados	18.239.578
Receitas de vendas e serviços de energia e outros de Outros Segmentos	390.638
Ajustamentos e Eliminação de Operações inter-segmentos *	-2.884.229
Total de Receitas de vendas e serviços de energia e outros do Grupo EDP	15.745.987
Total da Margem Bruta dos Segmentos Reportados	5.402.784
Margem Bruta de Outros Segmentos	390.261
Ajustamentos e Eliminação de Operações inter-segmentos *	-401.967
Total do Margem Bruta do Grupo EDP	5.391.078
Total do Resultado Operacional Bruto dos Segmentos Reportados	3.433.917
Resultado Operacional Bruto de Outros Segmentos **	548.461
Ajustamentos e Eliminação de Operações inter-segmentos *	7.571
Total do Resultado Operacional Bruto do Grupo EDP	3.989.949
Total do Resultado Operacional dos Segmentos Reportados	1.807.853
Resultado Operacional de Outros Segmentos	521.719
Ajustamentos e Eliminação de Operações inter-segmentos *	-11.655
Total do Resultado Operacional do Grupo EDP	2.317.917
Total de Activos dos Segmentos Reportados	36.591.599
Activos não alocados	5.442.234
Activos Financeiros	2.838.027
Activos por Impostos	1.329.021
Outros Activos	1.275.186
Activos de Outros Segmentos	999.638
Eliminação de activos inter-segmentos *	-958.422
Total de Activos do Grupo EDP	42.075.049
Total de Investimentos em joint ventures e associadas contabilizados pelo método de equivalência patrimonial dos Segmentos Reportados	709.982
Investimentos em joint ventures e associadas contabilizados pelo método de equivalência patrimonial de Outros Segmentos	133.100
Total de Activos financeiros - Investimentos em joint ventures e associadas do Grupo EDP	843.082
Total de Passivos dos Segmentos Reportados	7.034.784
Passivos não alocados	22.040.914
Passivos Financeiros	17.032.446
Parcerias institucionais nos EUA	2.163.722
Passivos por Impostos	1.029.988
Outros Passivos	1.813.184
Conta de Hidraulicidade	1.574
Passivos de Outros Segmentos	753.046
Eliminação de passivos inter-segmentos *	-1.233.955
Total de Passivos do Grupo EDP	28.594.789
Total de Investimento Operacional dos Segmentos Reportados	1.809.871
Investimento Operacional de Outros Segmentos	-84.384
Total de Investimento Operacional do Grupo EDP	1.725.487
Desmantelamentos de Activos Tangíveis	16.080
Licenças de Emissão de CO2 e Certificados Verdes	110.520
Subsídios ao Investimento	10.642
Outros Investimentos ***	143.981
Total de Adições dos Activos Fixos do Grupo EDP	2.006.710

	Total dos Segmentos Reportados	Outros Segmentos	Ajustamentos e Eliminação de Operações inter-segmentos*	Total do Grupo EDP
Outros proveitos	414.234	658.094	-35.329	1.036.999
Fornecimentos e serviços externos	-1.133.777	-275.707	418.951	-990.533
Custos com o pessoal e benefícios aos empregados	-533.432	-160.541	13.140	-680.833
Outros custos	-715.892	-63.646	12.776	-766.762
Provisões	-150	3.777	-	3.627
Amortizações e imparidades	-1.625.914	-30.520	-19.225	-1.675.659
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	5.855	5.666	-	11.521

* Essencialmente relacionado com a eliminação de saldos e transacções intragrupos

** Inclui 591 milhões de Euros relativos à mais valia na alienação do Grupo Naturgás

*** A rubrica de Outros Investimentos respeita maioritariamente à contribuição em espécie da sede de Lisboa (+120 milhões de Euros), ao contrato de arrendamento de longo prazo do edifício sede (+55 milhões de Euros), parcialmente compensado pela reclassificação para detidos para venda dos activos intangíveis da EDP Gás Distribuição (-14 milhões de Euros), a qual apenas foi vendida no decurso do 4º trimestre.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais em e
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

51. Reconciliação de alterações nas responsabilidades decorrentes da actividade de financiamento 31 de Dezembro de 2018

Milhares de Euros	Grupo				
	Dívida Financeira e Derivados (inclui depósitos colaterais)				
	Empréstimos obtidos (Nota 33)	Depósitos Colaterais (Nota 33)	Inst. Financeiros Derivados (Nota 41) *	Parcerias Instit. nos EUA (Nota 36)	Suprimentos de interesses não controláveis (Nota 38)
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	18.026.676	-52.031	-78.082	2.339.425	685.764
Fluxos de caixa:					
Recebimentos/(Pagamentos) de dívida financeira (inclui depósitos colaterais)	-447.042	6.699	-	-	-
Juros e custos similares de dívida financeira incluindo derivados de cobertura	-830.101	-	40.171	-	-
Recebimentos/(Pagamentos) de suprimentos de interesses não controláveis	-	-	-	-	8.229
Juros e custos similares de suprimentos de interesses não controláveis	-	-	-	-	-25.405
Recebimentos/(Pagamentos) de instrumentos financeiros derivados	-	-	-90.876	-	-
Recebimentos/(Pagamentos) antecipados de parcerias institucionais nos EUA	-	-	-	250.022	-
Variações de Perímetro	252.350	-1.900	-1.011	-	7.168
Diferenças de câmbio	-736.865	1.977	-7.541	-289.892	3.002
Alterações ao Justo Valor	-81.415	-	84.850	-	-
Juros do período e acréscimos e diferimentos de gastos	807.870	-	-40.643	1.174	34.044
Efeito financeiro do desconto ("Unwinding")	-	-	-	88.561	-
Reconhecimento de ITC/PTC	-	-	-	-225.568	-
Reclassificação para Passivo Detido para Venda	-73.708	-	-18.244	-	-
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	16.917.765	-45.255	-111.376	2.163.722	712.802
Fluxos de caixa:					
Recebimentos/(Pagamentos) de dívida financeira (inclui depósitos colaterais)	-775.612	-154.470	-	-	-
Juros e custos similares de dívida financeira incluindo derivados de cobertura	-635.329	-	11.885	-	-
Recebimentos/(Pagamentos) de suprimentos de interesses não controláveis	-	-	-	-	-61.907
Juros e custos similares de suprimentos de interesses não controláveis	-	-	-	-	-32.458
Recebimentos/(Pagamentos) de instrumentos financeiros derivados	-	-	17.796	-	-
Recebimentos/(Pagamentos) antecipados de parcerias institucionais nos EUA	-	-	-	225.353	-
Variações de Perímetro	-32.197	-	-254	-162.123	-4.649
Diferenças de câmbio	-2.157	6.834	-318	101.530	-2.903
Alterações ao Justo Valor	-21.747	-	-28.258	-	-
Juros do período e acréscimos e diferimentos de gastos	634.176	-	-8.644	7.254	31.989
Efeito financeiro do desconto ("Unwinding")	-	-	-	80.684	-
Reconhecimento de ITC/PTC	-	-	-	-185.171	-
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	16.084.899	-192.891	-119.169	2.231.249	642.874

* São considerados como actividade de financiamento todos os Instrumentos Financeiros Derivados excepto os associados a matérias-primas.

Milhares de Euros	Individual			
	Dívida Financeira e Derivados			
	Empréstimos obtidos (Nota 33)	Inst. Financeiros Derivados (Nota 41) *	Sistema Financeiro do Grupo (Notas 25 e 38)	Empresas do Grupo (Nota 38)
Saldo em 31 de Dezembro de 2016	11.193.266	-691.501	-567.129	2.615.269
Fluxos de caixa:				
Recebimentos/(Pagamentos) de dívida financeira (inclui depósitos colaterais)	2.323.319	-	-	-
Juros e custos similares de dívida financeira incluindo derivados de cobertura	-310.404	-6.296	-	-
Recebimentos/(Pagamentos) de empréstimos de partes relacionadas	-	-	76.225	-520.894
Juros e custos similares de empréstimos de partes relacionadas, incluindo derivados de cobertura	-	43.974	-	-138.717
Recebimentos/(Pagamentos) de instrumentos financeiros derivados	-	34.380	-	-
Diferenças de câmbio	-28.937	-	-	-296.317
Alterações ao Justo Valor	-	251.929	-	-
Juros do período e acréscimos e diferimentos de gastos	311.053	-41.372	-	131.049
Saldo em 31 de Dezembro de 2017	13.488.297	-408.886	-490.904	1.790.390
Fluxos de caixa:				
Recebimentos/(Pagamentos) de dívida financeira (inclui depósitos colaterais)	-633.958	-	-	-
Juros e custos similares de dívida financeira incluindo derivados de cobertura	-309.874	-2.125	-	-
Recebimentos/(Pagamentos) de empréstimos de partes relacionadas	-	-	845.951	-1.675.615
Juros e custos similares de empréstimos de partes relacionadas, incluindo derivados de cobertura	-	22.524	-	-63.496
Recebimentos/(Pagamentos) de instrumentos financeiros derivados	-	312.433	-	-
Variações de Perímetro	-	-	-563	-
Diferenças de câmbio	9.879	-	-	8.032
Alterações ao Justo Valor	-	23.262	-	-
Juros do período e acréscimos e diferimentos de gastos	256.137	-20.728	-	38.325
Saldo em 31 de Dezembro de 2018	12.810.481	-73.520	354.484	97.636

* São considerados como actividade de financiamento todos os Instrumentos Financeiros Derivados excepto os associados a matérias-primas.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Anexo I. Empresas do Perímetro de Consolidação

As Empresas Subsidiárias onde o Grupo exerce controlo, à data de 31 de Dezembro de 2018, são apresentadas como se segue:

