Release de Resultados

4T19/2019

Sumário

Campinas, 9 de março de 2020 – A CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis" ou "Companhia") anuncia hoje os resultados referentes ao quarto trimestre de 2019 (4T19) e acumulado do ano até 31/12/2019 (2019). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicadas de outra forma, são apresentadas em bases consolidadas e de acordo com a legislação societária aplicável.

Destaques do trimestre e do ano

i. Geração de energia de 1.797,4 GWh no 4T19 (-6,2% versus 4T18) e de 6.434,8 GWh em 2019 (-4,6% versus 2018);

ii. Receita líquida de R$ 583,5 milhões no 4T19 (+13,1% versus 4T18) e de R$ 1.928,0 milhões em 2019 (-0,4% versus 2018);

iii. EBITDA de R$ 376,4 milhões no 4T19 (+26,1% versus 4T18) e de R$ 1.203,5 milhões em 2019 (-0,4% versus 2018);

iv. Lucro líquido de R$ 114,7 milhões no 4T19 (+7,3% versus 4T18) e de R$ 107,0 milhões em 2019 (-9,9% versus 2018);

v. Situação de liquidez adequada ao perfil da Companhia: caixa de R$ 1,4 bilhão[1];

vi. Dívida Líquida de R$ 3,6 bilhões[2]; e alavancagem de 3,0x Dívida Líquida/EBITDA;

vii. Conclusão da transferência das ações da CPFL Renováveis, com o pagamento correspondente de R$ 4,1 bilhões (R$ 16,85/ação):
- Processo de integração na sede da CPFL Energia em Campinas;
- Substituição de dívidas no montante de R$ 838 milhões, reduzindo despesas financeiras.

[1] Inclui caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, títulos e valores mobiliários e conta reserva (aplicações financeiras vinculadas).
[2] Não considera saldo de mútuo, conforme novos contratos de *covenants*.

Resultados 4T19/2019

Indicadores Econômicos e Operacionais

(R$ mil)	4T19	4T18	4T19 vs 4T18	2019	2018	2019 vs 2018
Demonstrativo de Resultados						
Receita Líquida	583.469	516.083	+13,1%	1.928.011	1.936.318	-0,4%
Ebitda [(1)]	376.408	298.426	+26,1%	1.203.532	1.208.763	-0,4%
Margem Ebitda	64,5%	57,8%	+6,7 p.p.	62,4%	62,4%	0,0 p.p.
Resultado líquido	114.658	106.821	+7,3%	107.025	118.806	-9,9%
Indicadores Operacionais						
Capacidade em operação (MW)	2.133	2.133	0,0%	2.133	2.133	0,0%
# usinas/parques em operação	94	94	0,0%	94	94	0,0%
Energia gerada (GWh) [(2)]	1.797	1.916	-6,2%	6.435	6.744	-4,6%

[1] Ebitda corresponde ao lucro líquido antes: (i) das despesas de depreciação e amortização; (ii) do imposto de renda e contribuição social (tributos federais sobre a renda); e (iii) do resultado financeiro, conforme Instrução CVM Nº 527, de 04 de outubro de 2012.
[2] Em decorrência da liquidação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), para efeitos de contabilização a Companhia considera a geração provisionada do último mês do período corrente.

Portfólio em operação

A CPFL Renováveis tem como vantagem competitiva a diversificação de seu portfólio que, no encerramento do 4T19, contava com 94 ativos localizados em 58 municípios brasileiros. Para atender a esse portfólio a Companhia conta com uma plataforma robusta e altamente escalável.

No encerramento do 4T19, a capacidade da Companhia estava distribuída da seguinte forma:

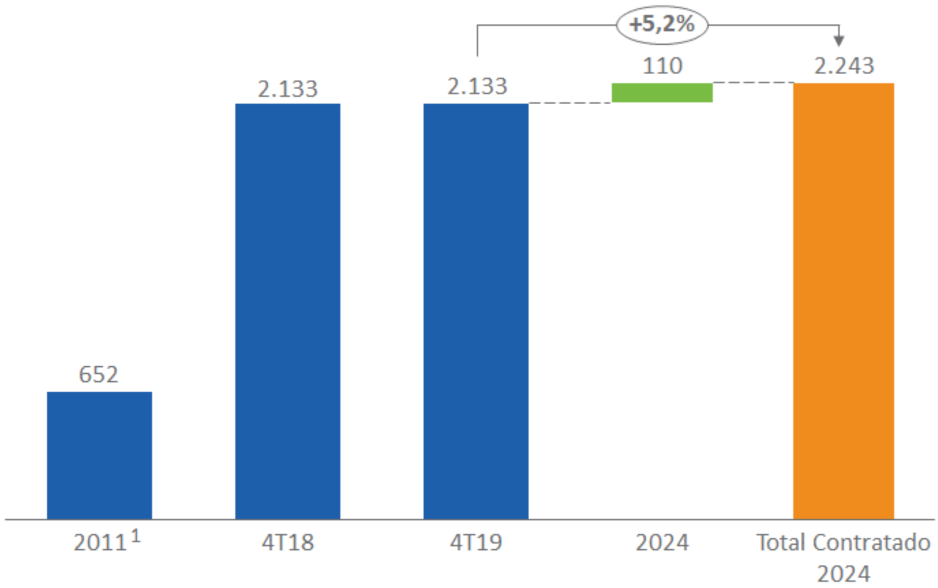
Fonte	Capacidade em operação (MW)	Número de ativos	% do portfólio
Eólica	1.308,6	45	61,4%
PCH	453,1	40	21,2%
Biomassa	370,0	8	17,3%
Solar	1,1	1	0,1%
Total em operação	**2.132,8**	**94**	**100,0%**

Portfólio contratado: projetos em implantação

Após a venda de dois projetos no leilão de energia nova realizado em agosto de 2018, a Companhia possui em seu portfólio uma PCH e um complexo eólico em implantação que adicionarão 109,7 MW de capacidade nos próximos anos:

Projetos	Fonte	U.F.	Município	Capacidade (MW)	Entrada em operação
PCH Cherobim	PCH	PR	Lapa	28,0	2024
Complexo Eólico Gameleira	Eólica	RN	Touros	81,7[3]	2024
Total				**109,7**	

Evolução do portfólio contratado até 2024 (MW)



[1] Agosto de 2011 - Criação da CPFL Renováveis.

Além dos ativos em operação e dos projetos em fase de implantação, a Companhia possui um *pipeline* de projetos em desenvolvimento de 2,9 GW.

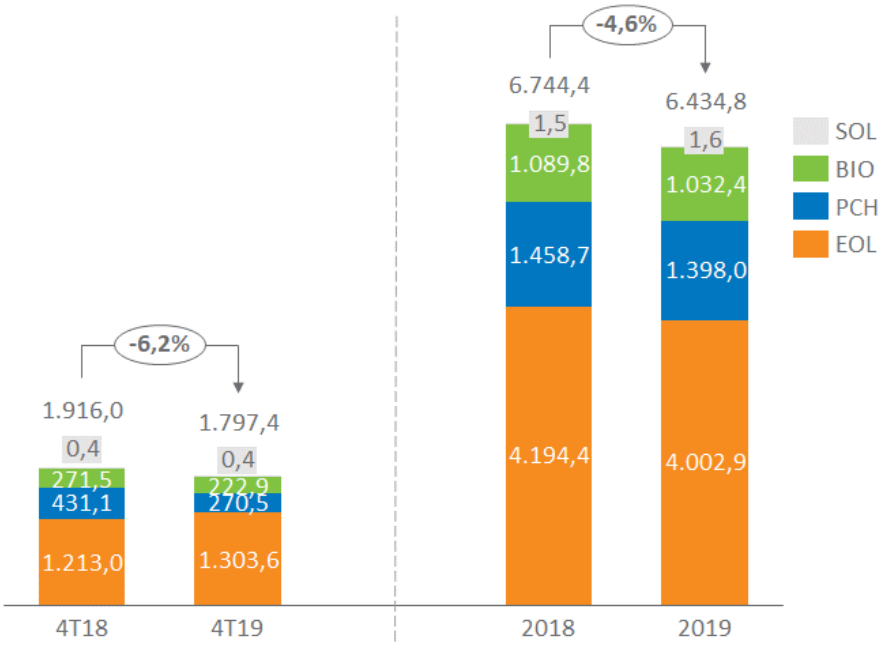
[3] O aumento na potência a ser instalada nos parques de 69,3 MW para 81,7 MW, deve-se à otimização de potência do aerogerador.

Produção de energia

No 4T19, a CPFL Renováveis gerou 1.797,4 GWh de energia, redução de 6,2% em relação ao 4T18 (-118,6 GWh). Em 2019, a CPFL Renováveis gerou 6.434,8 GWh de energia, redução de 4,6% em relação a 2018 (-309,6 GWh).

A produção por fonte encontra-se representada no gráfico a seguir:

Geração de energia por fonte (GWh)[1]



[1] Em decorrência da liquidação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), para efeitos de contabilização a Companhia considera a geração provisionada do último mês do período corrente.

O portfólio de ativos da CPFL Renováveis é diversificado, tanto em termos de fontes como em localização geográfica. Essa característica é relevante, pois mitiga os efeitos das sazonalidades e fatores climáticos, que variam de acordo com a fonte renovável e também com a localização geográfica de cada um dos ativos.

EÓLICA

A geração de energia dos parques eólicos apresentou acréscimo de 7,5% (+90,6 GWh) no 4T19 em relação ao 4T18. Esse resultado é explicado pela maior disponibilidade nos parques do Ceará e pela maior incidência de ventos no Ceará, no Rio Grande do Norte e no Rio Grande do Sul.

Em 2019, a geração apresentou queda de 4,6% (-191,5 GWh) em relação a 2018. Apesar da melhora na disponibilidade dos parques em 2019, principalmente os que operam com máquinas Suzlon, a menor incidência de ventos no Ceará e no Rio Grande do Norte ocasionou redução na geração entre os anos comparados.

As taxas de eficiência dos últimos 12, 24 e 36 meses foram de 77,5%, 79,3% e 80,6%, respectivamente. Nos últimos 36 meses, a taxa de eficiência foi impactada principalmente em função do fenômeno La Niña, ocorrido no primeiro semestre de 2018. Vale mencionar que o primeiro trimestre de 2019 foi o pior em incidência de vento dos últimos 6 anos de medição nos parques eólicos da CPFL Renováveis que estão localizados no nordeste, em função principalmente da combinação dos fenômenos climáticos típicos de verão aliados ao deslocamento da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT), que esteve posicionada sobre o litoral norte nordestino. Essa condição atmosférica persistiu, no segundo trimestre, reduzindo a velocidade do vento sobre a região até meados de maio. No terceiro trimestre de 2019 as condições atmosféricas começaram a retornar à normalidade, favorecendo um retorno gradual, especialmente no Ceará, onde as condições atmosféricas contribuíram para um fortalecimento dos efeitos de brisa, no litoral do estado, favorecendo vento acima do esperado na região. Por outro lado, o Rio Grande do Norte seguiu sofrendo com a atuação de sistemas atmosféricos de curta duração, que afetaram o melhor desempenho dos ventos observados na região.

A eficiência também foi afetada por problemas de disponibilidade nos parques do Ceará, que eram operados pela Suzlon.

