

Índice

Dados da Empresa

Composição do Capital	1
-----------------------	---

DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	2
---------------------------	---

Balanço Patrimonial Passivo	3
-----------------------------	---

Demonstração do Resultado	5
---------------------------	---

Demonstração do Resultado Abrangente	7
--------------------------------------	---

Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)	8
--	---

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2019 à 30/09/2019	10
--------------------------------	----

DMPL - 01/01/2018 à 30/09/2018	11
--------------------------------	----

Demonstração de Valor Adicionado	12
----------------------------------	----

Comentário do Desempenho	13
--------------------------	----

Notas Explicativas	63
--------------------	----

Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva	108
--	-----

Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras	109
---	-----

Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente	110
--	-----

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Trimestre Atual 30/09/2019
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	2.204.620.569
Preferenciais	4.453.438
Total	2.209.074.007
Em Tesouraria	
Ordinárias	0
Preferenciais	0
Total	0

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2019	Exercício Anterior 31/12/2018
1	Ativo Total	10.055.692	9.055.324
1.01	Ativo Circulante	3.825.595	3.087.209
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	1.614.595	833.191
1.01.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	1.614.595	833.191
1.01.03	Contas a Receber	1.600.739	1.607.550
1.01.03.01	Clientes	1.600.739	1.607.550
1.01.03.01.01	Contas a receber de clientes	1.600.739	1.604.098
1.01.03.01.02	Contas a receber - Bandeiras Tarifárias	0	3.452
1.01.04	Estoques	9.117	11.224
1.01.06	Tributos a Recuperar	125.017	171.467
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	125.017	171.467
1.01.06.01.01	Impostos e contribuições a recuperar	77.365	90.645
1.01.06.01.02	Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	47.652	80.822
1.01.07	Despesas Antecipadas	113.614	87.142
1.01.07.01	Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	113.614	87.142
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	362.513	376.635
1.01.08.03	Outros	362.513	376.635
1.01.08.03.01	Aquisição de combustível - conta CCC	36.970	63.380
1.01.08.03.02	Serviços pedidos	142.149	158.329
1.01.08.03.04	Instrumentos financeiros derivativos	241	0
1.01.08.03.06	Outros créditos a receber	180.232	149.067
1.01.08.03.07	Partes relacionadas	2.921	5.859
1.02	Ativo Não Circulante	6.230.097	5.968.115
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	4.187.015	4.037.664
1.02.01.04	Contas a Receber	546.511	571.764
1.02.01.04.01	Clientes	546.511	571.764
1.02.01.10	Outros Ativos Não Circulantes	3.640.504	3.465.900
1.02.01.10.03	Sub-rogação da CCC - valores aplicados	18.378	9.056
1.02.01.10.04	Depósitos judiciais	60.769	49.858
1.02.01.10.05	Instrumentos financeiros derivativos	59.321	142.451
1.02.01.10.06	Impostos e contribuições a recuperar	75.041	66.671
1.02.01.10.07	Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	47.939	47.394
1.02.01.10.08	Outros créditos a receber	20.097	112.454
1.02.01.10.09	Ativo financeiro da concessão	2.875.902	2.260.840
1.02.01.10.10	Aquisição e combustível - conta CCC	105.340	107.838
1.02.01.10.11	Serviços pedidos	14.826	18.312
1.02.01.10.12	Ativos contratuais	362.891	651.026
1.02.02	Investimentos	12.883	13.918
1.02.04	Intangível	2.030.199	1.916.533