Empresas subsidiárias	Sede	Capital Social / Moeda	Activos 31-Dez-18 Euro'000	Passivos 31-Dez-18 Euro'000	Capitais Próprios 31-Dez-18 Euro'000	Total Proventos 31-Dez-18 Euro'000	Resultados Líquidos 31-Dez-18 Euro'000	% Grupo	% Individual
Empresa-Matriz do Grupo e Actividades Conexas:									
Portugal:									
EDP - Energias de Portugal, S.A. (Empresa-Matriz do Grupo EDP)	Lisboa	3.656.537.715 EUR	21.143.641	15.288.504	5.855.137	111.682	-54.115	100,00%	-
CEO – Companhia da Energia Oceânica, S.A.	Póvoa do Varzim	65.435 EUR	1.612	675	937	-	-210	52,07%	-
EDP Estudos e Consultoria, S.A.	Lisboa	50.000 EUR	7.459	2.514	4.945	8.239	1.184	100,00%	100,00%
EDP Imobiliária e Participações, S.A.	Lisboa	10.000.000 EUR	18.093	5.804	12.289	7.397	4.762	100,00%	100,00%
EDP Inovação, S.A.	Lisboa	50.000 EUR	53.457	47.473	5.984	5.009	-742	100,00%	100,00%
EDP Internacional, S.A.	Lisboa	50.000 EUR	18.358	5.392	12.966	2.181	10.018	100,00%	100,00%
EDP IS – Investimentos e Serviços, Sociedade Unipessoal, Lda	Lisboa	140.309.500 EUR	450.153	196.666	253.488	-	20.649	100,00%	100,00%
EDP Ventures, S.G.P.S., S.A.	Lisboa	50.000 EUR	39.500	25.739	13.761	30	539	100,00%	-
ENAGÁS - S.G.P.S., S.A.	Lisboa	299.400 EUR	6.725	974	5.750	-	-2.315	60,00%	-
Fundo EDP CleanTech FCR	Lisboa	25.000.000 EUR	26.396	2.296	24.099	-	-627	60,00%	-
Labeltec - Estudos, Desenvolvimento e Actividades Laboratoriais, S.A.	Sacavém	2.200.000 EUR	17.330	8.354	8.976	15.241	1.348	100,00%	100,00%
Sávida - Medicina Apoiada, S.A.	Lisboa	450.000 EUR	16.757	9.306	7.451	27.595	2.082	100,00%	100,00%
Outros Países:									
EDP - Ásia Soluções Energéticas Limitada	Macau	1.500.000 MOP	2.400	28	2.371	686	63	100,00%	5,00%
EDP Finance, B.V.	Amsterdão	2.000.000 EUR	13.933.761	13.807.915	125.846	-	-13.641	100,00%	100,00%
EDP International Investments and Services, S.L.	Oviedo	4.702 EUR	533.951	157.064	376.888	-	29.504	100,00%	36,07%
EDP Servicios Financieros España, S.A.U.	Oviedo	10.300.058 EUR	2.903.417	2.361.202	542.215	-	7.186	100,00%	100,00%
Energia RE - Sociedade Catiwa de Resseguro, S.A.	Luxemburgo	3.000.000 EUR	147.612	98.731	48.881	24	963	100,00%	100,00%
Actividade de Electricidade e Gás - Portugal:									
Produção de Electricidade:									
EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A.	Lisboa	1.650.000.000 EUR	8.950.131	3.688.242	5.261.888	1.531.558	-34.884	100,00%	100,00%
Empresa Hidroeléctrica do Guadiana, S.A.	Lisboa	72.047.035 EUR	433.232	237.048	196.184	35.714	-33.053	100,00%	-
Energin - Sociedade de Produção de Electricidade e Calor, S.A.	Lisboa	50.000 EUR	169	2	167	-	-1	65,00%	-
FSIGEN - Empresa de Cogeração, S.A.	Lisboa	50.000 EUR	21.795	21.537	258	24.102	1.107	51,00%	-
Greenvouga - Soc. Gest. do Aproveit. Hidroel. de Ribeiradio-Ermida, S.A.	Lisboa	1.000.000 EUR	243.827	180.900	62.927	9.779	-2.538	100,00%	-
Tergen - Operação e Manutenção de Centrais Termoeléctricas, S.A.	Carregado	250.000 EUR	3.941	2.754	1.187	7.220	171	100,00%	-
Distribuição de Electricidade:									
EDP Distribuição de Energia, S.A.	Lisboa	200.013.000 EUR	5.351.027	4.169.860	1.181.167	2.161.138	123.400	100,00%	100,00%
EDP MOP - Operação de Pontos de Carregamento de Mobilidade Eléctrica, S.A.	Lisboa	50.000 EUR	860	830	29	2	-206	100,00%	-
Comercialização de Electricidade:									
EDP Comercial - Comercialização de Energia, S.A.	Lisboa	20.842.695 EUR	769.681	681.727	87.955	3.272.929	-14.339	100,00%	100,00%
EDP Energia Italia S.R.L.	Milão	10.000 EUR	27	25	2	-	-8	100,00%	-
EDP Energie France	Paris	10.000 EUR	12	13	-1	-	-11	100,00%	-
EDP Energia Polska	Varsóvia	8.505.000 EUR	1.996	49	1.947	-	-31	100,00%	-
EDP Serviço Universal, S.A.	Lisboa	10.104.000 EUR	1.087.490	1.049.697	37.794	2.605.042	8.198	100,00%	-
Distribuição de Gás:									
EDP Gás Serviço Universal, S.A.	Porto	1.050.996 EUR	19.880	10.086	9.794	15.587	469	100,00%	100,00%
Comercialização de Gás:									
EDP GÁS.Com - Comércio de Gás Natural, S.A.	Lisboa	50.000 EUR	96.908	87.293	9.615	388.873	1.841	100,00%	100,00%
Serviços Partilhados:									
EDP - Soluções Comerciais, S.A.	Lisboa	50.000 EUR	46.860	46.045	815	100.264	766	100,00%	100,00%
EDP Valor - Gestão Integrada de Serviços, S.A.	Lisboa	4.550.000 EUR	83.408	72.642	10.766	46.356	3.329	100,00%	100,00%
Outras actividades:									
CNET - Centre for New Energy Technologies, S.A.	Sacavém	300.000 EUR	936	535	401	160	61	60,00%	-
EDP Mediadora, S.A.	Lisboa	50.000 EUR	7.981	3.066	4.915	3.961	2.291	100,00%	-
EDP Ventures - Sociedade de Capital de Risco, S.A.	Lisboa	125.000 EUR	814	183	631	557	384	100,00%	-
SGORME – Soc. Gestora de Operações da Rede de Mobilidade Eléctrica, S.A.	Lisboa	500.000 EUR	143	835	-692	-	-12	91,00%	-
Actividade de Electricidade e Gás - Espanha:									
Produção de Electricidade:									
EDP España, S.A.U. (Empresa-Matriz do Subgrupo HC Energia)	Oviedo	421.739.790 EUR	3.606.560	1.190.077	2.416.483	1.498.310	52.682	100,00%	100,00%
Central Termica Ciclo Combinado Grupo 4, S.L.	Oviedo	2.117.000 EUR	152.978	334.394	-181.416	51.289	-19.049	75,00%	-
EDP Iberia, S.L.	Bilbau	130.260.000 EUR	2.690.344	116.494	2.573.850	8.896	-152.034	100,00%	-
Iberenergia, S.A.U.	Oviedo	60.200 EUR	196.273	171.997	24.276	68.242	6.868	100,00%	-
Distribuição de Electricidade:									
Electra Llobregat Energia, S.L.	Barcelona	90.000 EUR	4.819	3.360	1.458	398	2.180	75,00%	-
Comercialização de Electricidade:									
EDP Comercializadora de Ultimo Recurso, S.A.	Oviedo	240.000 EUR	29.809	29.012	797	105.263	-4.327	100,00%	-
EDP Energia Ibérica, S.A.	Oviedo	60.200 EUR	189	13.105	-12.916	241	-49	100,00%	-
EDP Energia, S.A.U.	Oviedo	1.000.000 EUR	317.657	256.167	61.490	1.236.125	-15.326	100,00%	-
Hidrocanalábico Distribucion Eléctrica, S.A.U.	Oviedo	44.002.000 EUR	951.129	599.417	351.712	222.269	75.965	100,00%	-
Comercialização de Gás:									
EDP Comercializadora, S.A.U.	Bilbau	1.487.895 EUR	467.589	415.933	51.656	843.945	4.016	100,00%	-
Actividade de Electricidade - Brasil:									
Empresa-Matriz e Actividades Conexas:									
EDP Energias do Brasil, S.A. (Empresa-Matriz do Subgrupo EDP Brasil)	São Paulo	4.682.715.947 BRL	2.235.250	306.930	1.928.320	1.195	294.026	51,26%	-
Produção de Electricidade:									
Energest, S.A.	São Paulo	48.204.770 BRL	70.801	27.539	43.262	64.357	29.573	51,26%	-
Enepeixe, S.A.	São Paulo	299.735.967 BRL	478.408	331.806	146.602	76.032	23.142	30,76%	-
Investco, S.A.	Tocantins	804.458.842 BRL	254.724	53.131	201.593	33.639	8.803	20,90%	-
Lojeado Energia, S.A.	São Paulo	6.867.541 BRL	289.522	153.756	135.765	133.088	34.501	28,64%	-
Porto do Pecém Geração de Energia, S.A.	Ceará	3.007.810.902 BRL	959.972	420.171	539.801	408.644	52.185	51,26%	-
Resende Engenharia e Assessoria, Ltda.	São Paulo	21.533.319 BRL	4.773	5	4.768	-	-3	51,26%	-