Fator de capacidade e taxa de eficiência dos parques eólicos nos últimos 12 meses:

Ativo	Estado	Fator de capacidade certificado[10 11]	Fator de capacidade real últimos 12 meses	Taxa de eficiência[12]
Complexo Eólico SIIF (1)	CE	35,0%	25,6%	73,0%
Complexo Eólico Bons Ventos (2)	CE	38,5%	29,9%	77,6%
Complexo Eólico Rosa dos Ventos	CE	45,2%	37,2%	82,3%
Complexo Eólico Santa Clara (3)	RN	40,2%	28,1%	69,8%
Complexo Eólico Morro dos Ventos (4)	RN	43,3%	33,9%	78,3%
Complexo Eólico Atlântica (5)	RS	43,2%	37,9%	87,7%
Complexo Eólico Macacos I (6)	RN	49,1%	39,8%	81,0%
Campo dos Ventos II	RN	46,7%	34,8%	74,4%
Complexo Eólico Eurus (7)	RN	44,4%	37,0%	83,4%
Morro dos Ventos II	RN	53,9%	39,5%	73,2%
Complexos Eólicos Campo dos Ventos e São Benedito (8)	RN	58,2%	47,5%	81,7%
Complexo Eólico Pedra Cheirosa (9)	CE	60,9%	42,1%	69,1%
Total		**45,0%**	**35,0%**	**77,5%**

Fator de capacidade e taxa de eficiência dos parques eólicos nos últimos 24 meses:

Ativo	Estado	Fator de capacidade certificado [10 11]	Fator de capacidade real últimos 24 meses	Taxa de eficiência[12]
Complexo Eólico SIIF (1)	CE	35,0%	25,5%	72,8%
Complexo Eólico Bons Ventos (2)	CE	38,5%	28,9%	75,0%
Complexo Eólico Rosa dos Ventos	CE	45,2%	29,4%	65,0%

Complexo Eólico Santa Clara (3)	RN	40,2%	29,3%	72,7%
Complexo Eólico Morro dos Ventos (4)	RN	43,3%	35,1%	81,1%
Complexo Eólico Atlântica (5)	RS	43,2%	38,5%	89,1%
Complexo Eólico Macacos I (6)	RN	49,1%	41,6%	84,6%
Campo dos Ventos II	RN	46,7%	36,5%	78,2%
Complexo Eólico Eurus (7)	RN	44,4%	38,5%	86,6%
Morro dos Ventos II	RN	53,9%	41,5%	77,0%
Complexos Eólicos Campo dos Ventos e São Benedito (8)	RN	58,2%	49,5%	85,0%
Complexo Eólico Pedra Cheirosa (9)	CE	60,9%	43,4%	71,3%
Total		**45,0%**	**35,5%**	**79,3%**

Fator de capacidade e taxa de eficiência dos parques eólicos nos últimos 36 meses:

Ativo	Estado	Fator de capacidade certificado[10 11]	Fator de capacidade real últimos 36 meses	Taxa de eficiência[12]
Complexo Eólico SIIF (1)	CE	35,0%	26,3%	75,2%
Complexo Eólico Bons Ventos (2)	CE	38,5%	27,7%	72,0%
Complexo Eólico Rosa dos Ventos	CE	45,2%	32,4%	71,6%
Complexo Eólico Santa Clara (3)	RN	40,2%	31,2%	77,6%
Complexo Eólico Morro dos Ventos (4)	RN	43,3%	36,6%	84,5%
Complexo Eólico Atlântica (5)	RS	43,2%	39,5%	91,5%
Complexo Eólico Macacos I (6)	RN	49,1%	43,5%	88,5%
Campo dos Ventos II	RN	46,7%	38,4%	82,1%
Complexo Eólico Eurus (7)	RN	44,4%	40,1%	90,2%
Morro dos Ventos II	RN	53,9%	43,3%	80,3%
Complexos Eólicos Campo dos Ventos e São Benedito (8)	RN	58,2%	5,2%	8,9%
Total		**44,4%**	**33,4%**	**80,6%**

1 Complexo SIIF é formado pelos parques eólicos Paracuru, Foz do Rio Choró, Icaraizinho e Praia Formosa.
2 Complexo Bons Ventos é formado pelos parques eólicos Enacel, Bons Ventos, Taíba Albatroz e Canoa Quebrada.
3 Complexo Santa Clara é formado pelos parques eólicos Santa Clara I, Santa Clara II, Santa Clara III, Santa Clara IV, Santa Clara V, Santa Clara VI e Eurus VI.
4 Complexo Morro dos Ventos é formado pelos parques eólicos Morro dos Ventos I, III, IV, VI e IX.
5 Complexo Atlântica é formado pelos parques eólicos Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV e Atlântica V.
6 Complexo Macacos I é formado pelos parques eólicos Macacos, Juremas, Pedra Preta e Costa Branca.
7 Complexo Eurus é formado pelos parques eólicos Eurus I e Eurus II.
8 Complexos Campo dos Ventos e São Benedito são formados pelos parques eólicos Campo dos Ventos I, III e V, São Domingos, Ventos de São Martinho, Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Ventos de Santa Mônica e Ventos de Santa Úrsula.
9 Complexo Pedra Cheirosa é formado pelos parques eólicos Pedra Cheirosa I e II.
10 O fator de capacidade considera perdas na rede básica para o P50 estimada em 2,5%.
11 Atualização das certificações das eólicas devido aperfeiçoamento de análises em função de mais dados disponíveis.
12 A taxa de eficiência (razão entre fator de capacidade real e fator de capacidade certificado) corresponde ao fator de geração que é calculado pela divisão entre geração realizada e geração certificada (P50).

HÍDRICA (PCH)

A geração de energia das PCHs apresentou queda de 37,3% (-160,6 GWh) no 4T19 em relação ao 4T18. Esse resultado é explicado principalmente pela piora na afluência na região Sul e nos estados de Minas Gerais e São Paulo no período.

Em 2019, a geração apresentou queda de 4,2% (-60,7 GWh) em relação a 2018. Apesar da entrada em operação da PCH Boa Vista 2, em novembro de 2018, a piora na afluência nos estados de Minas Gerais e de São Paulo impactou na geração.

O total gerado pelas usinas pertencentes ao MRE tem sido, nos últimos anos, inferior ao total da garantia física das mesmas, ocasionando déficit (GSF) que, dependendo da quantidade contratada, resulta na exposição no mercado de curto prazo para tais usinas. Exceto no 1T18 e no 1T19, quando houve energia secundária, uma vez que as garantias físicas sazonalizadas das usinas pertencentes do MRE estão mais concentradas nos demais meses do ano. A Companhia não tem efeito relevante para as usinas que comercializaram energia no mercado regulado, em função da repactuação do risco hidrológico (GSF). Os efeitos na CPFL Renováveis estão descritos nas sessões "Receita líquida e "Custo de compra de energia".

BIOMASSA

A geração de energia das usinas de biomassa apresentou reduções de 17,9% (-48,6 GWh) no 4T19 e de 5,3% (-57,4 GWh) em 2019. Esses resultados são explicados principalmente pela retirada do gerador da UTE Bio Ipê para manutenção, em dezembro de 2019. É importante salientar que mesmo com a queda na geração desta UTE, não houve impacto financeiro para a Companhia, já que o contrato já havia sido cumprido.

Resultados 4T19/2019

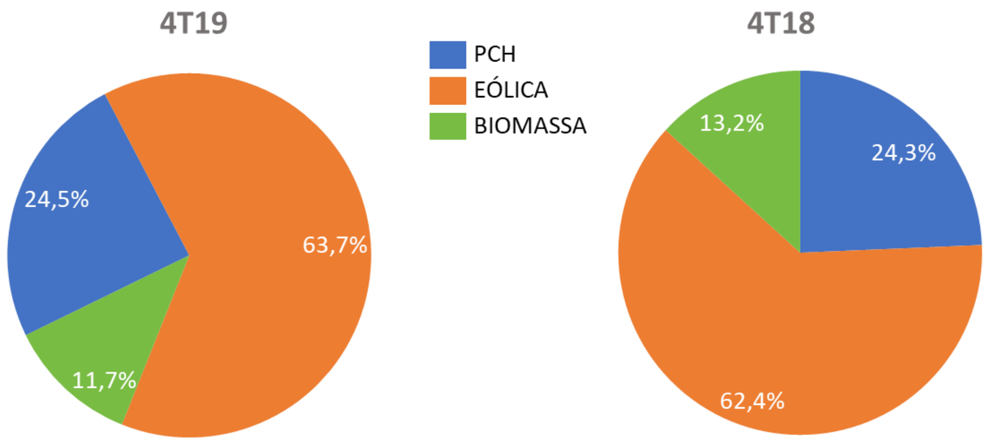
Desempenho econômico e financeiro

Demonstração de Resultado

(R$ mil)	4T19	4T18	4T19 vs 4T18	2019	2018	2019 vs 2018
Receita Líquida	583.469	516.083	+13,1%	1.928.011	1.936.318	-0,4%
Custo de geração de energia elétrica	(165.789)	(118.148)	+40,3%	(567.526)	(526.519)	+7,8%
Depreciação e amortização	(120.117)	(112.243)	+7,0%	(478.638)	(456.232)	+4,9%
Lucro Bruto	**297.563**	**285.692**	**+4,2%**	**881.847**	**953.567**	**-7,5%**
Despesas gerais e administrativas	(41.273)	(99.509)	-58,5%	(156.953)	(201.036)	-21,9%
Amortização do direito de exploração	(39.807)	(40.434)	-1,6%	(159.227)	(157.649)	+1,0%
Depreciação e amortização	(1.846)	(2.559)	-27,9%	(7.857)	(9.226)	-14,8%
Lucro Operacional	**214.637**	**143.190**	**+49,9%**	**557.810**	**585.656**	**-4,8%**
Resultado Financeiro	(88.133)	(129.326)	-31,9%	(403.633)	(504.125)	-19,9%
IR e CS	(11.847)	92.957	-	(47.152)	37.275	-
Resultado Líquido	**114.657**	**106.821**	**+7,3%**	**107.025**	**118.806**	**-9,9%**
Ebitda	**376.408**	**298.426**	**+26,1%**	**1.203.532**	**1.208.763**	**-0,4%**
Margem Ebitda	64,5%	57,8%	+6,7 p.p.	62,4%	62,4%	0,0 p.p.

Receita líquida

Composição da receita líquida por fonte – 4T19 vs. 4T18[1]



[1] A participação da fonte solar foi de 0,02% no 4T19 e no 4T18.

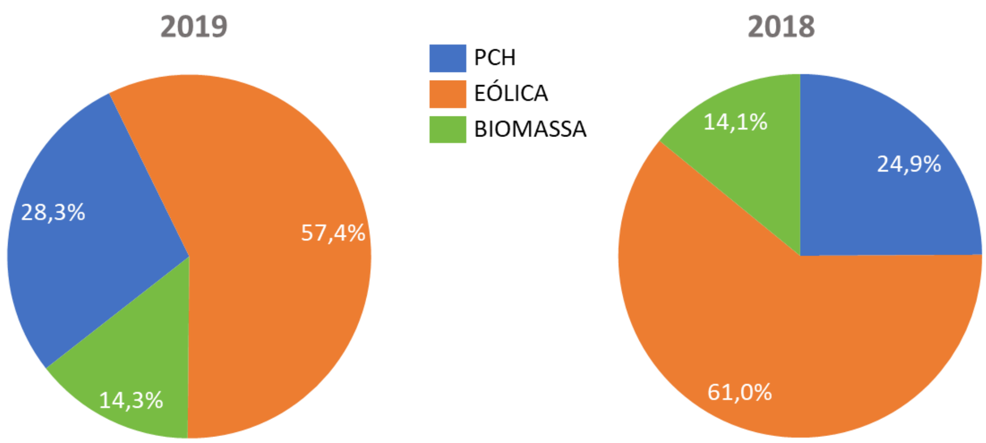
A receita líquida total atingiu R$ 583,5 milhões no 4T19, um aumento de 13,1% em relação ao 4T18 (+R$ 67,4 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

(i) Aumento de R$ 49,7 milhões na receita das eólicas e da *Holding*, devido principalmente: (a) à maior geração dos complexos eólicos (+R$ 25,7 milhões); e (b) às operações de *hedge* liquidadas a PLD (+R$ 15,0 milhões);

(ii) Aumento de R$ 17,6 milhões na receita das PCHs, devido principalmente à diferente estratégia de sazonalização da garantia física dos contratos entre os períodos e reajuste dos contratos;

(iii) A receita das biomassas permaneceu praticamente estável entre os períodos.

Composição da receita líquida por fonte – 2019 vs. 2018[1]



[1] A participação da fonte solar foi de 0,02% em 2019 e em 2018.

Em 2019, a receita líquida atingiu R$ 1.928,0 milhões, queda de 0,4% em comparação com 2018 (-R$ 8,3 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

(i) Redução de R$ 74,5 milhões na receita das eólicas e da *Holding*, devido principalmente: (a) à menor geração dos complexos eólicos (-R$ 70,2 milhões); e (b) à diferença de preço da energia vendida no leilão de energia nova por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), uma vez que a energia descontratada em 2018 foi vendida no mercado livre a um preço superior ao preço do contrato no mercado regulado em 2019 (-R$ 48,4 milhões). Tais efeitos foram parcialmente compensados pelas operações de *hedge* liquidadas a PLD (+R$ 31.0 milhões);

(ii) Aumento de R$ 63,3 milhões na receita das PCHs, devido principalmente à diferente estratégia de sazonalização da garantia física dos contratos entre os períodos, à exposição ao GSF e ao reajuste dos contratos;

(iii) Aumento de R$ 2,9 milhões na receita das biomassas, devido principalmente à maior geração de algumas usinas (+R$ 16,4 milhões), parcialmente compensado pela estratégia de sazonalização dos contratos - menor em 2019 (-R$ 14,5 milhões).

Receita líquida	4T19	4T18	4T19 vs 4T18	2019	2018	2019 vs 2018
PCH	143.124	125.532	+14,0%	545.356	482.048	+13,1%
EOL[1]	371.810	322.121	+15,4%	1.106.675	1.181.223	-6,3%
Biomassa	68.442	68.308	+0,2%	275.629	272.689	+1,1%
Solar	94	122	-22,5%	351	359	-2,3%
Total	**583.469**	**516.083**	**+13,1%**	**1.928.011**	**1.936.318**	**-0,4%**

[1] Considera as operações na Holding.