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2019	Exercício Anterior 31/12/2018
2	Passivo Total	10.055.692	9.055.324
2.01	Passivo Circulante	1.739.543	1.930.009
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	21.008	16.861
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	21.008	16.861
2.01.01.02.01	Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	21.008	16.861
2.01.02	Fornecedores	580.504	567.524
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	580.504	567.524
2.01.03	Obrigações Fiscais	386.095	447.532
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	386.095	447.532
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	375.745	384.318
2.01.03.01.02	Impostos sobre lucro a recolher	10.350	63.214
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	134.723	157.332
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	26.653	30.883
2.01.04.02	Debêntures	108.070	126.449
2.01.05	Outras Obrigações	594.618	715.444
2.01.05.01	Passivos com Partes Relacionadas	5.746	7.305
2.01.05.01.04	Débitos com Outras Partes Relacionadas	5.746	7.305
2.01.05.02	Outros	588.872	708.139
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	140	88.274
2.01.05.02.04	Encargos do consumidor	0	27.018
2.01.05.02.06	Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	50.569	43.640
2.01.05.02.07	Participação nos lucros dos empregados	32.792	40.002
2.01.05.02.08	Valores a pagar de acordos com plano de recuperação judicial	0	17.116
2.01.05.02.09	Outras contas a pagar	486.552	459.894
2.01.05.02.10	Instrumentos financeiros derivativos	0	14.915
2.01.05.02.11	Contribuição de iluminação pública	18.819	17.280
2.01.06	Provisões	22.595	25.316
2.01.06.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	22.595	25.316
2.01.06.01.05	Provisões para processos cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórios	22.595	25.316
2.02	Passivo Não Circulante	5.035.156	4.119.234
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	3.456.805	2.803.934
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	2.039.698	1.351.412
2.02.01.02	Debêntures	1.417.107	1.452.522
2.02.02	Outras Obrigações	1.339.006	1.138.353
2.02.02.01	Passivos com Partes Relacionadas	9.447	9.084
2.02.02.01.04	Débitos com Outras Partes Relacionadas	9.447	9.084
2.02.02.02	Outros	1.329.559	1.129.269
2.02.02.02.03	Impostos e contribuições a recolher	60.837	35.418
2.02.02.02.04	Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	168.414	70.801
2.02.02.02.05	Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	120.477	131.253
2.02.02.02.06	Valores a pagar de acordos com plano de recuperação judicial	866.691	814.254
2.02.02.02.07	Plano de aposentadoria e pensão	43.740	43.740
2.02.02.02.08	Outras contas a pagar	69.400	33.803

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2019	Exercício Anterior 31/12/2018
2.02.03	Tributos Diferidos	162.268	96.186
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	162.268	96.186
2.02.04	Provisões	77.077	80.761
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	77.077	80.761
2.02.04.01.05	Provisões para processos cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórios	77.077	80.761
2.03	Patrimônio Líquido	3.280.993	3.006.081
2.03.01	Capital Social Realizado	1.624.459	1.521.740
2.03.03	Reservas de Reavaliação	98.469	111.784
2.03.04	Reservas de Lucros	1.274.813	1.377.781
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	292.025	0
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	-8.773	-5.224

DFs Individuais / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/07/2019 à 30/09/2019	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2019 à 30/09/2019	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2018 à 30/09/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2018 à 30/09/2018
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	1.460.229	3.917.106	1.483.807	4.008.859
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-1.037.877	-2.975.357	-1.118.660	-3.131.008
3.02.01	Energia elétrica comprada para revenda	-698.520	-2.039.415	-797.574	-2.199.227
3.02.02	Custo de construção	-203.397	-557.890	-191.529	-561.755
3.02.09	Custo da operação	-135.960	-378.052	-129.557	-370.026
3.03	Resultado Bruto	422.352	941.749	365.147	877.851
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-157.437	-488.800	-138.637	-455.873
3.04.01	Despesas com Vendas	-43.077	-125.550	-47.824	-134.316
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-57.111	-164.365	-55.214	-164.568
3.04.02.01	Despesas gerais administrativas	-57.111	-164.365	-55.214	-164.568
3.04.03	Perdas pela Não Recuperabilidade de Ativos	-38.900	-95.805	-25.127	-129.893
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-18.349	-103.080	-10.472	-27.096
3.04.05.02	Outras despesas	-18.349	-103.080	-10.472	-27.096
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	264.915	452.949	226.510	421.978
3.06	Resultado Financeiro	-41.952	-95.895	-63.104	-194.473
3.06.01	Receitas Financeiras	135.309	341.141	256.587	594.655
3.06.02	Despesas Financeiras	-177.261	-437.036	-319.691	-789.128
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	222.963	357.054	163.406	227.505
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-43.611	-78.344	-29.624	-44.095
3.08.01	Corrente	-6.041	-12.261	-6.400	-10.472
3.08.02	Diferido	-37.570	-66.083	-23.224	-33.623
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	179.352	278.710	133.782	183.410
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	179.352	278.710	133.782	183.410
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)				
3.99.01	Lucro Básico por Ação				
3.99.01.05	ON	0,12769	0,17266	0,02247	0,08303
3.99.01.06	PNA	0,12769	0,17266	0,02247	0,08303