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Empresas subsidiárias	Sede	Capital Social / Moeda	Activos 31-Dez-18 Euro'000	Passivos 31-Dez-18 Euro'000	Capitais Próprios 31-Dez-18 Euro'000	Total Proveitos 31-Dez-18 Euro'000	Resultados Líquidos 31-Dez-18 Euro'000	% Grupo	% Individual
Distribuição de Electricidade:									
EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.	Espírito Santo	650.572.403 BRL	861.869	650.105	211.764	787.479	38.994	51,26%	-
EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A.	São Paulo	596.669.107 BRL	914.605	639.868	274.737	972.582	48.989	51,26%	-
Comercialização de Electricidade:									
EDP - Soluções em Energia, S.A.	Rio Grande do Sul	70.722.773 BRL	23.749	9.199	14.550	8.476	51	51,26%	-
EDP - Comercialização e Serviços de Energia, LTDA.	São Paulo	26.217.026 BRL	113.483	76.933	36.550	928.156	27.734	51,26%	-
EDP Comercialização Varejista, Ltda	São Paulo	4.531.000 BRL	1.312	87	1.225	566	213	51,26%	-
Transmissão de Electricidade:									
EDP Transmissão, S.A.	Espírito Santo	8.630.148 BRL	38.539	34.904	3.634	27.539	3.660	51,26%	-
EDP Transmissão Aliança SC, S.A.	Espírito Santo	13.000.999 BRL	324.713	321.305	3.408	41.361	691	46,14%	-
EDP Transmissão SP-MG, S.A.	Espírito Santo	15.000.999 BRL	10.174	6.667	3.508	7.403	236	51,26%	-
EDP Transmissão MA I, S.A.	Espírito Santo	6.400.999 BRL	4.399	2.915	1.484	2.906	68	51,26%	-
EDP Transmissão MA II, S.A.	Espírito Santo	4.000.999 BRL	3.783	3.117	666	2.797	-202	51,26%	-
Outras actividades:									
EDP Grid Gestão de Redes Inteligentes de Distribuição, S.A.	Espírito Santo	55.986.011 BRL	42.681	29.693	12.988	10.764	-1.764	51,26%	-
EDP Ventures Brasil S.A.	São Paulo	999 BRL	225	240	-15	-	-16	51,26%	-
Actividade de Energias Renováveis:									
Empresa-Matriz e Actividades Conexas:									
EDP Renováveis, S.A. (Empresa-Matriz de Subgrupo EDP Renováveis)	Oviedo	4.361.540.810 EUR	6.806.941	1.378.058	5.428.883	26.900	29.602	82,56%	82,56%
EDP Renováveis Servicios Financieros, S.L.	Oviedo	84.691.368 EUR	2.985.290	2.573.432	411.858	45	7.865	82,56%	-
Geografia / Plataforma Europa:									
Espanha:									
EDP Renewables Europe, S.L.U. (Empresa-Matriz de Subgrupo EDPR EU)	Oviedo	249.498.800 EUR	3.061.490	597.214	2.464.276	56.537	94.155	82,56%	-
Acampo Arias, S.L.U.	Zaragoza	3.314.300 EUR	44.153	38.321	5.832	6.446	2.186	78,43%	-
Aplicaciones Industriales de Energías Limpias, S.L.	Zaragoza	131.288 EUR	1.651	1	1.650	-	1.683	50,78%	-
Aprofilament D'Energies Renovables de la Terra Alta, S.A.	Barcelona	1.994.350 EUR	83	71	12	177	-3	49,61%	-
Bon Vent de Corbera, S.L.U.	Barcelona	7.255.000 EUR	55.715	32.619	23.096	11.868	3.261	82,56%	-
Bon Vent de L'Ebre, S.L.U.	Barcelona	12.600.000 EUR	51.773	35.061	16.712	12.697	4.210	42,11%	-
Bon Vent de Vilalba, S.L.U.	Barcelona	3.600.000 EUR	49.999	45.090	4.909	11.203	2.889	42,11%	-
Desarrollos Eólicos de Teruel, S.L.	Zaragoza	60.100 EUR	621	561	60	-	-	42,11%	-
EDP Renovables España, S.L.U.	Oviedo	46.128.100 EUR	1.331.650	538.323	793.327	166.937	106.909	82,56%	-
EDPR Offshore España, S.L.	Oviedo	385.500 EUR	2.485	399	2.086	145	383	82,56%	-
EDPR Participaciones, S.L.U.	Oviedo	7.968.700 EUR	528.687	174.720	353.967	-	31.270	42,11%	-
EDPR Yield, S.A.U.	Oviedo	99.405.403 EUR	417.571	5.078	412.493	-	37.473	82,56%	-
Eólica Arlanzón, S.A.	Madrid	4.508.980 EUR	17.055	5.137	11.918	3.644	779	70,18%	-
Eólica Campollano, S.A.	Madrid	6.559.994 EUR	65.274	39.952	25.322	13.435	2.711	61,92%	-
Eólica de Radona, S.L.U.	Madrid	22.088.000 EUR	45.984	22.683	23.302	8.729	1.787	42,11%	-
Eólica del Alfaz, S.L.U.	Madrid	8.480.000 EUR	117.809	85.136	32.673	28.531	10.161	42,11%	-
Eólica Don Quijote, S.L.U.	Albacete	3.006 EUR	34.008	33.276	732	9.061	2.714	42,11%	-
Eólica Dulcinea, S.L.U.	Albacete	10.000 EUR	22.445	21.657	788	5.514	1.607	42,11%	-
Eólica Fontelsiva, S.L.U.	La Coruña	6.860.000 EUR	43.328	27.868	15.460	7.962	1.689	82,56%	-
Eólica La Brújula, S.A.	Madrid	3.294.000 EUR	43.341	22.153	21.188	9.660	2.339	82,56%	-
Eólica La Janda, S.L.U.	Madrid	4.525.000 EUR	160.377	132.852	27.525	34.381	12.299	82,56%	-
Eólica La Navica, S.L.U.	Madrid	10.000 EUR	25.761	24.014	1.747	6.818	2.179	42,11%	-
Eólica Sierra de Ávila, S.L.	Madrid	12.977.466 EUR	96.411	59.132	37.278	14.262	1.682	82,56%	-
Iberia Aprovechamientos Eólicos, S.A.	Zaragoza	1.918.728 EUR	19.398	15.521	3.877	4.828	1.507	77,61%	-
Parc Eòlic de Coll de Moro, S.L.U.	Barcelona	7.808.920 EUR	79.873	69.113	10.760	11.262	2.635	82,56%	-
Parc Eòlic de Torre Madrina, S.L.U.	Barcelona	7.754.897 EUR	73.287	57.858	15.429	12.081	3.498	82,56%	-
Parc Eòlic de Vilalba dels Arcs, S.L.U.	Barcelona	3.065.739 EUR	33.607	24.169	9.439	6.642	2.454	82,56%	-
Parc Eòlic Serra Voltorera, S.L.U.	Barcelona	3.458.010 EUR	21.698	11.016	10.682	3.960	564	82,56%	-
Parque Eólico Altos del Valtoya, S.A.	Madrid	6.434.349 EUR	22.910	3.482	19.428	5.430	953	76,37%	-
Parque Eólico la Sotonera, S.L.	Zaragoza	2.000.000 EUR	13.148	4.683	8.465	2.915	848	57,66%	-
Parque Eólico Los Cantales, S.L.U.	Zaragoza	1.963.050 EUR	17.260	12.191	5.069	4.859	1.868	82,56%	-
Parque Eólico Santa Quiteria, S.L.	Huesca	63.006 EUR	16.843	2.380	14.462	3.751	1.143	69,32%	-
Parque Eólico Valdelugo, S.L.	Madrid	3.200 EUR	3	1	2	-	-1	82,56%	-
Renovables Castilla la Mancha, S.A.	Albacete	60.102 EUR	24.820	21.975	2.846	6.078	1.850	74,31%	-
Tébar Eólica, S.A.	Madrid	4.720.400 EUR	12.804	3.833	8.971	5.739	2.404	82,56%	-
Portugal:									
EDP Renováveis Portugal, S.A.	Porto	7.500.000 EUR	475.416	346.496	128.920	143.182	60.621	42,11%	-
EDP Renewables, SGPS, S.A.	Porto	50.000 EUR	182.392	51.941	130.452	-	8.147	82,56%	-
EDPR PT - Parques Eólicos, S.A.	Porto	50.000 EUR	140.722	71.197	69.525	7	2.638	42,11%	-
EDPR PT - Promoção e Operação, S.A.	Porto	57.500 EUR	18.915	11.374	7.541	12.803	-661	82,56%	-
Eólica do Alto da Teixosa, S.A.	Cinfães	50.000 EUR	27.944	21.845	6.099	5.093	1.651	42,11%	-
Eólica da Alagoa, S.A.	Arcos de Valdevez	50.000 EUR	7.960	2.623	5.336	3.530	2.170	25,26%	-
Eólica da Coutada, S.A.	Vila Pouca de Aguiar	50.000 EUR	157.237	126.078	31.160	27.764	8.799	42,11%	-
Eólica da Lajeira, S.A.	Porto	50.000 EUR	63.745	56.396	7.349	10.097	3.553	42,11%	-
Eólica da Serra das Alturas, S.A.	Boticas	50.000 EUR	12.140	5.510	6.631	3.151	1.464	21,10%	-
Eólica das Terras das Beiras, S.A.	Arganil	50.000 EUR	100.407	77.615	22.792	17.582	5.568	42,11%	-
Eólica da Terra do Mato, S.A.	Porto	50.000 EUR	44.601	38.167	6.433	7.682	2.170	42,11%	-
Eólica de Montenegro, S.A.	Vila Pouca de Aguiar	50.000 EUR	19.435	9.031	10.404	5.726	2.729	21,10%	-
Eólica do Alto da Lagoa, S.A.	Porto	50.000 EUR	23.136	14.453	8.683	5.164	1.978	42,11%	-
Eólica do Alto do Mourisco, S.A.	Boticas	50.000 EUR	23.785	18.526	5.259	4.583	1.702	42,11%	-
Eólica do Cachopo, S.A.	Porto	50.000 EUR	61.098	51.173	9.925	11.069	3.872	42,11%	-
Eólica do Castelo, S.A.	Porto	50.000 EUR	35.378	32.019	3.359	5.315	1.818	42,11%	-
Eólica do Espigão, S.A.	Miranda do Corvo	50.000 EUR	28.525	16.614	11.911	6.025	2.334	42,11%	-
Eólica do Sincelo, S.A.	Porto	150.000 EUR	5.953	1.998	3.955	-	-140	82,56%	-
Eólica do Velão, S.A.	Porto	50.000 EUR	40.227	37.473	2.754	4.049	1.983	42,11%	-
Eólica das Altas de Salgueiros-Guilhado, S.A.	Porto	50.000 EUR	11.721	9.516	2.205	2.303	773	42,11%	-
Eólica da Linha, S.A.	Porto	100.000 EUR	84.293	79.462	4.831	1.729	968	82,56%	-
Malhadizes - Energia Eólica, S.A.	Porto	50.000 EUR	17.887	10.306	7.581	5.213	2.240	42,11%	-