Cabe ressaltar que o reconhecimento das receitas das PCHs (com exceção dos contratos do PROINFA) é feito com base na curva de sazonalização da garantia física. Para as eólicas e as usinas de biomassa, o reconhecimento da receita depende do contrato e pode ser feito pela geração efetiva ou sazonalização.

Custo de geração de energia

(R$ mil)	4T19	4T18	4T19 vs 4T18	2019	2018	2019 vs 2018
Custo de compra de energia	(67.175)	(33.643)	+99,7%	(218.927)	(230.979)	-5,2%
Amortização de prêmio do risco hidrológico – GSF	(985)	518	-	(3.926)	(3.869)	+1,5%
Encargos de uso de sistema	(26.564)	(25.022)	+6,2%	(100.707)	(89.368)	+12,7%
PMSO [1]	(71.065)	(60.001)	+18,4%	(243.966)	(202.303)	+20,6%
Custo de geração de energia elétrica	**(165.789)**	**(118.148)**	**+40,3%**	**(567.526)**	**(526.519)**	**+7,8%**
Depreciação e amortização	(120.117)	(112.243)	+7,0%	(478.638)	(456.232)	+4,9%
Total dos custos com geração de energia elétrica + depreciação e amortização	**(285.906)**	**(230.391)**	**+24,1%**	**(1.046.164)**	**(982.751)**	**+6,5%**

[1] Pessoal, material, serviços de terceiros e outros.

No 4T19, os custos de geração de energia, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R$ 165,8 milhões, aumento de 40,3% em relação ao 4T18 (+R$ 47,6 milhões). Em 2019, os custos de geração de energia, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R$ 567,5 milhões, aumento de 7,8% em relação a 2018 (+R$ 41,0 milhões).

Custo de compra de energia

O custo de compra de energia totalizou R$ 67,2 milhões no 4T19, montante 99,7% superior ao registrado no 4T18 (+R$ 33,5 milhões). Essa variação deve-se ao maior volume de energia comprado para operações de *hedge*.

Em 2019, o custo com compra de energia totalizou R$ 218,9 milhões, queda de 5,2% (-R$ 12,1 milhões). Esse desempenho deve-se principalmente ao menor volume de energia comprado para operações de *hedge* e déficits de energia dos parques eólicos que participaram do MCSD por conta da sazonalização *flat* em 2018.

Encargos de uso de sistema

O custo com encargos de uso de sistema totalizou R$ 26,6 milhões no 4T19, aumento de 6,2% em relação ao 4T18 (+R$ 1,5 milhão). Essa variação deve-se ao reajuste de preço dos encargos de conexões e tarifas de uso e conexão do sistema de distribuição e transmissão.

Em 2019, o custo com encargos de uso de sistema totalizou R$ 100,7 milhões, aumento de 12,7% em relação a 2018 (+R$ 11,3 milhões). Esse desempenho deve-se principalmente: (i) ao reajuste de preço dos encargos de conexões e tarifas de uso e conexão do sistema de distribuição e transmissão; e (ii) ao efeito positivo da recuperação de créditos de PIS e Cofins no 2T18.

PMSO

O custo com pessoal, material, serviços de terceiros e outros (PMSO) atingiu R$ 71,1 milhões no 4T19, aumento de 18,4% (+R$ 11,1 milhões) em relação ao custo do 4T18. Essa variação deve-se principalmente ao reajuste dos contratos com fornecedores de O&M dos aerogeradores dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito, findo período de carência parcial nos primeiros anos de operação.

Em 2019, o custo com PMSO totalizou R$ 244,0 milhões, aumento de 20,6% em relação a 2018 (+R$ 41,7 milhões). Tal desempenho deve-se principalmente: (a) ao efeito positivo da recuperação de créditos de PIS e Cofins no 2T18 (+R$ 7,0 milhões); e (b) ao reajuste dos contratos com fornecedores de O&M dos aerogeradores dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito, findo período de carência parcial nos primeiros anos de operação (+R$ 15,6 milhões).

Depreciação e amortização

O custo com depreciação e amortização totalizou R$ 120,1 milhões no 4T19, aumento de 7,0% em relação ao 4T18 (+R$ 7,9 milhões). Em 2019, o custo com depreciação e amortização totalizou R$ 478,6 milhões, aumento de 4,9% em relação a 2018 (+R$ 22,4 milhões). Tais desempenhos devem-se principalmente à entrada em operação da PCH Boa Vista 2, em novembro de 2018.

Despesas gerais e administrativas

(R$ mil)	4T19	4T18	4T19 vs 4T18	2019	2018	2019 vs 2018
Despesas com pessoal	(21.637)	(17.898)	+20,9%	(84.675)	(74.076)	+14,3%
Serviços de terceiros[1]	(8.201)	(13.953)	-41,2%	(46.322)	(59.617)	-22,3%
Outros	(11.434)	(67.658)	-83,1%	(25.956)	(67.343)	-61,5%
Despesas gerais e administrativas	**(41.272)**	**(99.509)**	**-58,5%**	**(156.953)**	**(201.036)**	**-21,9%**
Depreciação e Amortização	(1.846)	(2.559)	-27,9%	(7.857)	(9.226)	-14,8%
Amortização do direito de exploração	(39.807)	(40.434)	-1,6%	(159.227)	(157.649)	+1,0%
Total das despesas gerais e administrativas + depreciação e amortização	**(82.925)**	**(142.502)**	**-41,8%**	**(324.037)**	**(367.911)**	**-11,9%**

[1] Considera despesas de ocupação, material e serviços profissionais.

As despesas gerais e administrativas, excluindo depreciação e amortização, somaram R$ 41,3 milhões no 4T19, redução de 58,5% (-R$ 58,2 milhões) em relação ao 4T18. Em 2019, as despesas gerais e administrativas, excluindo depreciação e amortização, somaram R$ 157,0 milhões, redução de 21,9% (-R$ 44,1 milhões) em relação a 2018. Essas variações são explicadas principalmente pela redução no montante de provisões para perdas e registro de baixa de ativos em 2019 em relação a 2018. A baixa e a provisão de perda de ativos de projetos é decorrente da incerteza de investimento.

Ebitda

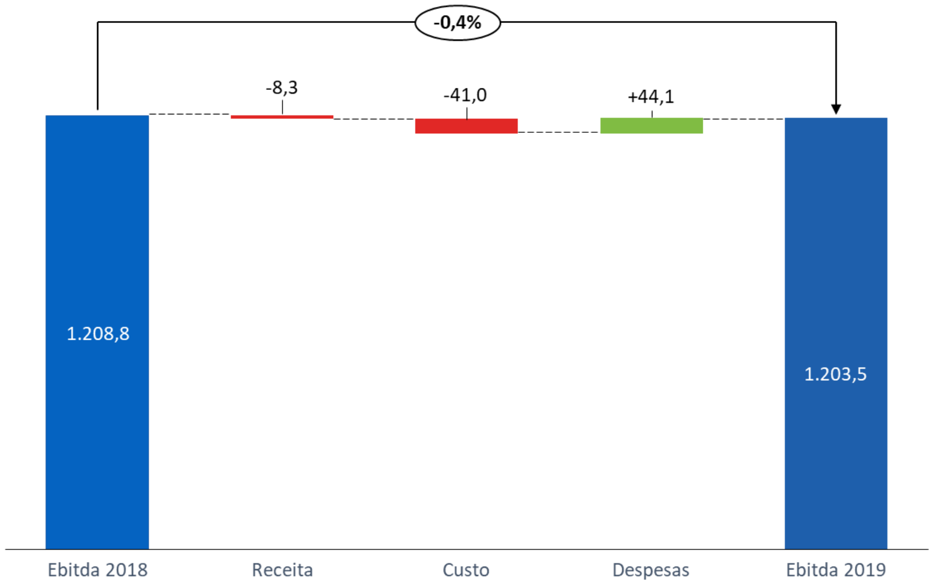
No 4T19, o Ebitda totalizou R$ 376,4 milhões, 26,1% superior ao do 4T18 (+R$ 78,0 milhões). A margem Ebitda atingiu 64,5% no 4T19, +6,7 p.p. superior à do 4T18. Esse resultado deve-se principalmente: (i) à redução no montante de provisões para perdas e registro de baixa de ativos em 2019 em relação a 2018 (+R$ 60 milhões); e (ii) à maior geração dos parques eólicos (+R$ 28 milhões). Tais itens foram parcialmente compensados pelo aumento de despesas no processo de integração com a CPFL Energia (-R$ 4 milhões) e pelo reajuste dos contratos com fornecedores de O&M dos aerogeradores dos complexos eólicos Campo dos Ventos e São Benedito (-R$ 3 milhões).

Resultados 4T19/2019

Evolução do Ebitda – 4T19 versus 4T18 (R$ milhões)

Em 2019, o Ebitda totalizou R$ 1.203,5 milhões, 0,4% inferior ao de 2018 (-R$ 5,2 milhões). A margem Ebitda atingiu 62,4% em 2019, no mesmo patamar de 2018. Esse resultado deve-se principalmente à menor receita líquida (-R$ 8,3 milhões).

Evolução do Ebitda – 2019 versus 2018 (R$ milhões)



Resultado financeiro

(R$ mil)	4T19	4T18	4T19 vs 4T18	2019	2018	2019 vs 2018
Receitas Financeiras	31.288	37.085	-15,6%	172.659	131.695	+31,1%
Despesas Financeiras	(119.421)	(166.411)	-28,2%	(576.292)	(635.820)	-9,4%
Resultado Financeiro	**(88.133)**	**(129.326)**	-31,9%	**(403.633)**	**(504.125)**	-19,9%

A CPFL Renováveis registrou o resultado financeiro líquido negativo de R$ 88,1 milhões no 4T19, 31,9% inferior ao do 4T18 (+R$ 41,2 milhões). Em 2019, o resultado financeiro líquido foi negativo em R$ 403,6 milhões, 19,9% inferior ao de 2018 (+R$ 100,5 milhões).

Receitas financeiras

Em 31 de dezembro de 2019, as disponibilidades e aplicações financeiras da CPFL Renováveis somavam R$ 1.430,9 milhões ante R$ 1.457,6 milhões em 31 de dezembro de 2018.

No 4T19, as receitas financeiras totalizaram R$ 31,3 milhões, 15,6% inferior às do 4T18 (-R$ 5,8 milhões). Essa variação é decorrente principalmente da menor taxa média do CDI no período, parcialmente compensada pela receita com atualização de liquidação financeira na CCEE.

Em 2019, as receitas financeiras totalizaram R$ 172,7 milhões, 31,1% superior às de 2018 (+R$ 41,0 milhões). Esse desempenho é decorrente principalmente da receita com atualização de liquidação financeira na CCEE, parcialmente compensada pela menor taxa média do CDI no período.

Despesas financeiras

No 4T19, as despesas financeiras somaram R$ 119,4 milhões, 28,2% inferior às do 4T18 (+R$ 47,0 milhões). Em 2019, as despesas financeiras somaram R$ 576,3 milhões, 9,4% inferior às de 2018 (+R$ 59,5 milhões). Essas variações são explicadas principalmente: (i) pelos menores juros e atualização monetária sobre empréstimos e debêntures, devido à queda do CDI médio e da TJLP, e (ii) pela redução nas despesas de dívidas, com destaque para a troca de dívidas mais caras por uma debênture com custo mais barato. Tais efeitos foram parcialmente compensados por despesa com atualização de liquidação financeira na CCEE (provisão do GSF).

Imposto de renda e contribuição social

A Companhia adota o regime de tributação com base no lucro presumido para apuração do imposto de renda e da contribuição social para suas controladas em operação, com exceção das SPEs Boa Vista 2, Pedra Cheirosa I e II, Desa Morro dos Ventos II, Mata Velha e Solar 1 que adotam o regime de tributação com base no lucro real.

Com o objetivo de buscar maior eficiência operacional e simplificação da estrutura organizacional, em agosto de 2018, houve a aprovação da incorporação pela Companhia da controlada direta: SIIF Energies do Brasil Ltda. e das controladas indiretas: SIIF Desenvolvimento de Projetos de Energia Eólica Ltda.; Eólica Icaraizinho Geração e Comercialização de Energia S.A. e Eólica Formosa Geração e Comercialização de Energia S.A. Adicionalmente, em novembro de 2018 houve a aprovação da incorporação pela Companhia da controlada direta: T-15 Energia S.A.; e das controladas indiretas: PCH Participações S.A.; BVP S.A. e BVP Geradora de Energia S.A.