DFs Individuais / Demonstração do Resultado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/07/2019 à 30/09/2019	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2019 à 30/09/2019	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2018 à 30/09/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2018 à 30/09/2018
3.99.01.07	PNB	0,12769	0,17266	0,02247	0,08303
3.99.02	Lucro Diluído por Ação				
3.99.02.05	ON	0,12769	0,17266	0,02247	0,08303
3.99.02.06	PNA	0,12769	0,17266	0,02247	0,08303
3.99.02.07	PNB	0,12769	0,17266	0,02247	0,08303

DFs Individuais / Demonstração do Resultado Abrangente

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/07/2019 à 30/09/2019	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2019 à 30/09/2019	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2018 à 30/09/2018	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2018 à 30/09/2018
4.01	Lucro Líquido do Período	179.352	278.710	133.782	183.410
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-3.549	-3.549	0	0
4.03	Resultado Abrangente do Período	175.803	275.161	133.782	183.410

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2019 à 30/09/2019	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2018 à 30/09/2018
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	909.105	381.571
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	1.043.725	810.901
6.01.01.01	Lucro líquido do período	278.710	183.410
6.01.01.02	Amortização	205.657	187.431
6.01.01.04	Baixa de intangível e ativo financeiro	68.837	41.371
6.01.01.05	Atualização do ativo financeiro	-71.731	-49.800
6.01.01.06	Encargos de dívidas, juros, variações monetárias e cambiais líquidas	304.849	399.559
6.01.01.07	Perda ou ganho com instrumentos financeiros derivativos	-54.223	-113.648
6.01.01.08	Ajuste a valor presente	15.856	27.994
6.01.01.09	Provisão (reversão) para redução ao valor recuperável do contas a receber	95.805	129.893
6.01.01.10	Provisão (reversão) para processos cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórios	15.398	22.394
6.01.01.11	Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	71.141	-98.784
6.01.01.13	Imposto de renda e contribuições sociais diferidos	66.083	33.623
6.01.01.14	Imposto de renda e contribuições sociais correntes	12.261	10.472
6.01.01.15	Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	34.794	0
6.01.01.16	Outros	288	36.986
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	-149.312	-322.077
6.01.02.01	Contas a receber de clientes	-67.264	-173.808
6.01.02.02	Encargos do consumidor	-27.018	-349
6.01.02.04	Contas a receber - bandeiras tarifárias	3.452	4.650
6.01.02.05	Aquisição de combustível - conta CCC	28.908	1.793
6.01.02.06	Serviços pedidos	-83.468	-69.373
6.01.02.07	Depósitos judiciais	-10.911	2.611
6.01.02.08	Estoques	2.107	-402
6.01.02.09	Impostos e contribuições a recuperar	4.910	-2.443
6.01.02.10	Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	32.625	-1.628
6.01.02.11	Sub-rogação da CCC	-9.322	-19.254
6.01.02.12	Outros créditos a receber	61.192	-15.190
6.01.02.13	Fornecedores	12.980	-23.690
6.01.02.14	Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	4.147	7.879
6.01.02.15	Impostos e contribuições a recolher	16.846	20.411
6.01.02.16	Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher	-52.222	-4.666
6.01.02.17	Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	-38.641	-31.939
6.01.02.18	Participação nos lucros	-7.210	1.006
6.01.02.19	Partes relacionadas	1.380	545
6.01.02.20	Provisão para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	-21.803	-18.230
6.01.03	Outros	14.692	-107.253
6.01.03.01	Contribuição de iluminação pública	1.539	1.332
6.01.03.02	Juros pagos	-129.223	-113.987
6.01.03.03	Outras contas a pagar	25.301	11.607
6.01.03.04	Imposto de renda e contribuição social pagos	-12.903	-6.205
6.01.03.06	Juros recebidos	129.978	0