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Empresas subsidiárias	Sede	Capital Social / Moeda	Activos 31-Dez-18 Euro'000	Passivos 31-Dez-18 Euro'000	Capitais Próprios 31-Dez-18 Euro'000	Total Proventos 31-Dez-18 Euro'000	Resultados Líquidos 31-Dez-18 Euro'000	% Grupo	% Individual
França:									
EDP Renewables France, S.A.S.	Paris	151.703.747 EUR	207.118	64.308	142.811	25.246	7.027	42,11%	-
Bourbiac II, S.A.S.	Paris	1.000 EUR	78	95	-17	-	-6	82,56%	-
Centrale Eolienne Canet-Pont de Salars, S.A.S.	Paris	125.000 EUR	12.406	8.872	3.535	2.431	670	21,46%	-
Centrale Eolienne Gueltas Noyat-Pontivy, S.A.S.	Paris	761.006 EUR	5.527	1.203	4.324	1.630	687	21,47%	-
Centrale Eolienne Neo Truc de L'Homme, S.A.S.	Paris	3.830.700 EUR	13.248	10.073	3.174	1.825	324	42,11%	-
Centrale Eolienne Patay, S.A.S.	Paris	131.200 EUR	11.242	5.560	5.683	2.631	1.233	21,47%	-
Centrale Eolienne Saint Barnabé, S.A.S.	Paris	96.000 EUR	11.172	6.367	4.804	2.578	1.109	21,47%	-
Centrale Eolienne Segur, S.A.S.	Paris	113.050 EUR	10.487	5.743	4.744	2.564	1.078	21,47%	-
EDPR France Holding, S.A.S.	Paris	8.500.000 EUR	88.096	79.648	8.448	-	-5.437	82,56%	-
EDPR Offshore France, S.A.S.	Paris	500.000 EUR	493	895	-401	-	-899	82,56%	-
Eolienne de Callengeville, S.A.S.	Paris	37.004 EUR	2	15	-13	-	-5	82,56%	-
Eolienne de Saugueuse, S.A.S.	Paris	1.000 EUR	8.973	6.348	2.625	1.885	930	21,47%	-
Eolienne D'Etalondes, S.A.R.L.	Paris	1.000 EUR	3	64	-61	-	-11	82,56%	-
La Plaine de Nouaille, S.A.S.	Paris	8.000 EUR	259	272	-13	-	-2	82,56%	-
Le Chemin de la Corvée, S.A.S.	Paris	123.000 EUR	481	417	64	-	-3	82,56%	-
Le Chemin de Saint Druon, S.A.S.	Paris	92.000 EUR	145	65	80	-	-2	82,56%	-
Monts de la Madeleine Energie, S.A.S.	Paris	37.000 EUR	1.594	1.567	27	-	-5	82,56%	-
Monts du Forez Energie, S.A.S.	Paris	37.000 EUR	984	983	1	-	-3	82,56%	-
Neo Plouvien, S.A.S.	Paris	5.040.000 EUR	8.241	5.597	2.644	1.611	249	42,11%	-
Parc Éolien de Boqueho-Plouagat, S.A.S.	Paris	1.000 EUR	11.513	10.716	797	1.500	583	82,56%	-
Parc Éolien de Citermes, S.A.S.	Paris	1.000 EUR	1	8	-7	-	-6	82,56%	-
Parc Éolien de Dammarie, S.A.R.L.	Paris	1.000 EUR	13.983	12.773	1.210	2.561	848	42,11%	-
Parc Éolien de Flaviv, S.A.S.	Paris	1.000 EUR	14.929	14.917	12	324	15	82,56%	-
Parc Éolien de Francourville, S.A.S.	Paris	1.000 EUR	14.115	12.309	1.806	2.656	1.032	42,11%	-
Parc Éolien de la Champagne Berrichonne, S.A.R.L.	Paris	3.700 EUR	19.503	17.996	1.507	2.128	1.026	82,56%	-
Parc Éolien de la Côte du Cerisat, S.A.S.	Paris	27.448 EUR	12.223	12.210	13	-	-3	82,56%	-
Parc Éolien de La Hetroye, S.A.S.	Paris	37.004 EUR	3	18	-15	-	-5	82,56%	-
Parc Éolien de Marchéville, S.A.S.	Paris	1.000 EUR	862	869	-6	-	-6	82,56%	-
Parc Éolien de Mancheville, S.A.R.L.	Paris	1.000 EUR	5.809	5.677	132	720	243	82,56%	-
Parc Éolien de Montagne Fayel, S.A.S.	Paris	37.000 EUR	14.630	12.237	2.393	2.500	843	42,11%	-
Parc Éolien de Preuseville, S.A.R.L.	Paris	1.000 EUR	8.241	6.986	1.255	1.297	324	42,11%	-
Parc Éolien de Prouville, S.A.S.	Paris	1.000 EUR	5	10	-6	-	-5	82,56%	-
Parc Éolien de Roman, S.A.R.L.	Paris	1.000 EUR	8.852	7.181	1.671	1.873	619	42,11%	-
Parc Éolien de Tarzy, S.A.R.L.	Paris	1.504.692 EUR	10.531	9.213	1.318	1.843	334	42,11%	-
Parc Éolien de Varimpre, S.A.S.	Paris	37.003 EUR	10.504	9.503	1.001	2.342	1.030	21,47%	-
Parc Éolien des 7 Domaines, S.A.S.	Paris	5.000 EUR	101	107	-5	-	-2	82,56%	-
Parc Éolien des Longs Champs, S.A.R.L.	Paris	1.000 EUR	1.414	1.515	-100	-	-15	82,56%	-
Parc Éolien des Valines, S.A.S.	Paris	841.014 EUR	9.377	9.901	-523	1.744	281	21,47%	-
Parc Éolien d'Escardes, S.A.S.	Paris	1.000 EUR	15.514	13.367	2.146	2.715	1.005	42,11%	-
Parc Éolien du Clos Bataille, S.A.S.	Paris	410.096 EUR	8.039	8.505	-465	1.510	276	21,47%	-
Parc Éolien de Paudy, S.A.S.	Paris	37.000 EUR	16.045	16.185	-140	-	-128	82,56%	-
SOCPE de la Mardelle, S.A.R.L.	Paris	3.001.000 EUR	4.122	3.372	750	885	-2.391	42,11%	-
SOCPE de la Vallée du Moulin, S.A.R.L.	Paris	8.001.000 EUR	13.293	3.957	9.335	1.820	313	42,11%	-
SOCPE de Sauvageons, S.A.R.L.	Paris	1.000 EUR	6.596	6.470	126	824	-34	62,74%	-
SOCPE des Quinze Mines, S.A.R.L.	Paris	1.000 EUR	13.299	16.722	-3.423	1.783	-389	62,74%	-
SOCPE Le Mee, S.A.R.L.	Paris	1.000 EUR	10.338	10.228	110	1.144	-194	62,74%	-
SOCPE Petite Pièce, S.A.R.L.	Paris	1.000 EUR	3.169	3.087	81	318	-118	62,74%	-
Polónia:									
EDP Renewables Polska, Sp. z o.o.	Varsóvia	435.045.000 PLN	204.652	14.252	190.400	8.175	-12.647	82,56%	-
EDP Renewables Polska HoldCo, S.A.	Varsóvia	100.100 PLN	281.936	98.616	183.320	-	12.531	42,11%	-
EDP Renewables Polska OPCO, S.A.	Varsóvia	100.000 PLN	7	1	5	-	-6	82,56%	-
Elektrownia Wiatrowa Kresy I, Sp. z o.o.	Varsóvia	70.210 PLN	115.638	42.702	72.935	10.544	1.724	42,11%	-
Farma Wiatrowa Starozreby, Sp. z o.o.	Varsóvia	466.000 PLN	360	2	357	-	-16	82,56%	-
Karpacka Mala Energetyka, Sp. z o.o.	Varsóvia	50.000 PLN	88	464	-376	-	-26	82,56%	-
Korsze Wind Farm, Sp. z o.o.	Varsóvia	38.855.000 PLN	79.858	52.964	26.895	7.454	761	42,11%	-
Masovia Wind Farm I, Sp. z o.o.	Varsóvia	1.258.000 PLN	10.135	172	9.963	-	-3.461	82,56%	-
MFW Neptun, Sp. z o.o.	Varsóvia	220.000 PLN	10	0	10	-	-2	82,56%	-
Miramit Investments, Sp. z o.o.	Varsóvia	55.000 PLN	505	312	193	-	-2	82,56%	-
Molen Wind II, Sp. z o.o.	Varsóvia	14.600 PLN	59.750	51.511	8.238	6.706	-782	42,11%	-
Radziejów Wind Farm, Sp. z o.o.	Varsóvia	27.605.000 PLN	30.567	28.240	2.327	2.617	-1.104	42,11%	-
Rampton, Sp. z o.o.	Varsóvia	5.000 PLN	1	1	0	-	-1	82,56%	-
Relax Wind Park I, Sp. z o.o.	Varsóvia	46.540.000 PLN	134.362	117.451	16.911	18.766	2.714	42,11%	-
Relax Wind Park III, Sp. z o.o.	Varsóvia	59.603.000 PLN	126.472	110.098	16.374	10.071	-7.198	42,11%	-
Relax Wind Park IV, Sp. z o.o.	Varsóvia	4.490.000 PLN	103	-1	103	-	-2	82,56%	-
Roménia:									
EDPR RO PV, S.r.l.	Bucareste	225.000.000 RON	48.886	3.741	45.145	-	-152	82,56%	-
Cernavoda Power, S.A.	Bucareste	335.692.400 RON	175.386	120.048	55.338	9.024	-3.496	70,18%	-
Cujmir Solar, S.A.	Bucareste	41.806.000 RON	18.177	1.333	16.844	2.007	2.140	82,56%	-
EDPR România, S.R.L.	Bucareste	840.007.180 RON	254.043	54.218	199.825	10.778	-934	82,56%	-
Foton Delta, S.A.	Bucareste	14.304.000 RON	6.524	874	5.650	667	705	82,56%	-
Foton Epsilon, S.A.	Bucareste	17.304.840 RON	10.290	907	9.384	1.133	1.132	82,56%	-
Pestera Wind Farm, S.A.	Bucareste	269.955.070 RON	101.935	63.121	38.814	6.015	-1.326	70,18%	-
Potelu Solar, S.A.	Bucareste	30.468.040 RON	12.668	907	11.760	1.304	1.236	82,56%	-
Sibioara Wind Farm, S.r.l.	Bucareste	81.900.600 RON	41.533	34.843	6.689	2.927	-1.495	70,18%	-
Studina Solar, S.A.	Bucareste	32.130.000 RON	14.558	1.200	13.359	1.747	1.715	82,56%	-
Vanju Mare Solar, S.A.	Bucareste	38.660.000 RON	14.293	1.074	13.220	1.508	1.387	82,56%	-
VS Wind Farm, S.A.	Bucareste	216.170.000 RON	81.033	34.156	46.877	6.393	1.397	70,18%	-
Reino Unido:									
EDPR UK Limited	Cardiff	9.578.002 GBP	30.465	26.053	4.411	-	-353	82,56%	-
Moray Offshore Renewable Power Limited	Cardiff	23.027.589 GBP	50.980	370	50.610	-	25.095	82,56%	-