Em decorrência da reestruturação societária realizada pela CPFL Renováveis mencionada no parágrafo acima, e de acordo com o CPC 32 - Tributos sobre o Lucro e a Instrução CVM n° 371/2002 - art. 2º, a Companhia avaliou o reconhecimento do ativo fiscal diferido referente a prejuízos fiscais e base negativa da contribuição social de exercícios anteriores.

Para essa avaliação, foi realizado um estudo técnico utilizando o orçamento plurianual da Companhia, no qual verificou-se que com o resultado das companhias incorporadas pela CPFL Renováveis (controladora), a qual antes não detinha ativos operacionais, terá lucros tributáveis nos próximos 10 anos (a partir de 2023) e fará uso do prejuízo fiscal acumulado, o que suporta o registro dos créditos tributáveis diferidos.

Com base no estudo realizado e na expectativa de realização, foi registrado em 31 de dezembro de 2018, no não circulante, o ativo fiscal diferido no montante R$ 87,2 milhões, sendo R$ 64,1 milhões referente a imposto de renda e R$ 23,1 milhões referente à contribuição social, sobre os prejuízos fiscais e base negativa da contribuição social de exercícios anteriores.

Adicionalmente, também foram registrados o montante de R$ 5,8 milhões, sendo R$ 4,3 milhões para imposto de renda e R$ 1,5 milhão para contribuição social, referente às provisões com realização futura.

Com o reconhecimento dos créditos tributáveis, a rubrica de imposto de renda e contribuição social ficou positiva em R$ 93,0 milhões no 4T18 ante uma despesa R$ 11,6 milhões no 4T19. Em 2018, teve um efeito positivo de R$ 37,3 milhões ante uma despesa de R$ 46,9 milhões em 2019.

Resultado líquido

No 4T19, a Companhia registrou lucro líquido de R$ 114,7 milhões ante ao lucro líquido de R$ 106,8 milhões no 4T18, um aumento de 7,3% (+R$ 7,8 milhões). Esse desempenho reflete a melhora do Ebitda e do resultado financeiro, parcialmente compensado pela piora da rubrica de imposto de renda e contribuição social.

Já em 2019, a Companhia registrou lucro líquido de R$ 107,0 milhões ante ao lucro líquido de R$ 118,8 milhões em 2018, uma redução de 9,9% (-R$ 11,8 milhões). Esse desempenho reflete a piora do Ebitda, da depreciação e amortização, e da rubrica de imposto de renda e contribuição social, parcialmente compensados pela melhora do resultado financeiro.

Destinação dos resultados

Os acionistas têm direito a dividendos mínimos obrigatórios correspondentes a 25% do lucro líquido do exercício, ajustado conforme o artigo 202 da Lei nº 6.404/76. Para o exercício de 2019, a Administração da Companhia apurou que o lucro líquido do exercício findo em 31 de dezembro de 2019 era decorrente do resultado positivo de equivalência patrimonial (não realizado) e, desta forma, resolveu constituir o montante que corresponde aos dividendos mínimos obrigatórios (25%) para reserva de lucros a realizar, conforme abaixo:

	R$ mil
Lucro líquido do exercício - Individual	**96.628**
Realização do resultado abrangente	3.683
Lucro líquido base para destinação	**100.310**
Reserva legal	(4.831)
Reserva de lucros a realizar	(22.949)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(72.530)

Investimentos

A CPFL Renováveis investiu R$ 31,5 milhões no 4T19 e R$ 126,2 milhões em 2019, direcionados, basicamente, às manutenções dos ativos e novos projetos em desenvolvimento.

Endividamento bancário

A Companhia encerrou o 4T19 com endividamento bancário total de R$ 5.004,7 milhões (R$ 5.038,6 milhões antes dos gastos com captações e marcação a mercado), montante 10% inferior ao endividamento registrado ao final do 4T18 (R$ 5.558,8 milhões). As dívidas da Companhia possuem prazo médio de 4,61 anos e custo médio nominal de 7,32% a.a.

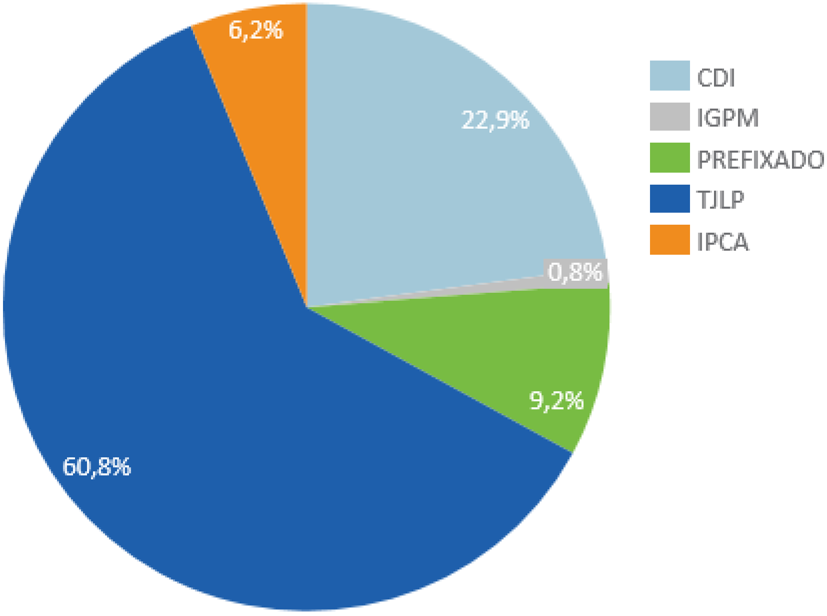
Endividamento com partes relacionadas

Em 9 de maio de 2019, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou a cessão onerosa dos contratos de mútuo firmados entre a CPFL Renováveis e sua controladora CPFL Geração. Nesta, firmou-se que haveria a transferência dos direitos creditórios para a CPFL Energia, a qual passara a ser a nova credora da operação, sem nenhuma alteração das condições firmadas anteriormente.

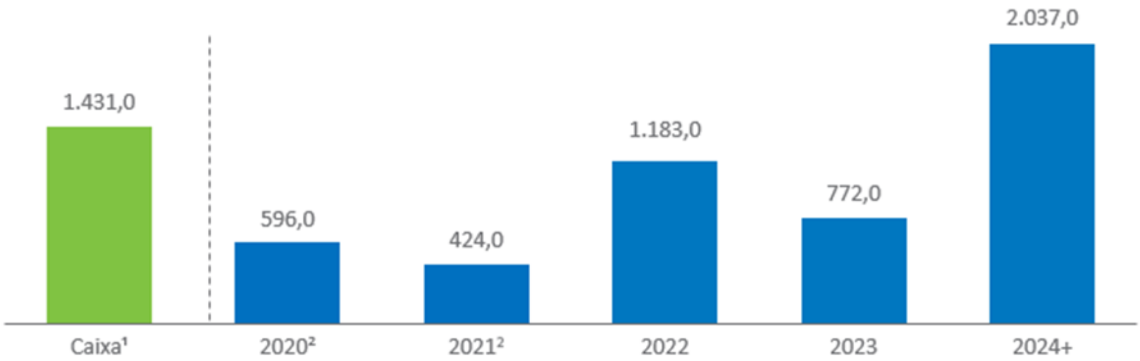
Os desembolsos dos recursos, desde a celebração do contrato com a CPFL Geração no primeiro semestre de 2018, resultaram em um montante total contratado de R$ 394,4 milhões, recursos estes destinados para o reforço do caixa da Companhia no período.

Em 30 de setembro de 2019, o saldo atualizado dessas operações é de R$ 417,5 milhões, com vencimentos de março a julho de 2020. Os desembolsos ocorridos estão dentro do limite de crédito de até R$ 800 milhões aprovado com a controladora.

Dívida por indexador – dezembro de 2019



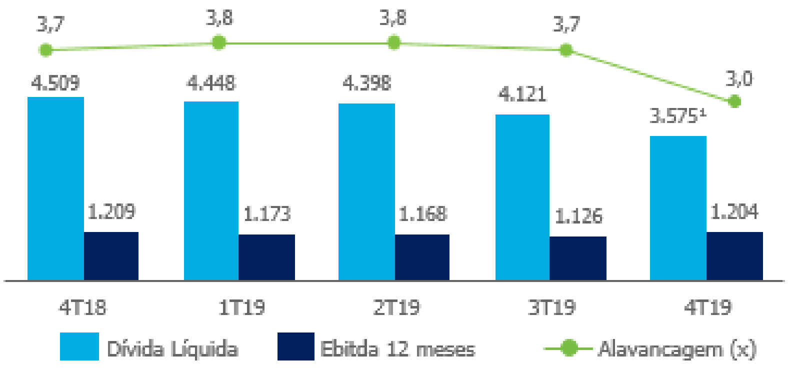
Cronograma de amortização da dívida (R$ milhões) – dezembro de 2019[3]



[1] O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações financeiras vinculadas) de R$ 568,5 milhões no encerramento do 4T19;
[2] Não considera encargos, custos de captação e ajustes de marcação a mercado.
[3] Saldos consideram somente endividamento bancário. O contrato de mútuo com a CPFL Geração (Operação de Cessão para a CPFL Energia) é considerado como endividamento com partes relacionadas.

A Companhia, de acordo com a natureza de seu negócio, possui um portfólio de usinas em construção ou que entraram recentemente em operação. Dessa maneira para esses ativos, as dívidas já estão no balanço, sem a contrapartida no Ebitda.

Divida líquida/Ebitda (R$ milhões) [2]



1 A Dívida Líquida de R$ 3.575 milhões não considera saldo de mútuo, conforme novos contratos de *covenants*.

2 O saldo de caixa considera a conta reserva (aplicações financeiras vinculadas) de R$ 568,5 milhões no encerramento do 4T19 (R$ 506,0 milhões no encerramento do 4T18).

Mercado de Capitais

As ações da CPFL Renováveis (CPRE3) encerraram o 4T19 cotadas a R$ 18,50, representando um aumento de 14,6% em relação à cotação ao final do 4T18. No mesmo intervalo de comparação, o Índice Bovespa (IBOV) apresentou variação positiva de 31,6% enquanto o índice de Energia Elétrica (IEE) teve valorização de 55,5%.

B3				
Data	**CPRE3**		**IEE**	**IBOV**
31/12/2019	R$	18,50	76.627	115.645
30/09/2019	R$	15,21	68.122	104.745
31/12/2018	R$	16,15	49.266	87.887
Var. Tri		**21,6%**	**12,5%**	**10,4%**
Var. 12M		**14,6%**	**55,5%**	**31,6%**

Governança Corporativa

As diretrizes e o conjunto de documentos relativos à governança corporativa estão disponíveis no *website* de Relações com Investidores www.cpflrenovaveis.com.br/ri.

Estrutura Societária

Abaixo a demonstração da estrutura societária atual da Companhia:

Contatos	Teleconferência	CPRE3
Fernando Mano da Silva Diretor-Presidente **Yuehui Pan** Diretor Financeiro e de Relações com Investidores E-mail: ri@cpflrenovaveis.com.br Telefone: (+55) 19 3756-6083	**Teleconferência / Webcast** **Data:** 10 de março de 2020 **Horário:** 10h00 (Horário de Brasília) 09h00 (Eastern Time) Teleconferência em Português com tradução simultânea para o Inglês. Telefones para conexão: Brasil: (+55) 11 3181-8565 ou (+55) 11 4210-1803 EUA: +1-412-717-9627 Outras localidades: +1-844-204-8942 Senha: **CPFL Renováveis**	**Preço de fechamento em 09/03/2020:** R$ 16,85/ação **Valor de Mercado:** **Reais:** R$ 8,8 bilhões **Dólares:** US$ 1,9 bilhão

Anexos

Anexo – Balanço Patrimonial – Ativo

	Consolidado	
ATIVO	**31/12/2019**	**31/12/2018**
CIRCULANTE		
Caixa e Equivalentes de Caixa	412.579	876.571
Cauções, Fundos e Depósitos Vinculados	449.786	75.035
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	232.632	232.520
Tributos a Compensar	98.929	109.709
Outros Ativos	118.447	36.985
	1.312.372	**1.330.820**
NÃO CIRCULANTE		
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	150.210	158.826
Depósitos Judiciais	14.118	13.712
Títulos e Valores Mobiliários	568.498	506.019
Tributos a Compensar	35.900	5.437
Outros Ativos	69.157	63.501
Imobilizado	7.172.083	7.454.584
Intangível	2.486.385	2.642.958
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	**10.496.351**	**10.845.036**
TOTAL DO ATIVO	**11.808.723**	**12.175.856**

Anexo – Balanço Patrimonial – Passivo

	Consolidado	
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**31/12/2019**	**31/12/2018**
CIRCULANTE		
Fornecedores	136.717	75.318
Empréstimos e Financiamentos	404.779	476.262
Debêntures	212.251	343.731
Impostos, Taxas e Contribuições	51.340	50.045
Mútuos com Coligadas, Controladas e Controladora	422.082	105.082
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	478	3.994
Obrigações Estimadas com Pessoal	6.902	8.865
Adiantamentos	248.883	211.264
Outras Contas a Pagar	62.308	121.560
TOTAL DO CIRCULANTE	**1.545.741**	**1.396.121**
NÃO CIRCULANTE		
Fornecedores	104.206	113.853
Empréstimos e Financiamentos	2.896.675	3.291.027
Debêntures	1.491.001	1.447.814
Impostos, Taxas e Contribuições	805	772
Mútuos com Coligadas, Controladas e Controladora	-	302.647
Débitos Fiscais Diferidos	826.239	885.743
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	24.979	26.151
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	-	300.000
Adiantamentos	43.248	48.639
Outras Contas a Pagar	229.409	111.919
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	**5.616.562**	**6.528.564**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital Social	3.698.060	3.398.048
Reservas de Capital	592.347	592.347
Reserva Legal	11.244	6.413
Reserva de Retenção de Lucros para Investimento	122.319	26.841
Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro	91.393	91.393
Resultado Abrangente Acumulado	29.070	32.752
	4.544.433	4.147.794
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	101.987	103.377
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**4.646.421**	**4.251.171**
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**11.808.723**	**12.175.856**

Earnings Release

4Q19/2019

Contents

Campinas, March 9, 2020 – CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis" or "Company") announces today its results for the forth quarter of 2019 (4Q19) and the year ended December 31, 2019 (2019). Except where stated otherwise, the following financial and operating information is presented on a consolidated basis and in accordance with Brazilian corporate law.