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2019 à 30/09/2019	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2018 à 30/09/2018
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-502.522	-373.045
6.02.01	Aquisições no ativo intangível	-557.891	-373.379
6.02.02	Resgates/aplicações financeiras	0	525
6.02.03	Investimento	-1	-191
6.02.05	Adições de obrigações especiais	55.370	0
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	374.821	-241.883
6.03.01	Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	1.293.500	1.403.210
6.03.02	Amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures	-797.577	-1.434.301
6.03.04	Valores pagos da recuperação judicial	-32.719	-210.748
6.03.05	Dividendos pagos	-88.383	-44
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	781.404	-233.357
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	833.191	1.075.402
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	1.614.595	842.045

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2019 à 30/09/2019**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	1.521.740	111.784	1.377.781	0	-5.224	3.006.081
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	1.521.740	111.784	1.377.781	0	-5.224	3.006.081
5.04	Transações de Capital com os Sócios	102.719	0	-102.968	0	0	-249
5.04.01	Aumentos de Capital	102.719	0	-102.719	0	0	0
5.04.08	Dividendos adicionais propostos a pagar	0	0	-249	0	0	-249
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	278.710	-3.549	275.161
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	278.710	0	278.710
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-3.549	-3.549
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-3.549	-3.549
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	-13.315	0	13.315	0	0
5.06.02	Realização da Reserva Reavaliação	0	-13.315	0	13.315	0	0
5.07	Saldos Finais	1.624.459	98.469	1.274.813	292.025	-8.773	3.280.993

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2018 à 30/09/2018**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	SalDOS Iniciais	1.521.740	130.160	936.422	0	-5.608	2.582.714
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	SalDOS Iniciais Ajustados	1.521.740	130.160	936.422	0	-5.608	2.582.714
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	55.759	0	0	55.759
5.04.06	Dividendos	0	0	-5.446	0	0	-5.446
5.04.10	Adoção CPC48/IFRS9	0	0	61.205	0	0	61.205
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	183.410	0	183.410
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	183.410	0	183.410
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	-13.903	0	13.903	0	0
5.06.02	Realização da Reserva Reavaliação	0	-13.903	0	13.903	0	0
5.07	SalDOS Finais	1.521.740	116.257	992.181	197.313	-5.608	2.821.883

DFs Individuais / Demonstração de Valor Adicionado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2019 à 30/09/2019	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2018 à 30/09/2018
7.01	Receitas	5.567.197	5.534.376
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	5.777.450	5.707.587
7.01.02	Outras Receitas	-114.448	-43.318
7.01.02.01	Provisão (reversão) de processos cíveis, fiscais e trabalhistas	-11.368	-16.222
7.01.02.02	Outras despesas (receitas) operacionais	-8.909	-8.235
7.01.02.03	Outras despesas (receitas) não recorrentes	-94.171	-18.861
7.01.04	Provisão/Reversão de Créds. Liquidação Duvidosa	-95.805	-129.893
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-2.960.216	-3.129.354
7.02.01	Custos Prods., Merchs. e Servs. Vendidos	-2.597.305	-2.760.982
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-278.397	-281.531
7.02.04	Outros	-84.514	-86.841
7.02.04.01	Subvenção – CCC	-84.514	-86.841
7.03	Valor Adicionado Bruto	2.606.981	2.405.022
7.04	Retenções	-205.657	-187.431
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-205.657	-187.431
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	2.401.324	2.217.591
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	341.141	594.655
7.06.02	Receitas Financeiras	341.141	594.655
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	2.742.465	2.812.246
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	2.742.465	2.812.246
7.08.01	Pessoal	97.308	105.161
7.08.01.01	Remuneração Direta	77.976	84.436
7.08.01.02	Benefícios	29.311	27.077
7.08.01.03	F.G.T.S.	9.421	9.977
7.08.01.04	Outros	-19.400	-16.329
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	1.922.403	1.724.539
7.08.02.01	Federais	900.077	788.194
7.08.02.02	Estaduais	1.021.558	935.623
7.08.02.03	Municipais	768	722
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	444.044	799.136
7.08.03.01	Juros	309.073	690.528
7.08.03.02	Aluguéis	7.008	10.008
7.08.03.03	Outras	127.963	98.600
7.08.03.03.01	Encargos com parte relacionada	3.933	3.838
7.08.03.03.02	Outros	124.030	94.762
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	278.710	183.410
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	278.710	183.410