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Empresas subsidiárias	Sede	Capital Social / Moeda	Activos 31-Dez-18 Euro'000	Passivos 31-Dez-18 Euro'000	Capitais Próprios 31-Dez-18 Euro'000	Total Proventos 31-Dez-18 Euro'000	Resultados Líquidos 31-Dez-18 Euro'000	% Grupo	% Individual
Itália:									
EDP Renewables Italia Holding, S.r.l.	Milão	347.000 EUR	101.126	44.228	56.898	35	-3.146	82,56%	-
AW 2, S.r.l.	Milão	100.000 EUR	8.267	6.570	1.697	-	-152	82,56%	-
Breva Wind S.R.L.	Milão	7.100.000 EUR	6.505	201	6.304	-	-11	82,56%	-
Conza Energia, S.r.l.	Milão	456.000 EUR	12.578	8.971	3.607	-	-354	82,56%	-
EDP Renewables Italia, S.r.l.	Milão	34.439.343 EUR	190.860	137.963	52.896	15.821	4.476	42,11%	-
EDPR Villa Gallia, S.R.L.	Milão	9.000.000 EUR	103.552	35.579	67.973	21.158	8.740	42,11%	-
Lucus Power, S.r.l.	Milão	10.000 EUR	26.984	25.020	1.964	159	-289	82,56%	-
Re Plus, S.r.l.	Milão	100.000 EUR	694	694	0,4	-	300	82,56%	-
San Mauro, S.r.l.	Milão	70.000 EUR	25.301	20.865	4.436	1.186	282	82,56%	-
Sarve, S.r.l.	Milão	10.000 EUR	157	147	10	-	-4	82,56%	-
T Power, S.p.A.	Milão	1.000.000 EUR	2.965	79	2.885	-	-135	82,56%	-
TACA Wind, S.r.l.	Milão	1.160.000 EUR	32.530	29.626	2.904	1.728	180	82,56%	-
Tivano, S.r.l.	Milão	100.000 EUR	21.630	20.488	1.143	2.659	466	82,56%	-
WinCap, S.r.l.	Milão	2.550.000 EUR	33.578	30.378	3.199	106	-392	82,56%	-
Grécia:									
Energiki Arvanikou M.Epe	Atenas	772.380 EUR	517	20	498	-	-35	82,56%	-
Wind Park Aerorachi A.E.	Atenas	60.000 EUR	22	7	15	-	-19	82,56%	-
Outros países:									
EDP Renewables Belgium, S.A.	Bruxelas	286.500 EUR	5.118	4.132	986	-	-171	82,56%	-
EDPR International Investments, B.V.	Amesterdão	20.000 EUR	12.389	38	12.352	-	5.211	82,56%	-
GREEN WIND, S.A.	Bruxelas	24.924.000 EUR	75.970	22.565	53.405	13.397	4.901	42,11%	-
Geografia / Plataforma América do Norte:									
Estados Unidos da América:									
EDP Renewables North America LLC (Empresa-Matriz de Subgrupo EJA)	Delaware	4.031.973.714 USD	3.869.092	439.108	3.429.984	35.998	-80.483	82,56%	-
17th Star Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
2007 Vento I LLC	Delaware	623.678.564 USD	591.438	5.540	585.898	9.230	3.686	82,56%	-
2007 Vento II LLC	Delaware	478.315.014 USD	413.682	441	413.241	-	-102	42,11%	-
2008 Vento III LLC	Delaware	576.377.763 USD	498.096	194	497.902	-	190	42,11%	-
2009 Vento IV LLC	Delaware	206.457.213 USD	179.490	302	179.188	-	-123	82,56%	-
2009 Vento V LLC	Delaware	58.766.732 USD	51.072	848	50.224	-	-108	42,11%	-
2009 Vento VI LLC	Delaware	133.410.235 USD	115.601	25	115.576	-	-109	82,56%	-
2010 Vento VII LLC	Delaware	155.199.607 USD	134.716	43	134.673	-	-111	82,56%	-
2010 Vento VIII LLC	Delaware	154.899.213 USD	134.325	55	134.270	-	-101	82,56%	-
2011 Vento IX LLC	Delaware	105.188.345 USD	91.215	134	91.081	-	-109	42,11%	-
2011 Vento X LLC	Delaware	106.058.023 USD	92.287	401	91.886	-	-102	82,56%	-
2014 Sol I LLC	Delaware	73.832.205 USD	64.190	26	64.164	-	-75	42,11%	-
2014 Vento XI LLC	Delaware	283.618.741 USD	247.806	146	247.660	-	-2	42,11%	-
2014 Vento XII LLC	Delaware	168.194.401 USD	149.800	2.969	146.832	-	-17	42,11%	-
2015 Vento XIII LLC	Delaware	326.951.304 USD	285.920	897	285.022	-	-101	42,11%	-
2015 Vento XIV LLC	Delaware	284.307.619 USD	248.067	58	248.009	-	-92	42,11%	-
2016 Vento XV LLC	Delaware	509.731.364 USD	445.200	232	444.968	-	-107	82,56%	-
2016 Vento XVI LLC	Delaware	192.707.053 USD	168.238	134	168.104	-	-95	82,56%	-
2017 Sol II LLC	Delaware	126.580.712 USD	110.578	43	110.535	-	-20	82,56%	-
2017 Vento XVII LLC	Delaware	551.972.298 USD	482.111	163	481.948	-	-104	82,56%	-
2018 Vento XVIII LLC	Delaware	291.790.756 USD	255.100	287	254.814	-	-25	82,56%	-
Alabama Ledge Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Antelope Ridge Wind Power Project LLC	Delaware	12.830.262 USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Arbuckle Mountain Wind Farm LLC	Delaware	156.335.469 USD	136.380	2.517	133.863	6.947	-2.152	42,11%	-
Arkwright Summit Wind Farm LLC	Delaware	125.699.099 USD	163.303	55.629	107.674	2.112	-2.024	82,56%	-
Arlington Wind Power Project LLC	Delaware	95.271.954 USD	110.392	7.638	102.754	14.624	4.821	42,11%	-
Aroostook Wind Energy LLC	Delaware	62.491.013 USD	49.988	129	49.859	-	-5	82,56%	-
Ashford Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Athens-Weston Wind Power Project II LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Athens-Weston Wind Power Project LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Avondale Solar Park LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
AZ Solar LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Bayou Bend Solar Park LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
BC2 Maple Ridge Holdings LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
BC2 Maple Ridge Wind LLC	Delaware	285.846.258 USD	222.657	-	222.657	-	-7.195	82,56%	-
Big River Wind Power Project LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Black Prairie Wind Farm II LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Black Prairie Wind Farm III LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Black Prairie Wind Farm LLC	Delaware	1.160.841 USD	1.022	11	1.012	-	-	82,56%	-
Blackstone Wind Farm II LLC	Delaware	225.158.619 USD	273.753	77.303	196.450	16.459	635	82,56%	-
Blackstone Wind Farm III LLC	Delaware	6.275.439 USD	-	7	-7	-	-7	82,56%	-
Blackstone Wind Farm IV LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Blackstone Wind Farm LLC	Delaware	104.295.183 USD	125.819	34.782	91.037	9.319	1.099	82,56%	-
Blackstone Wind Farm V LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Blue Canyon Wind Power VII LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Blue Canyon Windpower II LLC	Texas	117.870.663 USD	118.219	8.102	110.117	6.249	-8.890	82,56%	-
Blue Canyon Windpower III LLC	Texas	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Blue Canyon Windpower IV LLC	Texas	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Blue Canyon Windpower V LLC	Texas	58.476.693 USD	118.477	5.034	113.443	17.809	6.598	42,11%	-
Blue Canyon Windpower VI LLC	Delaware	105.666.749 USD	109.963	3.540	106.422	12.020	4.162	82,56%	-
Blue Harvest Solar Park LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Blue Marmot I LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Blue Marmot II LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Blue Marmot IV LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Blue Marmot IX LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Blue Marmot V LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Blue Marmot VI LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Blue Marmot VII LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Blue Marmot VIII LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Blue Marmot Solar Park LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Blue Marmot XI LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Broadlands Wind Farm II LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Empresas subsidiárias	Sede	Capital Social / Moeda	Activos 31-Dez-18 Euro'000	Passivos 31-Dez-18 Euro'000	Capitais Próprios 31-Dez-18 Euro'000	Total Proventos 31-Dez-18 Euro'000	Resultados Líquidos 31-Dez-18 Euro'000	% Grupo	% Individual
Broadlands Wind Farm III LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Broadlands Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Buffalo Bluff Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Cameron Solar LLC	Delaware	36.649.331 USD	35.744	4.500	31.244	1.053	-723	82,56%	-
Casa Grande Carmel Solar LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Castle Valley Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Chateaugay River Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Cielo Solar Park LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Clinton County Wind Farm LLC	Delaware	229.823.335 USD	200.712	-	200.712	-	-	82,56%	-
Cloud County Wind Farm LLC	Delaware	190.185.839 USD	198.333	5.713	192.620	20.262	4.259	42,11%	-
Coldwater Solar Park LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Coos Curry Wind Power Project LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Crittenden Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Cropsey Ridge Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Crossing Trails Wind Power Project LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Dairy Hills Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Diamond Power Partners LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Drake Peak Solar Park LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Dry Creek Solar Park LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
East Klickitat Wind Power Project LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
EDPR CA Solar Park II LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
EDPR CA Solar Park III LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
EDPR CA Solar Park IV LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
EDPR CA Solar Park LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
EDPR CA Solar Park V LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
EDPR CA Solar Park VI LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
EDPR Offshore North America LLC	Delaware	1 USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
EDPR Solar Ventures I LLC	Delaware	44.994.783 USD	68.295	25.760	42.535	-	825	42,11%	-
EDPR South Table LLC	Nebraska	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
EDPR Solar Ventures II LLC	Delaware	62.370.668 USD	110.551	55.704	54.847	-	443	82,56%	-
EDPR Vento I Holding LLC	Delaware	312.746.485 USD	273.141	-	273.141	-	-	82,56%	-
EDPR Vento IV Holding LLC	Delaware	68.995.105 USD	60.258	-	60.258	-	-	82,56%	-
EDPR WF LLC	Delaware	49.317.020 USD	43.072	-	43.072	-	-	82,56%	-
EDPR Wind Ventures X LLC	Delaware	44.661.309 USD	94.466	12.645	81.821	-	8.142	82,56%	-
EDPR Wind Ventures XI LLC	Delaware	92.695.098 USD	247.702	140.685	107.017	-	7.950	42,11%	-
EDPR Wind Ventures XII LLC	Delaware	60.089.740 USD	146.895	91.987	54.907	-	2.200	42,11%	-
EDPR Wind Ventures XIII LLC	Delaware	98.119.045 USD	285.547	185.234	100.313	-	6.733	42,11%	-
EDPR Wind Ventures XIV LLC	Delaware	49.735.840 USD	248.304	190.237	58.067	-	6.205	42,11%	-
EDPR Wind Ventures XV LLC	Delaware	169.582.346 USD	445.180	271.608	173.572	-	12.784	82,56%	-
EDPR Wind Ventures XVI LLC	Delaware	80.195.166 USD	168.303	95.612	72.691	-	1.595	82,56%	-
EDPR Wind Ventures XVII LLC	Delaware	115.285.470 USD	482.072	356.852	125.220	-	15.640	82,56%	-
EDPR Wind Ventures XVIII LLC	Delaware	23.247.382 USD	254.839	232.914	21.925	-	1.572	82,56%	-
EDPR Wind Ventures XIX LLC	Delaware	- USD	-	1.514	-1.514	-	201.339	82,56%	-
Estill Solar I LLC	Delaware	40.056.445 USD	38.519	4.480	34.039	902	-958	82,56%	-
Five-Spot LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Ford Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Franklin Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Green Country Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Green Power Offsets LLC	Delaware	10.515 USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Gulf Coast Windpower Management Company LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	61,92%	-
Hampton Solar II LLC	Delaware	39.080.934 USD	36.546	2.939	33.608	1.202	-524	82,56%	-
Headwaters Wind Farm II LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Headwaters Wind Farm III LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Headwaters Wind Farm LLC	Delaware	283.736.600 USD	288.419	6.343	282.076	24.505	6.769	42,11%	-
Helena Harbor Solar Park LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Hidalgo Wind Farm II LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Hidalgo Wind Farm LLC	Delaware	357.305.526 USD	336.269	13.599	322.670	22.982	5.363	82,56%	-
High Prairie Wind Farm II LLC	Delaware	78.603.193 USD	98.458	10.372	88.086	11.391	1.837	42,11%	-
High Trail Wind Farm LLC	Delaware	170.505.432 USD	230.608	6.606	224.002	19.751	17.832	82,56%	-
Hog Creek Wind Project LLC	Delaware	73.916.636 USD	97.981	31.138	66.843	7.465	2.122	82,56%	-
Horizon Wind Chocolate Bayou I LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Horizon Wind Energy Midwest IX LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Horizon Wind Energy Northwest I LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Horizon Wind Energy Northwest IV LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Horizon Wind Energy Northwest VII LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Horizon Wind Energy Northwest X LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Horizon Wind Energy Northwest XI LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Horizon Wind Energy Panhandle I LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Horizon Wind Energy Southwest I LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Horizon Wind Energy Southwest II LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Horizon Wind Energy Southwest III LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Horizon Wind Energy Southwest IV LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Horizon Wind Energy Valley I LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Horizon Wind MREC Iowa Partners LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	61,92%	-
Horizon Wind Ventures I LLC	Delaware	193.026.971 USD	775.792	185.195	590.598	-	-3.830	82,56%	-
Horizon Wind Ventures IB LLC	Delaware	35.636.045 USD	417.742	197.870	219.873	-	-32.406	42,11%	-
Horizon Wind Ventures IC LLC	Delaware	337.069.571 USD	503.387	48.474	454.913	-	30.443	42,11%	-
Horizon Wind Ventures II LLC	Delaware	139.148.922 USD	180.749	45.063	135.685	-	1.686	82,56%	-
Horizon Wind Ventures III LLC	Delaware	- USD	51.325	16.065	35.260	-	3.769	42,11%	-
Horizon Wind Ventures IX LLC	Delaware	52.448.949 USD	91.868	50.206	41.662	-	796	42,11%	-