Highlights of the quarter and the year

i. Energy generation of 1,797.4 GWh in 4Q19 (-6.2% vs. 4Q18) and of 6,434.8 GWh in 2019 (-4.6% vs. 2018);

ii. Net revenue of R$ 583.5 million in 4Q19 (+13.1% vs. 4Q18) and of R$ 1,928.0 million in 2019 (-0.4% vs. 2018);

iii. Ebitda of R$ 376.4 million in 4Q19 (+26.1% vs. 4Q18) and of R$ 1,203.5 million in 2019 (-0.4% vs. 2018);

iv. Net income of R$ 114.7 million in 4Q19 (+7.3% versus 4Q18) and of R$ 107.0 million in 2019 (-9.9% vs. 2018);

v. Financial liquidity adequate for the Company's profile: cash of R$ 1.4 billion[1];

vi. Net Debt of R$ 3.6 billion[2] and leverage of 3.0x Net Debt/Ebitda;

vii. Conclusion of the transfer of CPFL Renováveis shares, with the corresponding payment of R$ 4.1 billion (R$16.85/share):
  - Integration process in CPFL Energia headquarters in Campinas;
  - Debt replacement in the amount of R$ 838 million, reducing financial expenses.

[1] Includes cash and cash equivalents, financial investments, securities and reserve account (restricted financial investments).
[2] Not consider the intercompany loan with CPFL Energia, going along with the new covenants agreements.

Economic and Operating Indicators

(R$ thousand)	4Q19	4Q18	4Q19 vs 4Q18	2019	2018	2019 vs 2018
Statement of Income						
Net revenue	583,469	516,083	+13.1%	1,928,011	1,936,318	-0.4%
Ebitda (1)	376,408	298,426	+26.1%	1,203,532	1,208,763	-0.4%
Ebitda margin	64.5%	57.8%	+6.7 p.p.	62.4%	62.4%	0.0 p.p.
Net result	114,658	106,821	+7.3%	107,025	118,806	-9.9%
Operating Indicators						
Capacity in operation (MW)	2,133	2,133	0.0%	2,133	2,133	0.0%
# plants in operation	94	94	0.0%	94	94	0.0%
Energy generated (GWh) (2)	1,797	1,916	-6.2%	6,435	6,744	-4.6%

[1] EBITDA corresponds to net income before: (i) depreciation and amortization expenses; (ii) income tax and social contribution (federal income taxes); and (iii) financial result, pursuant to CVM Instruction 527 of October 4, 2012.
[2] As a result of the settlement in the Electricity Trading Chamber ("CCEE"), for accounting effects the Company considers generation provisioned in the last month of the current period.

Portfolio in operation

One of the competitive advantages of CPFL Renováveis is its diversified portfolio, which at the end of 4Q19 comprised 94 plants located in 58 Brazilian municipalities. To service this portfolio, the Company relies on a robust and highly scalable platform.

At the end of 4Q19, the Company's capacity was distributed as follows:

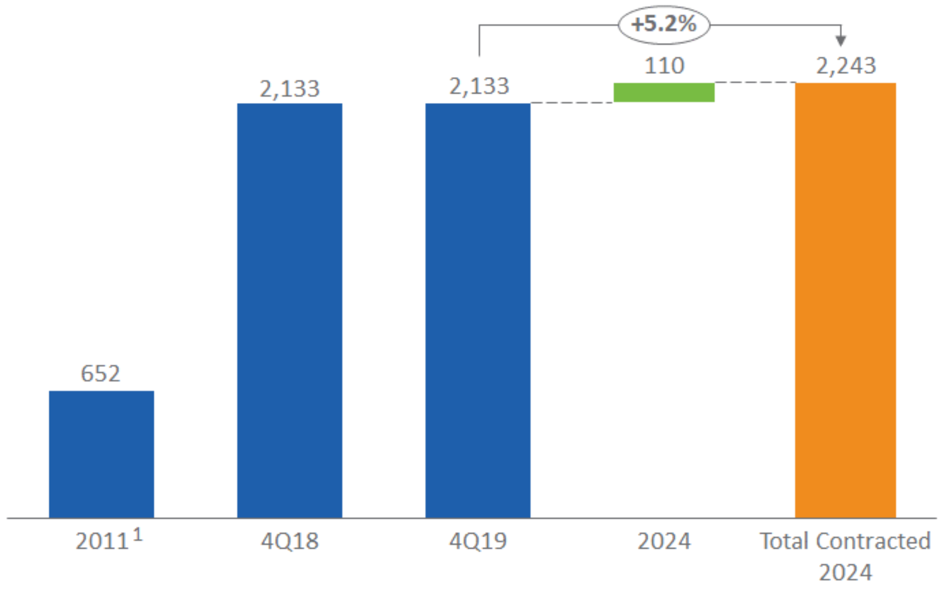
Source	Capacity in operation (MW)	Number of assets	% of portfolio
Wind	1,308.6	45	61.4%
SHPP	453.1	40	21.2%
Biomass	370.0	8	17.3%
Solar	1.1	1	0.1%
Total in operation	**2,132.8**	**94**	**100.0%**

Portfolio: projects under construction

After selling two projects in the new energy auction held in August 2018, the Company has in its portfolio one SHPP and a wind complex under construction, which will add 109.7 MW of capacity in the coming years:

Project	Source	State	Location	Capacity (MW)	Start of operations
SHPP Cherobim	SHPP	PR	Lapa	28.0	2024
Gameleira Wind Complex	Wind	RN	Touros	81.7[3]	2024
Total				**109.7**	

Evolution of contracted portfolio until 2024 (MW)



[1] August 2011 – Creation of CPFL Renováveis.

Apart from the assets in operation and projects under implementation, the Company has a pipeline of projects under development with total capacity of 2.9 GW.

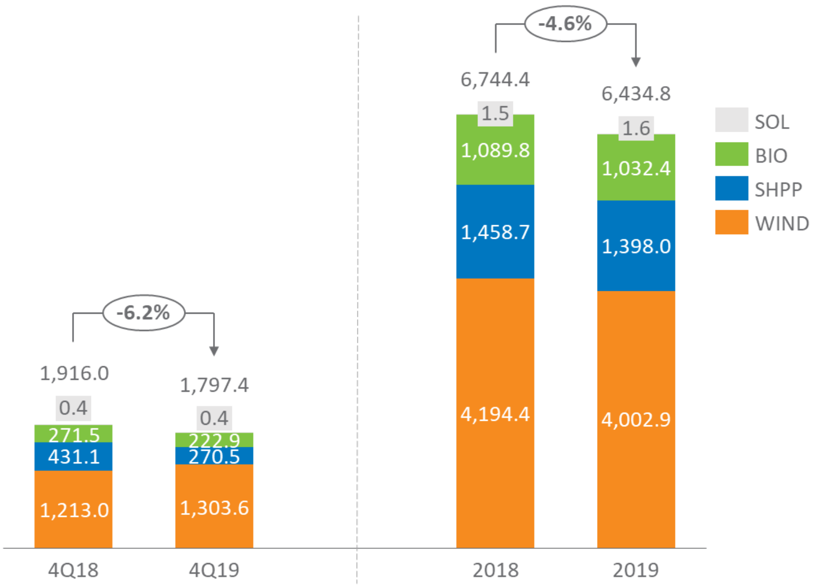
[3] The increase in power to be installed in the wind farms from 69.3 MW to 81.7 MW is due to the power optimization of the wind turbine.

Energy generation

In 4Q19, CPFL Renováveis generated 1,797.4 GWh of energy, 6.2% less than in 4Q18 (-118.6 GWh). In 2019, CPFL Renováveis generated 6,434.8 GWh of energy, 4.6% less than in 2018 (-309.6 GWh).

The following chart breaks down energy generation by source:

Energy generation by source (GWh)[1]



[1] Due to the settlement in the Electricity Trading Chamber ("CCEE"), for accounting effects the Company considers generation provisioned in the last month of the current period.

CPFL Renováveis' asset portfolio is diversified in terms of energy sources as well as geographic location. This is an important characteristic since it mitigates the effects of seasonality and weather, which vary according to the renewable source and the location of each asset. A detailed description of the operating portfolio is available in the annex - Assets in the Portfolio.

WIND

Energy generation from wind farms increased 7.5% (+90.6%) in 4Q19 in relation to 4Q18. This result is explained by the greater availability in the farms from Ceará and by the greater incidence of winds in Ceará, Rio Grande do Norte and Rio Grande do Sul.

In 2019, generation decreased 4.6% (-191.5 GWh) in relation to 9M18. Despite the improvement in the availability of the farms in 2019, especially those that operate with Suzlon machines, the lower incidence of winds in Ceará and Rio Grande do Norte caused a reduction in generation between the years compared.

The efficiency rates in the last 12, 24 and 36 months were 77.5%, 79.3% and 80.6%, respectively. In the last 36 months, the efficiency rate was affected mainly by the La Niña phenomenon, occurred in the first half of 2018. Note that the first quarter of 2019 saw the worst wind performance in the last 6 years of measurements at the wind farms of CPFL Renováveis located in Northeastern Brazil, chiefly due to a combination of climatic phenomena typical to summer and the movement of the Intertropical Convergence Zone over the Northeastern and Northern coast. This atmospheric condition persisted in the second quarter, reducing the wind speed over the region until mid-May. In the third quarter of 2019, atmospheric conditions began to return to normal, favoring a gradual return, especially in Ceará, where atmospheric conditions contributed to a strengthening of the breeze effects on the state coast, favoring more than expected wind in the region. On the other hand, Rio Grande do Norte continued to suffer from the action of short-lived atmospheric systems, which affected the best wind performance observed in the region.

Efficiency was also affected by the availability issues at the farms in Ceará, which were operated by Suzlon.

Capacity factor and efficiency rate of wind farms in the last 12 months:

Asset	State	Certified capacity factor[10 11]	Real capacity factor in the last 12 months	Efficiency rate[12]
SIIF Wind Complex (1)	CE	35.0%	25.6%	73.0%
Bons Ventos Wind Complex (2)	CE	38.5%	29.9%	77.6%
Rosa dos Ventos Wind Complex	CE	45.2%	37.2%	82.3%
Santa Clara Wind Complex (3)	RN	40.2%	28.1%	69.8%
Morro dos Ventos Wind Complex (4)	RN	43.3%	33.9%	78.3%
Atlântica Wind Complex (5)	RS	43.2%	37.9%	87.7%
Macacos I Wind Complex (6)	RN	49.1%	39.8%	81.0%
Campo dos Ventos II	RN	46.7%	34.8%	74.4%
Eurus Wind Complex (7)	RN	44.4%	37.0%	83.4%
Morro dos Ventos II	RN	53.9%	39.5%	73.2%
Campo dos Ventos and São Benedito Wind Complexes (8)	RN	58.2%	47.5%	81.7%
Pedra Cheirosa Wind Complex (9)	CE	60.9%	42.1%	69.1%
Total		**45.0%**	**35.0%**	**77.5%**

Capacity factor and efficiency rate of wind farms in the last 24 months:

Asset	State	Certified capacity factor[10 11]	Real capacity factor in the last 24 months	Efficiency rate[12]
SIIF Wind Complex (1)	CE	35.0%	25.5%	72.8%
Bons Ventos Wind Complex (2)	CE	38.5%	28.9%	75.0%
Rosa dos Ventos Wind Complex	CE	45.2%	29.4%	65.0%
Santa Clara Wind Complex (3)	RN	40.2%	29.3%	72.7%
Morro dos Ventos Wind Complex (4)	RN	43.3%	35.1%	81.1%
Atlântica Wind Complex (5)	RS	43.2%	38.5%	89.1%

Macacos I Wind Complex (6)	RN	49.1%	41.6%	84.6%
Campo dos Ventos II	RN	46.7%	36.5%	78.2%
Eurus Wind Complex (7)	RN	44.4%	38.5%	86.6%
Morro dos Ventos II	RN	53.9%	41.5%	77.0%
Campo dos Ventos and São Benedito Wind Complexes (8)	RN	58.2%	49.5%	85.0%
Pedra Cheirosa Wind Complex (9)	CE	60.9%	43.4%	71.3%
Total		**45.0%**	**35.5%**	**79.3%**

Capacity factor and efficiency rate of wind farms in the last 36 months:

Asset	State	Certified capacity factor[10 11]	Real capacity factor in the last 36 months	Efficiency rate[12]
SIIF Wind Complex (1)	CE	35.0%	26.3%	75.2%
Bons Ventos Wind Complex (2)	CE	38.5%	27.7%	72.0%
Rosa dos Ventos Wind Complex	CE	45.2%	32.4%	71.6%
Santa Clara Wind Complex (3)	RN	40.2%	31.2%	77.6%
Morro dos Ventos Wind Complex (4)	RN	43.3%	36.6%	84.5%
Atlântica Wind Complex (5)	RS	43.2%	39.5%	91.5%
Macacos I Wind Complex (6)	RN	49.1%	43.5%	88.5%
Campo dos Ventos II	RN	46.7%	38.4%	82.1%
Eurus Wind Complex (7)	RN	44.4%	40.1%	90.2%
Morro dos Ventos II	RN	53.9%	43.3%	80.3%
Campo dos Ventos and São Benedito Wind Complexes (8)	RN	58.2%	5.2%	8.9%
Total		**44.4%**	**33.4%**	**80.6%**

1 The SIIF wind complex comprises the Paracuru, Foz do Rio Choró, Icaraizinho and Praia Formosa wind farms.
2 The BVP Geradora wind complex comprises the Enacel, Bons Ventos, Taíba Albatroz and Canoa Quebrada wind farms.
3 The Santa Clara wind complex comprises the Santa Clara I, Santa Clara II, Santa Clara III, Santa Clara IV, Santa Clara V, Santa Clara VI and Eurus VI wind farms.
4 The Morro dos Ventos wind complex comprises the Morro dos Ventos I, III, IV, VI and IX farms.
5 The Atlântica wind complex comprises the Atlântica I, Atlântica II, Atlântica IV and Atlântica V wind farms.
6 The Macacos I complex comprises the Macacos, Juremas, Pedra Preta and Costa Branca wind farms.
7 The Eurus Complex comprises the Eurus I and Eurus II wind farms.
8 Campo dos Ventos e São Benedito Complex consists of the Campo dos Ventos I, III and V, São Domingos, Ventos de São Martinho, Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Ventos de Santa Mônica and Ventos de Santa Úrsula wind farms.
9 The Pedra Cheirosa Complex comprises the Pedra Cheirosa I and II wind farms.
10 The capacity factor considers losses in the basic network for P50, estimated at 2.5%.
11 Update of wind power certifications due to improvement of analysis resulting from more data available.
12 The efficiency rate (ratio of real and certified capacity factor) corresponds to the generation factor calculated by dividing realized generation by certified generation (P50).

HYDRO ENERGY (SHPP)

Energy generation at the SHPPs decreased 37.3% (-160.6 GWh) in 4Q19 in relation to 4Q18. This result is mainly explained by the worsening in inflow in the southern region and in the states of Minas Gerais and São Paulo in the period.

In 2019, generation decreased 4.2% (-60.7 GWh) in relation to 2018. Despite the start-up of the Boa Vista 2 SHP in November 2018, the worsening in inflow in the states of Minas Gerais and São Paulo impacted the generation.

In the recent years, the total energy generated by plants in the MRE has been lower than their total physical guarantee, causing a deficit (GSF) which, depending on the volume contracted, results in an exposure in the spot market for such plants. Except in 1Q18 and 1Q19, when there was secondary energy since the seasonally adjusted physical guarantees of plants in the MRE are more concentrated in other months of the year. The Company has no material effect for plants that sold energy in the regulated market, due to the renegotiation of hydrological risk (GSF). The effects at CPFL Renováveis are described in the "Net revenue" and "Energy generation costs" sections.

BIOMASS

Energy generation from biomass-fired thermal power plants registered reductions of 17.9% (-48.6 GWh) in 4Q19 and of 5.3% (-57.4 GWh). These results are mainly explained by the removal of the generator from the Bio Ipê TPP for maintenance, in December 2019. It is important to note that even with the decrease in the generation of this TPP, there was no financial impact for the Company, since the contract had already been fulfilled.

4Q19/2019 Results

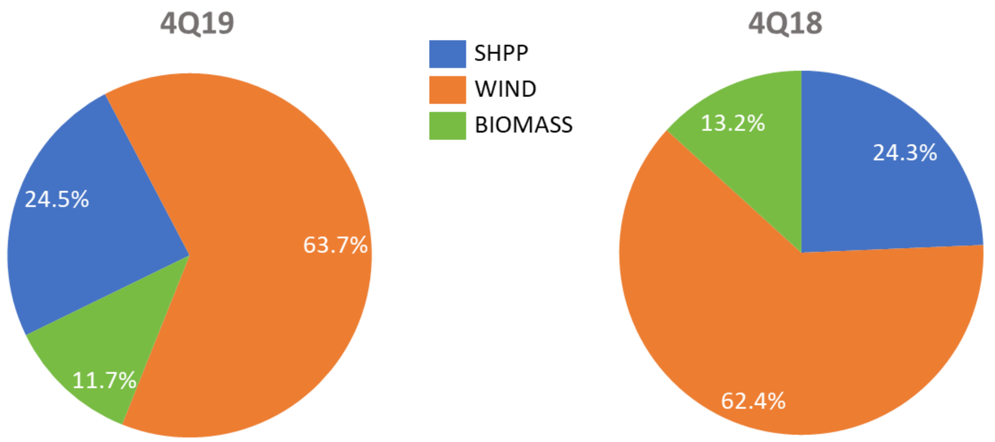
Economic and financial performance

Income Statement

(R$ thousand)	4Q19	4Q18	4Q19 vs 4Q18	2019	2018	2019 vs 2018
Net Revenue	583,469	516,083	+13.1%	1,928,011	1,936,318	-0.4%
Cost of generation of electric energy	(165,789)	(118,148)	+40.3%	(567,526)	(526,519)	+7.8%
Depreciation and amortization	(120,117)	(112,243)	+7.0%	(478,638)	(456,232)	+4.9%
Gross Profit	**297,563**	**285,692**	**+4.2%**	**881,847**	**953,567**	**-7.5%**
General and administrative expenses	(41,273)	(99,509)	-58.5%	(156,953)	(201,036)	-21.9%
Amortization of the exploitation right	(39,807)	(40,434)	-1.6%	(159,227)	(157,649)	+1.0%
Depreciation and amortization	(1,846)	(2,559)	-27.9%	(7,857)	(9,226)	-14.8%
Operating Income	**214,637**	**143,190**	**+49.9%**	**557,810**	**585,656**	**-4.8%**
Financial income	(88,133)	(129,326)	-31.9%	(403,633)	(504,125)	-19.9%
Income tax and social contribution	(11,847)	92,957	-	(47,152)	37,275	-
Net Result	**114,657**	**106,821**	**+7.3%**	**107,025**	**118,806**	**-9.9%**
EBITDA	**376,408**	**298,426**	**+26.1%**	**1,203,532**	**1,208,763**	**-0.4%**
EBITDA margin	64.5%	57.8%	+6.7 p.p.	62.4%	62.4%	0.0 p.p.

Net Revenue

Net revenue by energy source – 4Q19 vs. 4Q18[1]

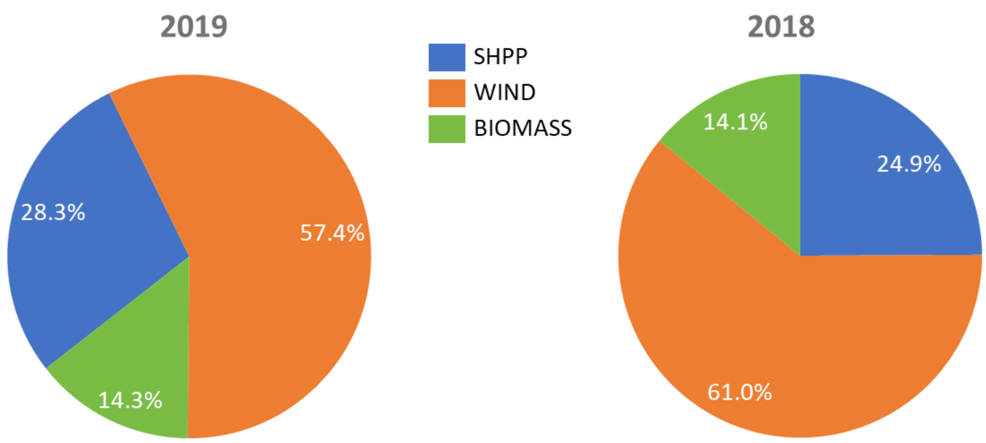


[1] Solar power accounted for 0.02% in 4T19 and in 4T18.

The net revenue totaled R$ 583.5 million in 4Q19, an increase of 13.1% in relation to 4Q18 (+R$ 67.4 million). This variation is mainly explained by the following factors:

(i) Increase of R$ 49.7 million in revenue from wind farms and the Holding Company, mainly due to: (a) the higher generation of wind complexes (+R$ 25.7 million); and (b) hedge operations settled at the PLD price (+R$ 15.0 million);
(ii) Increase of R$ 17.6 million in revenue from SHPPs, chiefly due to the different strategy of seasonal adjustment of physical guarantee in the agreements between the periods and the adjustments in agreements;
(iii) Biomass revenue remained practically stable between the periods.

Net revenue by energy source – 2019 vs. 2018[1]



[1] Solar power accounted for 0.02% in 2019 and in 2018.

In 2019, the net revenue stood at R$ 1,928.0 million, down 0.4% compared to 2018 (-R$ 8.3 million). This variation is mainly explained by the following factors:

(i) Reduction of R$ 74.5 million in revenue from wind farms and the Holding Company, mainly due to: (a) lower generation of wind complexes (-R$ 70.2 million); and (b) the difference in the price of energy sold in the new energy auction through the Surplus and Deficit Offset Mechanism (MCSD), since the energy no longer contracted in 2018 was sold in the free market at a price higher than the contract price in the regulated market in 2019 (-R$ 48.4 million). These items were partially offset by hedge operations settled at the PLD price (+R$ 31.0 million);
(ii) Increase of R$ 63.3 million in revenue from SHPPs, chiefly due to the different strategy of seasonal adjustment of physical guarantee in the agreements between the periods, the GSF exposure and the adjustments in agreements;
(iii) Increase of R$ 2.9 million in biomass revenue, mainly due to the higher generation at some plants (+R$ 16.4 million), partially offset by the strategy of contract seasonalization - lower in 2019 (-R$ 14.5 million).

Net revenue	4Q19	4Q18	4Q19 vs 4Q18	2019	2018	2019 vs 2018
SHPP	143,124	125,532	+14.0%	545,356	482,048	+13.1%
Wind	371,810	322,121	+15.4%	1,106,675	1,181,223	-6.3%
Biomass	68,442	68,308	+0.2%	275,629	272,689	+1.1%
Solar	94	122	-22.5%	351	359	-2.3%
Total	**583,469**	**516,083**	**+13.1%**	**1,928,011**	**1,936,318**	**-0.4%**

Note that the recognition of revenue from SHPPs (excluding Proinfa agreements) is based on the seasonal adjustment curve of physical guarantee. Revenue of wind and biomass-powered plants depends on the agreement and may be based on effective generation or seasonal adjustment.