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Empresas subsidiárias	Sede	Capital Social / Moeda	Activos 31-Dez-18 Euro'000	Passivos 31-Dez-18 Euro'000	Capitais Próprios 31-Dez-18 Euro'000	Total Proveitos 31-Dez-18 Euro'000	Resultados Líquidos 31-Dez-18 Euro'000	% Grupo	% Individual
Horizon Wind Ventures VI LLC	Delaware	78.486.237 USD	116.515	38.165	78.350	-	1.773	82,56%	-
Horizon Wind Ventures VII LLC	Delaware	97.886.701 USD	135.546	39.730	95.816	-	1.818	82,56%	-
Horizon Wind Ventures VIII LLC	Delaware	106.153.144 USD	135.283	36.991	98.292	-	1.603	82,56%	-
Horizon Wind Freeport Windpower I LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Horizon Wyoming Transmission LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Horse Mountain Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Indiana Crossroads Wind Farm II LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Indiana Crossroads Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Jericho Rise Wind Farm LLC	Delaware	152.446.369 USD	147.153	3.411	143.742	11.584	4.520	82,56%	-
Juniper Wind Power Partners LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Leprechaun Solar Park LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Lexington Chenoa Wind Farm II LLC	Delaware	600.933 USD	-	-	-	-	-1	82,56%	-
Lexington Chenoa Wind Farm III LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Lexington Chenoa Wind Farm LLC	Delaware	26.549.718 USD	23.932	816	23.116	-	-21	82,56%	-
Loblolly Hill Solar Park LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Loki Solar Park LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Loma de la Gloria Solar Park LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Lone Valley Solar Park I LLC	Delaware	26.548.454 USD	24.545	454	24.091	1.487	332	42,11%	-
Lone Valley Solar Park II LLC	Delaware	46.728.531 USD	45.442	835	44.606	3.172	1.124	42,11%	-
Long Hollow wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Lost Lakes Wind Farm LLC	Delaware	132.362.575 USD	118.500	4.510	113.990	15.454	2.858	82,56%	-
Loyal Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Machias Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Madison Windpower LLC	Delaware	15.943.770 USD	4.456	508	3.948	950	-583	82,56%	-
Marathon Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Marble River LLC	Delaware	229.815.579 USD	320.081	91.455	228.625	20.364	2.037	82,56%	-
Martinsdale Wind Farm LLC	Delaware	4.525.758 USD	3.959	30	3.928	-	3	82,56%	-
Meadow Lake Solar Park LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Meadow Lake Wind Farm II LLC	Delaware	154.065.834 USD	126.767	4.365	122.402	10.781	381	82,56%	-
Meadow Lake Wind Farm III LLC	Delaware	105.648.497 USD	135.601	38.814	96.787	11.138	3.603	82,56%	-
Meadow Lake Wind Farm IV LLC	Delaware	94.551.006 USD	109.580	31.954	77.626	7.151	776	82,56%	-
Meadow Lake Wind Farm VIII LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Meadow Lake Wind Farm LLC	Delaware	209.322.205 USD	236.739	70.876	165.864	14.061	-1.912	82,56%	-
Meadow Lake Wind Farm V LLC	Delaware	166.621.712 USD	151.842	3.330	148.512	10.334	991	82,56%	-
Mesquite Wind LLC	Delaware	135.101.420 USD	189.862	13.116	176.746	18.187	-639	82,56%	-
New Trail Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Nine Kings Transco LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
North Slope Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Number Nine Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Old Trail Wind Farm LLC	Delaware	194.501.407 USD	240.477	7.005	233.472	31.479	11.523	42,11%	-
OPQ Property LLC	Delaware	-28.865 USD	152	-	152	-	-	82,56%	-
Pacific Southwest Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Paulding Wind Farm II LLC	Delaware	104.441.157 USD	133.765	3.891	129.874	16.648	5.053	42,11%	-
Paulding Wind Farm III LLC	Delaware	192.382.096 USD	179.420	4.102	175.318	13.056	2.937	82,56%	-
Paulding Wind Farm IV LLC	Delaware	5.116.816 USD	5.338	885	4.453	-	-4	82,56%	-
Paulding Wind Farm LLC	Delaware	29.067 USD	-	1	-	-	-8	82,56%	-
Paulding Wind Farm V LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Paulding Wind Farm VI LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Peterson Power Partners LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Pioneer Prairie Wind Farm I LLC	Delaware	284.861.701 USD	355.936	14.044	341.892	46.621	12.267	42,11%	-
Plum Nellie Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Poplar Camp Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Post Oak Wind LLC	Delaware	157.588.094 USD	213.511	8.313	205.197	21.501	3.296	42,11%	-
Prospector Solar Park LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Quilt Block Wind Farm II LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Quilt Block Wind Farm LLC	Delaware	157.141.265 USD	155.717	11.989	143.728	10.812	3.697	82,56%	-
Rail Splitter Wind Farm LLC	Delaware	205.516.191 USD	139.755	6.338	133.417	7.711	-4.482	82,56%	-
Redbed Plains Wind Farm LLC	Delaware	148.062.650 USD	143.283	13.800	129.483	6.687	-623	82,56%	-
Reloj del Sol Wind Farm LLC	Delaware	1.854.526 USD	1.823	203	1.620	-	-	82,56%	-
Renville County Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Rio Blanco Wind Farm LLC	Delaware	3.090.331 USD	2.704	5	2.699	-	-	82,56%	-
Rising Tree Wind Farm II LLC	Delaware	30.221.775 USD	30.320	548	29.772	2.991	954	42,11%	-
Rising Tree Wind Farm III LLC	Delaware	171.042.432 USD	170.508	2.349	168.159	16.327	4.859	42,11%	-
Rising Tree Wind Farm LLC	Delaware	137.535.745 USD	141.796	3.587	138.209	14.996	6.042	42,11%	-
Riverstart Solar Park II LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Riverstart Solar Park III LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Riverstart Solar Park IV LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Riverstart Solar Park LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Riverstart Solar Park V LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Rolling Upland Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Rosewater Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Rush County Wind Farm LLC	Delaware	2.497.078 USD	2.293	112	2.181	-	-	82,56%	-
Rye Patch Solar Park LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Saddleback Wind Power Project LLC	Delaware	1.347.008 USD	-	2	-2	-	-780	82,56%	-
Sagebrush Power Partners LLC	Delaware	153.802.143 USD	119.234	3.528	115.706	13.093	3.541	82,56%	-
San Clemente Solar Park LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Sardinia Windpower LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Shultsburg Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Signal Hill Wind Power Project LLC	Delaware	4.502 USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Simpson Ridge Wind Farm II LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Simpson Ridge Wind Farm III LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Simpson Ridge Wind Farm IV LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Simpson Ridge Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Simpson Ridge Wind Farm V LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Spruce Ridge Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Stinson Mills Wind Farm LLC	Delaware	4.128.098 USD	3.529	10	3.519	-	-	82,56%	-
Sustaining Power Solutions LLC	Delaware	70.223.142 USD	17.998	15.386	2.611	45.021	-11.348	82,56%	-
Sweet Stream Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Telocaset Wind Power Partners LLC	Delaware	42.970.758 USD	105.396	7.383	98.013	16.715	6.965	42,11%	-