Energy generation costs

(R$ thousand)	4Q19	4Q18	4Q19 vs 4Q18	2019	2018	2019 vs 2018
Cost of energy purchase	(67,175)	(33,643)	+99.7%	(218,927)	(230,979)	-5.2%
Amortization of the hydrological risk premium - GSF	(985)	518	-	(3,926)	(3,869)	+1.5%
Charges for the use of the system	(26,564)	(25,022)	+6.2%	(100,707)	(89,368)	+12.7%
PMSO (1)	(71,065)	(60,001)	+18.4%	(243,966)	(202,303)	+20.6%
Cost of energy generation	**(165,789)**	**(118,148)**	**+40.3%**	**(567,526)**	**(526,519)**	**+7.8%**
Depreciation and amortization	(120,117)	(112,243)	+7.0%	(478,638)	(456,232)	+4.9%
Total of energy generation costs + depreciation and amortization	**(285,906)**	**(230,391)**	**+24.1%**	**(1,046,164)**	**(982,751)**	**+6.5%**

[1] Personnel, material, outsourced services and other.

In 4Q19, the energy generation costs, excluding depreciation and amortization, totaled R$ 165.8 million, up 40.3% from 4Q18 (+R$ 47.6 million). In 2019, energy generation costs, excluding depreciation and amortization, totaled R$ 567.5 million, up 7.8% from 2018 (+R$ 41.0 million).

Energy purchase cost

Energy purchase cost totaled R$ 67.2 million in 4Q19, up 99.7% from 4Q18 (+R$ 33.5 million). This variation is due to the higher energy volume purchased for hedge operations.

In 2019, the energy purchase cost totaled R$ 218.9 million, decrease of 5.2% (-R$ 12.1 million). This performance is mainly due to the lower energy volume purchased for hedge operations and energy deficits at wind farms that participated in the MCSD due to flat seasonality in 2018.

System use charges

Cost of system use charges totaled R$ 26.6 million in 4Q19, 6.2% higher than in 4Q18 (+R$ 1.5 million). This variation is due to the price adjustment in connection charges, as well as the distribution and transmission system use and connection tariffs.

In 2019, expenses with system use charges totaled R$ 100.7 million, 12.7% higher than in 2018 (+R$ 11.3 million). This performance is chiefly due to: (i) price adjustment in connection charges, as well as the distribution and transmission system use and connection tariffs; and (ii) the positive effect of the recovery of PIS and Cofins credits in 2Q18.

PMSO

Costs with personnel, materials, outsourced services and others (PMSO) reached R$ 71.1 million in 4Q19, up 18.4% (+R$ 11.1 million) in relation to 4Q18. This variation is mainly due to the price adjustment on agreements with O&M suppliers of wind turbines at Campo dos Ventos and São Benedito wind complexes after the end of the partial grace period in the initial years of operation.

In 2019, PMSO costs totaled R$ 244.0 million, 20.6% higher than in 2018 (+R$ 41.7 million). This performance is mainly due to: (a) the positive effect of the recovery of PIS and Cofins credits in 2Q18 (+R$ 7.0 million); and (b) price adjustment on agreements with O&M suppliers of wind turbines at Campo dos Ventos and São Benedito wind complexes, after the end of the partial grace period in the initial years of operation (+R$ 15.6 million).

Depreciation and Amortization

The depreciation and amortization costs totaled R$ 120.1 million in 4Q19, up 7.0% from 4Q18 (+R$ 7.9 million). In 2019, depreciation and amortization costs totaled R$ 478.6 million, up 4.9% from 2018 (+R$ 22.4 million). These increases are mainly explained by the operational startup of Boa Vista 2 SHPP, in November 2018.

General and administrative expenses

(R$ thousand)	4Q19	4Q18	4Q19 vs 4Q18	2019	2018	2019 vs 2018
Expenses with personnel	(21,637)	(17,898)	+20.9%	(84,675)	(74,076)	+14.3%
Outsourced services[1]	(8,201)	(13,953)	-41.2%	(46,322)	(59,617)	-22.3%
Others	(11,434)	(67,658)	-83.1%	(25,956)	(67,343)	-61.5%
General and administrative expenses	**(41,272)**	**(99,509)**	**-58.5%**	**(156,953)**	**(201,036)**	**-21.9%**
Depreciation and amortization	(1,846)	(2,559)	-27.9%	(7,857)	(9,226)	-14.8%
Amortization of the right to exploit	(39,807)	(40,434)	-1.6%	(159,227)	(157,649)	+1.0%
Total general and administrative expenses + depreciation and amortization	**(82,925)**	**(142,502)**	**-41.8%**	**(324,037)**	**(367,911)**	**-11.9%**

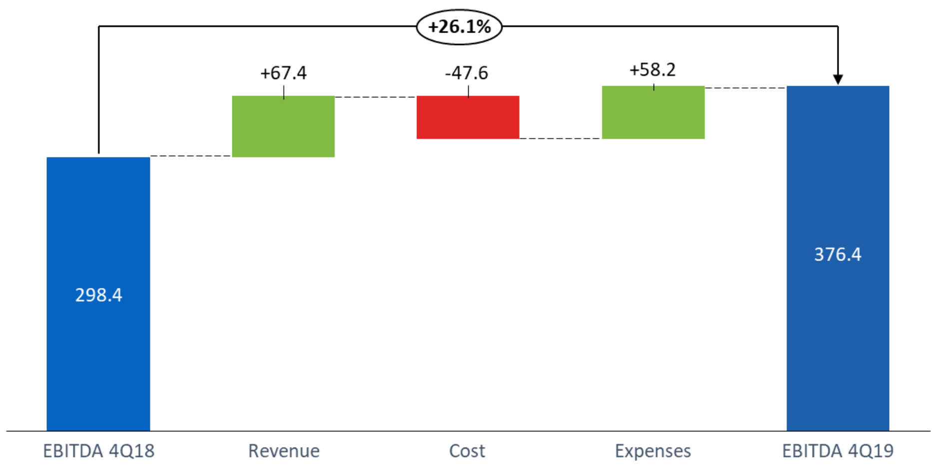
[1] Considering expenses related to occupation, material and professional services.

The general and administrative expenses, excluding depreciation and amortization, totaled R$ 41.3 million in 4Q19, down 58.5% (-R$ 58.2 million) in relation to 4Q18. In 2019, general and administrative expenses, excluding depreciation and amortization, totaled R$ 157.0 million, reduction of 21.9% (-R$ 44.1 million) in relation to 2018. These variations are mainly due to the reduction in provisions for losses and write-off of assets in 2019 in relation to 2018. The write-off and provision for loss of project assets is due to the uncertainty of investments.

EBITDA

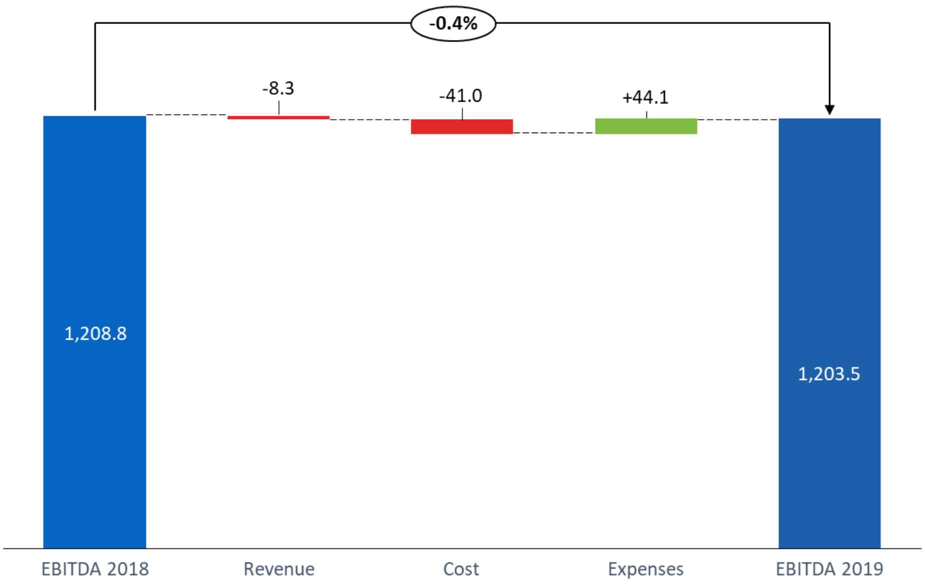
In 4Q19, EBITDA totaled R$ 376.4 million, up 26.1% from 4Q18 (+R$ 78.0 million). EBITDA margin reached 64.5% in 4Q19, +6.7 p.p. higher than in 4Q18. This result is mainly due to: (i) the reduction in provisions for losses and write-off of assets in 2019 in relation to 2018 (+R$ 60 million); and (ii) the higher generation from the wind farms (+R$ 28 million). These items were partially offset by the increase of expenses in the process of integration with CPFL Energia (-R$ 4 million) and the price adjustment on agreements with O&M suppliers of wind turbines at Campo dos Ventos and São Benedito wind complexes (-R$ 3 million).

EBITDA evolution – 4Q19 vs. 4Q18 (R$ million)



In 2019, EBITDA totaled R$ 1,203.5 million, down 0.4% from 2018 (-R$ 5.2 million). EBITDA margin reached 62.4% in 2019, the same level as in 2018. This result is mainly due to the lower net revenue (-R$ 8.3 million).

EBITDA evolution – 2019 versus 2018 (R$ million)



Financial result

(R$ thousands)	4Q19	4Q18	4Q19 vs 4Q18	2019	2018	2019 vs 2018
Financial Revenues	31,288	37,085	-15.6%	172,659	131,695	+31.1%
Financial Expenses	(119,421)	(166,411)	-28.2%	(576,292)	(635,820)	-9.4%
Financial Result	**(88,133)**	**(129,326)**	-31.9%	**(403,633)**	**(504,125)**	-19.9%

CPFL Renováveis posted a negative net financial result of R$ 88.1 million in 4Q19, down 31.9% from 4Q18 (+R$ 41.2 million). In 2019, the financial result was negative in R$ 403.6 million, down 19.9% from 2018 (+R$ 100.5 million).

Financial income

On December 31, 2019, cash and cash equivalents and financial applications of CPFL Renováveis totaled R$ 1,430.9 million, compared to R$ 1,457.6 million on December 31, 2018. This variation is mainly due to the lower average CDI interest rate in the period, partially offset by revenue with inflation adjustment on financial settlements at CCEE.

In 4Q19, financial revenues totaled R$ 31.3 million, down 15.6% from 4Q18 (-R$ 5.8 million). This variation is mainly due to the lower average CDI interest rate in the period, partially offset by the revenue with inflation adjustment on financial settlements at CCEE.

In 2019, financial revenues totaled R$ 172.7 million, up 31.1% from 2018 (+R$ 41.0 million). This performance is mainly due to the revenue with inflation adjustment on financial settlements at CCEE, partially offset by the lower average CDI interest rate in the period.

Financial expenses

In 4Q19, financial expenses totaled R$ 119.4 million, down 28.2% from 4Q18 (+R$ 47.0 million). In 2019, financial expenses totaled R$ 576.3 million, down 9.4% from 2018 (+R$ 59.5 million). These variations are mainly explained by: (i) the lower interest and inflation adjustment on loans and debentures due to the decline in the average CDI rate and the TJLP rate, and (ii) the reduction in debt expenses, especially the exchange of more expensive debts for a cheaper cost debenture. These effects were partially offset by the expenses with inflation adjustment on financial settlements at CCEE (GSF provision).

Income tax and social contribution

The Company adopts the presumed income method to calculate income tax and social contribution of its operational subsidiaries, excluding the SPEs Boa Vista 2, Pedra Cheirosa I and II, Desa Morro dos Ventos II, Mata Velha and Solar 1, which adopt the taxable income regime.

To seek greater operating efficiency and simplify the organizational structure, in August 2018, approval was given to the merger with the Company of the direct subsidiary SIIF Energies do Brasil Ltda. and the indirect subsidiaries SIIF Desenvolvimento de Projetos de Energia Eólica Ltda., Eólica Icaraizinho Geração e Comercialização de Energia S.A. and Eólica Formosa Geração e Comercialização de Energia S.A. Furthermore, in November 2018, approval was given to the merger with the Company of the direct subsidiary T-15 Energia S.A. and the indirect subsidiaries PCH Participações S.A., BVP S.A. and BVP Geradora de Energia S.A.

In light of the corporate restructuring conducted by CPFL Renováveis, as mentioned in the paragraph above, and in accordance with CPC 32 – Taxes on Profit and CVM Instruction 371/2002 - article 2, the Company assessed the recognition of deferred tax asset related to tax losses and the social contribution tax loss carryforwards in previous years.

This assessment included a technical study using the Company's multiyear budget, which concluded that with the results of the companies merged with CPFL Renováveis (parent company), in which the Company did not hold operating assets, the Company will obtain taxable profit in the next 10 years (starting 2023) and will use accrued tax losses, which enable it to record the deferred tax credits.