Timber Road Solar Park LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Empresas subsidiárias	Sede	Capital Social / Moeda	Activos 31-Dez-18 Euro'000	Passivos 31-Dez-18 Euro'000	Capitais Próprios 31-Dez-18 Euro'000	Total Proveitos 31-Dez-18 Euro'000	Resultados Líquidos 31-Dez-18 Euro'000	% Grupo	% Individual
Tug Hill Windpower LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Tumbleweed Wind Power Project LLC	Delaware	4.003 USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Turtle Creek Wind Farm LLC	Delaware	95.246.706 USD	263.668	180.215	83.452	385	272	82,56%	-
Waverly Wind Farm II LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Waverly Wind Farm LLC	Delaware	284.036.218 USD	269.112	5.331	263.781	18.054	3.502	42,11%	-
Western Trail Wind Project I LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Wheat Field Holding LLC	Delaware	13.379.720 USD	11.630	13	11.617	-	-14	42,11%	-
Wheat Field Wind Power Project LLC	Delaware	13.316.609 USD	95.297	28.875	66.422	14.310	7.386	42,11%	-
Whiskey Ridge Power Partners LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Whistling Wind WI Energy Center LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
White Stone Solar Park LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Whitestone Wind Purchasing LLC	Delaware	3.533.078 USD	2.493	445	2.048	132	5	82,56%	-
Wildcat Creek Wind Farm LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Wilson Creek Power Project LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Wind Turbine Prometheus LP	Delaware	5.990 USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Wrangler Solar Park LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
WTP Management Company LLC	Delaware	- USD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Canadá:									
EDP Renewables Canada, Ltd. (Empresa-Matriz de Subgrupo Canadá)	British Columbia	51.400.000 CAD	69.108	14.360	54.748	-	15.017	82,56%	-
Blue Bridge Solar Park GP Ltd	British Columbia	- CAD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Blue Bridge Solar Park LP	British Columbia	- CAD	47	174	-127	-	-129	82,56%	-
Bromhead Solar Park GP Ltd	British Columbia	- CAD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Bromhead Solar Park LP	Alberta	- CAD	47	174	-127	-	-129	82,56%	-
EDP Renewables Canada Management Services Ltd	British Columbia	- CAD	2.261	3.315	-1.053	-	-	82,56%	-
EDP Renewables Sask SE GP Ltd	British Columbia	- CAD	-	-	-	-	-	82,56%	-
EDP Renewables Sask SE Limited Partnership	Saskatchewan	- CAD	47	174	-127	-	-129	82,56%	-
EDP Renewables SH II Project GP Ltd	British Columbia	- CAD	-	-	-	-	-	82,56%	-
EDP Renewables SH II Project LP	Alberta	- CAD	-	-	-	-	-	82,56%	-
EDP Renewables Sharp Hills Project GP, Ltd.	British Columbia	- CAD	-	-	-	-	-	82,56%	-
EDP Renewables Sharp Hills Project LP	Alberta	-26.041 CAD	14.996	15.277	-281	-	-230	82,56%	-
Halbritte Solar Park GP Ltd	British Columbia	- CAD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Halbritte Solar Park LP	Saskatchewan	- CAD	47	174	-127	-	-129	82,56%	-
Kennedy Wind Farm GP Ltd	British Columbia	- CAD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Kennedy Wind Farm LP	Saskatchewan	- CAD	47	174	-127	-	-129	82,56%	-
Nation Rise Wind Farm GP II Inc.	British Columbia	- CAD	-	-	-	-	-	82,56%	-
Quatro Limited Partnership	Ontário	- CAD	-	-	-	-	-	82,56%	-
SBWF GP, Inc.	British Columbia	1.026 CAD	2	0	2	-	-	42,11%	-
South Branch Wind Farm II GP Inc.	British Columbia	- CAD	-	-	-	-	-	82,56%	-
South Branch Wind Farm II LP	Ontário	174.913 CAD	1.151	1.237	-86	-	-180	82,56%	-
South Dundas Wind Farm LP	Ontário	24.717.463 CAD	47.435	19.358	28.077	6.809	2.698	42,11%	-
México:									
EDPR Servicios de México, S. de R.L. de C.V.	Cidade do México	66.178.739 MXN	1.304	227	1.077	-	-572	82,56%	-
Eólica de Coahuila, S.A. de C.V.	Cidade do México	7.189.723 USD	286.163	262.346	23.817	38.184	9.989	42,11%	-
Vientos de Coahuila, S.A. de C.V.	Cidade do México	2.421 USD	4.330	4.428	-98	-	-71	82,56%	-
Geografia / Plataforma América do Sul:									
Brasil:									
EDP Renováveis Brasil, SA (Empresa-Matriz de Subgrupo EDPR BR)	São Paulo	796.768.692 BRL	231.824	34.654	197.170	1.480	11	82,56%	-
Aventura Holding, S.A.	São Paulo	500 BRL	-	-	-	-	-	82,56%	-
Babilônia Holding, S.A.	São Paulo	146.925.894 BRL	48.932	8.441	40.491	-	-350	82,56%	-
Central Eólica Aventura I, S.A.	São Paulo	14.001.765 BRL	32.816	26.606	6.210	3.799	672	42,10%	-
Central Eólica Aventura II, S.A.	São Paulo	371.500 BRL	299	241	59	-	-1	82,56%	-
Central Eólica Aventura III, S.A.	São Paulo	1.050 BRL	317	319	-2	-	-	82,56%	-
Central Eólica Aventura IV, S.A.	São Paulo	10.000 BRL	379	380	-	-	-	82,56%	-
Central Eólica Aventura V, S.A.	São Paulo	10.000 BRL	371	371	-	-	-	82,56%	-
Central Eólica Babilônia I, S.A.	Fortaleza	37.232.288 BRL	40.425	32.180	8.245	704	-87	82,56%	-
Central Eólica Babilônia II, S.A.	Fortaleza	36.333.489 BRL	40.656	32.586	8.071	667	-66	82,56%	-
Central Eólica Babilônia III, S.A.	Fortaleza	36.936.528 BRL	41.942	33.761	8.180	646	-87	82,56%	-
Central Eólica Babilônia IV, S.A.	Fortaleza	35.581.489 BRL	39.619	31.766	7.853	616	-121	82,56%	-
Central Eólica Babilônia V, S.A.	Fortaleza	35.580.489 BRL	39.681	31.681	7.999	775	26	82,56%	-
Central Eólica Baixa do Feijão I, S.A.	São Paulo	39.216.713 BRL	29.575	18.024	11.552	4.300	149	42,11%	-
Central Eólica Baixa do Feijão II, S.A.	São Paulo	40.551.200 BRL	28.349	16.278	12.070	4.010	200	42,11%	-
Central Eólica Baixa do Feijão III, S.A.	São Paulo	67.416.713 BRL	34.702	17.784	16.918	4.009	-364	42,11%	-
Central Eólica Baixa do Feijão IV, S.A.	São Paulo	44.433.110 BRL	28.323	15.962	12.361	3.708	-66	42,11%	-
Central Eólica Jerusalém I, S.A.	São Paulo	50 BRL	171	1	170	-	-	82,56%	-
Central Eólica Jerusalém II, S.A.	São Paulo	50 BRL	171	1	170	-	-	82,56%	-
Central Eólica Jerusalém III, S.A.	São Paulo	50 BRL	171	1	170	-	-	82,56%	-
Central Eólica Jerusalém IV, S.A.	São Paulo	50 BRL	171	1	170	-	-	82,56%	-
Central Eólica Jerusalém V, S.A.	São Paulo	50 BRL	171	1	170	-	-	82,56%	-
Central Eólica Jerusalém VI, S.A.	São Paulo	50 BRL	-	-	-	-	-	82,56%	-
Central Eólica Monte Verde I, S.A.	Lagoa Nova	10.000 BRL	394	3	391	-	-	82,56%	-
Central Eólica Monte Verde II, S.A.	Lagoa Nova	10.000 BRL	394	3	391	-	-	82,56%	-
Central Eólica Monte Verde III, S.A.	Lagoa Nova	10.000 BRL	345	2	342	-	-	82,56%	-
Central Eólica Monte Verde IV, S.A.	Lagoa Nova	10.000 BRL	271	2	269	-	-	82,56%	-
Central Eólica Monte Verde V, S.A.	Lagoa Nova	10.000 BRL	198	1	197	-	-	82,56%	-
Central Eólica SRMN I, S.A.	São Paulo	1.050 BRL	321	323	-2	-	-	82,56%	-
Central Eólica SRMN II, S.A.	São Paulo	1.050 BRL	281	283	-2	-	-	82,56%	-
Central Eólica SRMN III, S.A.	São Paulo	1.050 BRL	321	323	-2	-	-	82,56%	-
Central Eólica SRMN IV, S.A.	São Paulo	1.050 BRL	548	551	-2	-	-	82,56%	-
Central Eólica SRMN V, S.A.	São Paulo	500 BRL	19	21	-2	-	-	82,56%	-
Central Eólica Jau, S.A.	São Paulo	55.330.738 BRL	109.289	81.416	27.873	11.016	6.812	42,11%	-
Central Nacional de Energia Eólica, S.A.	São Paulo	12.396.000 BRL	5.502	1.208	4.294	2.224	814	42,11%	-
Central Solar Pereira Barreto I, Ltda.	Pereira Barreto	10.000 BRL	2	-	2	-	-	82,56%	-
Central Solar Pereira Barreto II, Ltda.	Pereira Barreto	10.000 BRL	2	-	2	-	-	82,56%	-
Central Solar Pereira Barreto III, Ltda.	Pereira Barreto	10.000 BRL	2	-	2	-	-	82,56%	-
Central Solar Pereira Barreto IV, Ltda.	Pereira Barreto	10.000 BRL	2	-	2	-	-	82,56%	-
Central Solar Pereira Barreto V, Ltda.	Pereira Barreto	10.000 BRL	2	-	2	-	-	82,56%	-
Elebrás Projetos, S.A.	São Paulo	103.779.268 BRL	57.321	26.964	30.357	19.606	7.372	42,11%	-
SRMN Holding, S.A.	São Paulo	500 BRL	-	-	-	-	-	82,56%	-