Based on a study conducted and on expected realization, on December 31, 2018, deferred tax assets were recorded under non-current assets in the amount of R$ 87.2 million, of which R$ 64.1 million related to income tax and R$ 23.1 million to social contribution on tax losses and social contribution tax loss carryforwards of previous years.

Furthermore, R$ 5.8 million were also recognized, of which R$ 4.3 million for income tax and R$ 1.5 million for social contribution, related to provisions for future realization.

With the recognition of taxable credits, income tax and social contribution was positive at R$ 93.0 million in 4Q18, compared to an expense of R$ 11.6 million in 4Q19. In 2018, the effect was a positive R$ 37.3 million, compared to an expense of R$ 46.9 million in 2019.

Net result

In 4Q19, the Company recorded net income of R$ 114.7 million, compared to net income of R$ 106.8 million in 4Q18, an increase of 7.3% (+R$ 7.8 million). This performance reflects the improvement in EBITDA and financial result, partially offset by the worsening of the income tax and social contribution item.

In 2019, the Company recorded net income of R$ 107.0 million, compared to net income of R$ 118.8 million in 2018, a reduction of 9.9% (-R$ 11.8 million). This performance reflects the worsening of the EBITDA, depreciation and amortization, and the income tax and social contribution item, partially offset by the improvement in financial result.

Allocation of results

Shareholders are entitled to minimum mandatory dividends corresponding to 25% of net income from the year, adjusted according to article 202 of the Federal Law 6,404/76. For fiscal year 2019, the Company's Management reported that net income from fiscal year ended December 31, 2019 was due to equity income from subsidiaries (unrealized) and hence resolved to allocate the amount corresponding to minimum mandatory dividends (25%) to unearned profits reserve, as follows:

	Thousands of R$
Net income of the fiscal year - Individual	**96,628**
Realization of comprehensive income	3,683
Net income base for allocation	**100,310**
Legal reserve	(4,831)
Unrealized profits reserve	(22,949)
Statutory reserve - working capital reinforcement	(72,530)

Investments

CPFL Renováveis invested R$ 31.5 million in 4Q19 and R$ 126.2 million in 2019, basically allocated to asset maintenance and new projects under development.

Debt with banks

The Company ended the 4Q19 with total bank debt of R$ 5,004.7 million (R$ 5,038.6 million after structuring costs and mark-to-market), a decrease of 10% compared to 4Q18 (R$ 5,558.8 million). Considering the bridge loans (which will be settled using long-term debt), the Company's debt has an average term of 4.61 years and an average nominal cost of 7.32% p.a.

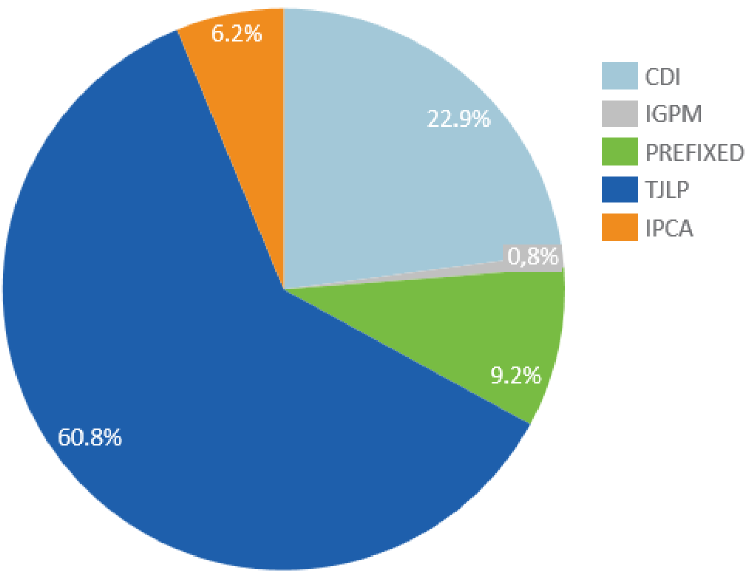
Debt with related parties

On May 9, 2019, the CPFL Energia's Board of Directors approved an Onerous Transfer of the intercompany loan of a previous operation executed between CPFL Renováveis and its controlling company CPFL Geração. It was agreed that the credit rights would be transferred to CPFL Energia, which now assumes the new creditor position of the intercompany loan, without modification of the prior conditions.

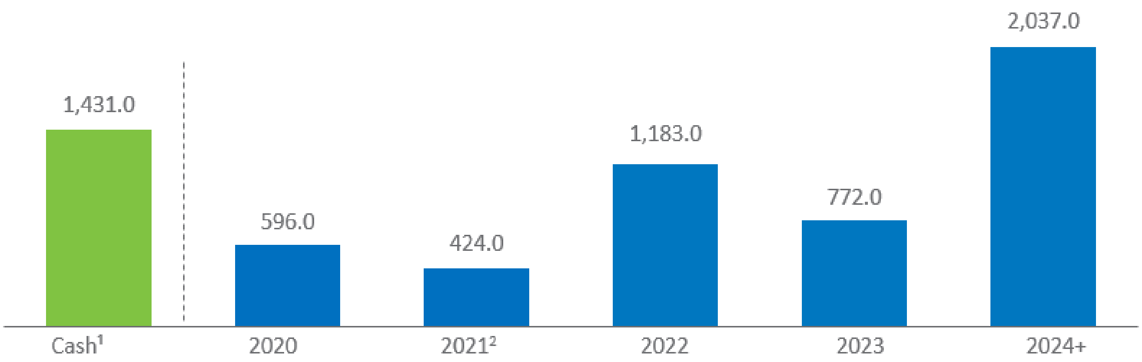
The financial disbursements, since the celebration of the contract with CPFL Geração in the first half of 2018, resulted in a total amount contracted of R$ 394.4 million, which was used for cash purposes at that time.

On September 30, 2019, the current cash of these operations is R$ R$ 417.5 million, with maturity between March to July 2020. All the disbursements are covered by credit limit of R$ 800 million approved by the Holding.

Debt by index – December 2019



Debt amortization schedule (R$ million) – December 2019[3]

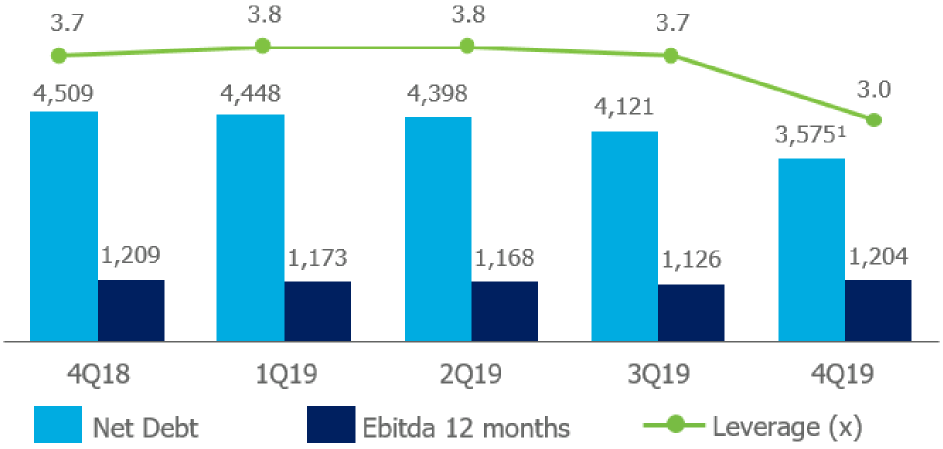


[1] Cash balance considers the reserve account (restricted investments) of R$ 568.5 million at the end of 4Q19;
[2] Does not consider financial charges, funding costs and MTM adjustments;
[3] Balances consider only bank debt. The loan agreement with CPFL Geração (Assignment Transaction for CPFL Energia) is considered as debt with related parties.

The Company, in accordance with the nature of its business, has a portfolio of plants under construction or that recently started operating. As such, for these assets debt is already included in the balance sheet, without matching EBITDA.

4Q19/2019 Results

Net Debt/EBITDA (R$ million)[1 2]



1 The Net Debt of R$ 3.575 million does not consider the itercompany loan , following the *covenants* agreements.
2 The cash considers the reserve account (restricted investment) de R$ 568.5 million in the end of 4Q19 (R$ 506.0 million in the end of 4Q18).

Capital Markets

CPFL Renováveis' stocks (CPRE3) closed the 4Q19 at R$ 18.50, representing an increase of 14.6% in relation to the quotation of the end of the 4Q18. In the same comparison period, the Bovespa Index (IBOV) registered the positive variation of 31.6%, and the Electric Energy Index (IEE) appreciated 55.5%.

B3				
Date	CPRE3		IEE	IBOV
12/31/2019	R$	18.50	76,627	115,645
09/30/2019	R$	15.21	68,122	104,745
12/31/2018	R$	16.15	49,266	87,887
QoQ		**21.6%**	**12.5%**	**10.4%**
YoY		**14.6%**	**55.5%**	**31.6%**

Corporate Governance

The guidelines and documents on corporate governance are available at the Investor Relations website www.cpflrenovaveis.com.br/ri.

Ownership Structure

The following chart shows the Company’s current ownership structure:

Contacts	Conference Call	CPRE3
Fernando Mano da Silva Chief Executive Officer **Yuehui Pan** Chief Financial and Investor Relations Officer E-mail: ri@cpflrenovaveis.com.br Phone: (+55) 19 3756-6083	**Conference Call / Webcast** **Date:** March 10, 2020 **Time:** 10:00 a.m. (Brasília Time) 9:00 a.m. (Eastern Time) Conference call in Portuguese with simultaneous translation into English. Dial-in: Brazil: (+55) 11 3181-8565 or (+55) 11 4210-1803 USA: +1-412-717-9627 World: +1-844-204-8942 Code: **CPFL Renováveis**	**Closing price on 03/09/2020:** R$ 16.85/share **Market Value:** **Brazilian real:** R$ 8.8 billion **U.S. dollar:** US$ 1.9 billion

Annexes

Annex – Balance Sheet – Assets

	Consolidated	
ASSETS	**12/31/2019**	**12/31/2018**
CURRENT		
Cash and Cash Equivalents	412,579	876,571
Collateral, Funds and Linked Deposits	449,786	75,035
Consumers, Concessionaries and Licensees	232,632	232,520
Recoverable Taxes	98,929	109,709
Other Assets	118,447	36,985
TOTAL CURRENT	**1,312,372**	**1,330,820**
NON-CURRENT		
Consumers, Concessionaries and Licensees	150,210	158,826
Judicial Deposits	14,118	13,712
Securities	568,498	506,019
Recoverable Taxes	35,900	5,437
Other Assets	69,157	63,501
Investments	7,172,083	7,454,584
Intangible	2,486,385	2,642,958
TOTAL NON-CURRENT	**10,496,351**	**10,845,036**
TOTAL ASSETS	**11,808,723**	**12,175,856**

CPFL RENOVÁVEIS

Annex – Balance Sheet – Liabilities

	Consolidated	
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	**12/31/2019**	**12/31/2018**
CURRENT		
Suppliers	136,717	75,318
Loans and Financing	404,779	476,262
Debentures	212,251	343,731
Taxes, Fees and Contributions	51,340	50,045
Affiliates, Subsidiaries and Parent Company	422,082	105,082
Dividend and Interest on Equity	478	3,994
Estimated Payroll	6,902	8,865
Advances	248,883	211,264
Other Accounts Payable	62,308	121,560
TOTAL CURRENT	**1,545,741**	**1,396,121**
NON-CURRENT		
Suppliers	104,206	113,853
Loans and Financing	2,896,675	3,291,027
Debentures	1,491,001	1,447,814
Taxes, Fees and Contributions	805	772
Affiliates, Subsidiaries and Parent Company	-	302,647
Deferred Taxes	826,239	885,743
Reserve for Tax, Civil and Labor Risks	24,979	26,151
Advance for Future Capital Increase	-	300,000
Advances	43,248	48,639
Other Accounts Payable	229,409	111,919
TOTAL NON-CURRENT	**5,616,562**	**6,528,564**
SHAREHOLDERS' EQUITY		
Capital	3,698,060	3,398,048
Capital Reserve	592,347	592,347
Legal Reserve	11,244	6,413
Retained Earnings Reserve for Investment	122,319	26,841
Statutory Reserve - Strengthening of Working Capital	91,393	91,393
Other Comprehensive Income	29,070	32,752
	4,544,433	4,147,794
Non-Controlling Shareholders' Interest	101,987	103,377
TOTAL SHAREHOLDERS' EQUITY	**4,646,421**	**4,251,171**
TOTAL LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY	**11,808,723**	**12,175,856**