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

Os principais indicadores financeiros das Empresas conjuntamente controladas, à data de 31 de Dezembro de 2018, são apresentados de seguida:

Empresas Conjuntamente Controladas *	Sede	Capital Social / Moeda	% Grupo	% Individual
Produção de Electricidade:				
Bioastur, A.I.E.	Sérín	60.101 EUR	50,00%	-
Ceprastur, A.I.E.	Oviedo	360.607 EUR	46,86%	-
Companhia Energética do JARI - CEJA	São Paulo	778.823.746 BRL	25,63%	-
Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão, S.A.	Amapá	728.600.000 BRL	25,63%	-
Empresa de Energia São Manoel, S.A.	Rio de Janeiro	2.351.974.102 BRL	17,09%	-
HC Tudela Cogeneración, S.L.	Aboño - Carreño	306.030 EUR	50,10%	-
Pecém Operação e Manutenção de Unidades de Geração Elétrica, S.A.	Ceará	1.527.000 BRL	25,63%	-
Pecém Transportadora de Minérios, S.A.	Ceará	3.364.018 BRL	25,63%	-
Distribuição de Electricidade:				
EME2 - Engenharia, Manutenção e Serviços, ACE	Lisboa	- EUR	60,00%	-
Comercialização de Electricidade:				
CHC Comercializador de Referência, S.L.U.	Madrid	72.000 EUR	50,00%	-
CIDE HC Energía, S.A.	Madrid	500.000 EUR	50,00%	-
Distribuição de Gás:				
Desarrollos Energéticos Canarios, S.A.	Las Palmas	15.025 EUR	41,20%	-
Actividade de Energias Renováveis:				
2018 Vento XIX LLC	Delaware	182.057.308 USD	17%	-
Compañía Eólica Aragonesa, S.A.	Zaragoza	6.701.165 EUR	41,28%	-
Éoliennes en Mer Dieppe - Le Tréport, S.A.S.	Dieppe	31.436.000 EUR	24,36%	-
Éoliennes en Mer Îles d'Yeu et de Noirmoutier, S.A.S.	Nantes	36.376.000 EUR	24,36%	-
Evolución 2000, S.L.	Albacete	117.994 EUR	40,58%	-
Flat Rock Windpower II LLC	Delaware	209.967.187 USD	41,28%	-
Flat Rock Windpower LLC	Delaware	536.426.287 USD	41,28%	-
Les Eoliennes en Mer Services, S.A.S.	Courbevoie	40.000 EUR	24,36%	-
Les Eoliennes Flottantes du Golfe du Lion, S.A.S.	Montpellier	40.000 EUR	28,90%	-
MacColl Offshore Windfarm Limited	Cardiff	1 GBP	27,49%	-
Mayflower Wind Energy LLC	Delaware	- USD	41,28%	-
Meadow Lake Wind Farm VI LLC	Delaware	95.277.580 USD	17%	-
Moray East Holdings Limited	Londres	10.000.000 GBP	27,49%	-
Moray Offshore Windfarm (East) Limited	Cardiff	10.000.000 GBP	27,49%	-
Moray Offshore Windfarm (West) Limited	Londres	1.000 GBP	55,32%	-
Moray West Holdings Limited	Londres	1.000 GBP	55,32%	-
Nation Rise Wind Farm GP, Inc.	British Columbia	- CAD	21%	-
Nation Rise Wind Farm LP	Ontário	17.089.826 CAD	21%	-
Prairie Queen Wind Farm LLC	Delaware	58.091.097 USD	17%	-
Stevenson Offshore Windfarm Limited	Cardiff	1 GBP	27,49%	-
Telford Offshore Windfarm Limited	Cardiff	1 GBP	27,49%	-
Windplus, S.A.	Lisboa	1.250.000 EUR	44,91%	-
Outras actividades:				
Energia Asia Consultoria, Limitada	Macau	200.000 MOP	50,00%	49,00%
Grupo ARQUILED	Mora	231.000 EUR	49,91%	-
Hydro Global Investment, Ltda.	Hong Kong	88.500.000 USD	50,00%	-
Sino - Portuguese Centre for New Technologies (Shanghai) CO., Ltd	Xangai	21.600.000 CNY	40,00%	-

Os principais indicadores financeiros das Empresas conjuntamente controladas, à data de 31 de Dezembro de 2017, são apresentados de seguida:

Empresas Conjuntamente Controladas *	Sede	Capital Social / Moeda	% Grupo	% Individual
Produção de Electricidade:				
Bioastur, A.I.E.	Sérín	60.101 EUR	50,00%	-
Ceprastur, A.I.E.	Oviedo	360.607 EUR	46,86%	-
Companhia Energética do JARI - CEJA	São Paulo	707.823.746 BRL	25,63%	-
Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão, S.A.	Amapá	728.600.000 BRL	25,63%	-
Empresa de Energia São Manoel, S.A.	Rio de Janeiro	2.273.974.102 BRL	17,09%	-
Grupo Bioeléctrica	Lisboa	50.000 EUR	50,00%	40,00%
HC Tudela Cogeneración, S.L.	Oviedo	306.030 EUR	50,10%	-
Pecém Operação e Manutenção de Unidades de Geração Elétrica, S.A.	Ceará	1.527.000 BRL	25,63%	-
Pecém Transportadora de Minérios, S.A.	Ceará	2.688.994 BRL	25,63%	-
Distribuição de Electricidade:				
EME2 - Engenharia, Manutenção e Serviços, ACE	Lisboa	- EUR	60,00%	-
Comercialização de Electricidade:				
CHC Comercializador de Referência, S.L.U.	Madrid	72.000 EUR	50,00%	-
CIDE HC Energía, S.A.	Madrid	500.000 EUR	50,00%	-
Distribuição de Gás:				
Desarrollos Energéticos Canarios, S.A.	Las Palmas	15.025 EUR	41,20%	-
Actividade de Energias Renováveis:				
Compañía Eólica Aragonesa, S.A.	Zaragoza	6.701.165 EUR	41,28%	-
Evolución 2000, S.L.	Albacete	117.994 EUR	40,58%	-
Flat Rock Windpower II LLC	Delaware	209.647.187 USD	41,28%	-
Flat Rock Windpower LLC	Delaware	534.426.287 USD	41,28%	-
Les Eoliennes Flottantes du Golfe du Lion, S.A.S.	Montpellier	40.000 EUR	28,90%	-
Moray Offshore Windfarm (East) Limited	Cardiff	10.000.000 GBP	63,32%	-
Outras actividades:				
Energia Ásia Consultoria, Limitada	Macau	200.000 MOP	50,00%	49,00%
Grupo ARQUILED	Mora	168.700 EUR	46,15%	-
Hydro Global Investment, Ltda.	Hong Kong	88.500.000 USD	50,00%	-
Sino - Portuguese Centre for New Technologies (Shanghai) CO., Ltd	Xangai	21.600.000 CNY	40,00%	-

* A informação financeira individual das empresas conjuntamente controladas encontra-se divulgada na nota 20.

EDP - Energias de Portugal, S.A.
Notas às Demonstrações Financeiras Consolidadas e Individuais
para os períodos findos em 31 de Dezembro de 2018 e 2017

As Empresas onde o Grupo exerce influência significativa, à data de 31 de Dezembro de 2018, são as seguintes:

Empresas Associadas *	Sede	Capital Social / Moeda	% Grupo	% Individual
Produção de Electricidade:				
Carriço Cogeração - Sociedade de Geração de Electricidade e Calor, S.A.	Lisboa	50.000 EUR	35,00%	-
Kosorkuntza, A.I.E.	Bilbau	- EUR	25,00%	-
Solar Siglo XXI, S.A.	Ciudad Real	80.000 EUR	20,64%	-
Distribuição de Electricidade:				
AMBERTREE - Tecnologia para Redes de Energia Eléctrica, Lda	Lisboa	5.000 EUR	26,00%	-
Actividade de Energias Renováveis:				
Aprofitament D'Energies Renovables de L'Ebre, S.L.	Barcelona	3.870.030 EUR	10,97%	-
Biomassas del Pirineo, S.A.	Huesca	454.896 EUR	24,77%	-
Blue Canyon Windpower LLC	Texas	35.309.480 USD	20,64%	-
Desarrollos Eólicos de Canarias, S.A.	Gran Canaria	1.817.130 EUR	36,94%	-
Nine Kings Wind Farm LLC	Delaware	- USD	41,28%	-
Parque Eólico Belmonte, S.A.	Asturias	120.400 EUR	24,69%	-
Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.	Soria	7.193.970 EUR	34,68%	-
Solar Works! B.V.	Roterdão	3 EUR	16,67%	-
Outras actividades:				
Centrais Eléctricas de Santa Catarina, S.A. - Celesco	Santa Catarina	1.340.000.000 BRL	12,08%	-
Comercializadora de Equipamentos y Materiais MABE, Ltda.	Chile	- BRL	25,63%	-
EDT-Engenharia, Inovação e Desenvolvimento Tecnológico, S.A.	Porto	221.794 EUR	33,50%	-
MABE Construção e Administração de Projectos, Ltda.	Ceará	520.459.000 BRL	25,63%	-
Portsines - Terminal Multipurpose de Sines, S.A.	Sines	4.200.000 EUR	39,60%	-
Principle Power, Inc	Seattle	356.066 USD	21,39%	-
Vertequip, Equipamentos e Trabalhos Verticais, Lda	Chamusca	347.139 EUR	23,66%	-
WPVT, S.A.	Porto	75.000 EUR	20,00%	-

As Empresas onde o Grupo exerce influência significativa, à data de 31 de Dezembro de 2017, eram as seguintes:

Empresas Associadas *	Sede	Capital Social / Moeda	% Grupo	% Individual
Produção de Electricidade:				
Carriço Cogeração - Sociedade de Geração de Electricidade e Calor, S.A.	Lisboa	50.000 EUR	35,00%	-
EDERG - Produção Hidroeléctrica, Lda	Lisboa	400.000 EUR	25,00%	-
Kosorkuntza, A.I.E.	Bilbau	- EUR	25,00%	-
Solar Siglo XXI, S.A.	Ciudad Real	80.000 EUR	20,64%	-
Distribuição de Electricidade:				
AMBERTREE - Tecnologia para Redes de Energia Eléctrica, Lda	Lisboa	5.000 EUR	26,00%	-
Actividade de Energias Renováveis:				
Aprofitament D'Energies Renovables de L'Ebre, S.L.	Barcelona	3.870.030 EUR	10,97%	-
Biomassas del Pirineo, S.A.	Huesca	454.896 EUR	24,77%	-
Blue Canyon Windpower LLC	Texas	40.364.480 USD	20,64%	-
Desarrollos Eólicos de Canarias, S.A.	Gran Canaria	1.817.130 EUR	36,94%	-
Eoliennes en Mer Dieppe Le Tréport, S.A.S.	Bois Guillaume	31.436.000 EUR	35,50%	-
Eoliennes en Mer Îles d'Yeu et de Noirmoutier, S.A.S.	Nantes	36.376.000 EUR	35,50%	-
Les Eoliennes en Mer Services, S.A.S.	Courbevoie	40.000 EUR	35,50%	-
Nine Kings Wind Farm LLC	Delaware	- USD	41,28%	-
Parque Eólico Belmonte, S.A.	Asturias	120.400 EUR	24,69%	-
Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.	Soria	7.193.970 EUR	34,68%	-
WINDPLUS, S.A.	Lisboa	1.250.000 EUR	16,02%	-
Outras actividades:				
EDT-Engenharia, Inovação e Desenvolvimento Tecnológico, S.A.	Porto	150.000 EUR	30,00%	-
MABE Construção e Administração de Projectos, Ltda.	Ceará	520.459.000 BRL	25,63%	-
Portsines - Terminal Multipurpose de Sines, S.A.	Sines	4.200.000 EUR	39,60%	-
Principle Power, Inc	Seattle	356.066 USD	22,72%	-

* A informação financeira individual das empresas associadas encontra-se divulgada na nota 20.





**WE
LOVE
THE WIND**