Comentários de desempenho – 3T19

Comentário do Desempenho



Brasília, 12 de novembro de 2019 - A Equatorial Energia S.A. (B3: EQTL3; USOTC: EQUQY) anuncia hoje os seus resultados do terceiro trimestre e primeiros nove meses de 2019 (3T19 e 9M19).

EBITDA Consolidado Ajustado atinge R\$ 1.033 milhões no trimestre. Piauí e Alagoas reportam R\$ 75 milhões e R\$ 50 milhões de EBITDA recorrente no 3T19.

- ▶ **O EBITDA Consolidado Ajustado alcançou R\$ 1.033 milhões**, fortemente impactado pela aplicação do IFRS sobre os ativos de transmissão. Se desconsiderarmos os EBITDAs de Transmissão, Intesa e do início da consolidação da Equatorial Piauí e Alagoas, o **EBITDA da Equatorial teria atingido R\$ 540 milhões** no trimestre (vide seção específica para maiores detalhes).
- ▶ **O volume total de energia distribuída** atingiu 5.718 GWh, com crescimento consolidado de 1,6% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior.
- ▶ As **perdas totais** no **Maranhão** fecharam o 3T19 em **17,8%** da energia injetada, com aumento de 0,1 p.p. em relação a 2T19. No **Pará**, as **perdas totais** encerraram o 3T19 em **30,3%** da energia injetada, aumento de 0,2 p.p.. No **Piauí**, as perdas encerraram o trimestre em 27,5%. Em **Alagoas**, as perdas do trimestre atingiram **31,0%**.
- ▶ No **Maranhão**, os indicadores de qualidade **DEC e FEC** encerraram o 3T19 apresentando melhora em relação ao 2T9. Já no **Pará** apresentou **DEC** estável e melhora no **FEC**. No **Piauí**, os mesmos índices encerraram o trimestre em 32,3 horas e 13,6 vezes. Em **Alagoas**, o DEC encerrou o 3T19 em 26,2 horas, já o FEC apresentou melhora, encerrando o 3T19 em 12,2 vezes.
- ▶ No 3T19, os **investimentos consolidados da Equatorial** (incluindo o segmento de Transmissão, Piauí e Alagoas) totalizaram **R\$ 1.470 milhões**, 190% maiores do que os investimentos realizados no 3T18, impactado pelo crescimento nos desembolsos dos projetos de Transmissão, que apenas neste trimestre totalizaram R\$ 1.041 milhões.
- ▶ Em novembro de 2019, a **Equatorial Alagoas foi enquadrada no Benefício SUDENE**, através do qual obtém redução de 75% na sua alíquota de Imposto de Renda até 2028. Lembramos que as demais distribuidoras e transmissoras do grupo também contam com benefício semelhante pelo prazo de 10 anos a partir de sua obtenção.

Destaques financeiros (R\$ MM)	3T18	3T19	Var.	9M18	9M19	Var.
Receita operacional líquida (ROL)	2.725	4.875	78,9%	7.470	12.611	68,8%
EBITDA ajustado (trimestral)	576	1.033	79,2%	1.330	2.579	93,9%
Margem EBITDA (%ROL)	21,1%	21,2%	0,0 p.p.	17,8%	20,5%	2,6 p.p.
EBITDA ajustado (últ.12 meses)	1.851	3.235	74,8%	1.851	3.235	74,8%
Lucro líquido ajustado	262	459	75,2%	501	831	66,0%
Margem líquida (%ROL)	9,6%	9,4%	-0,2 p.p.	6,7%	6,6%	-0,1 p.p.
Lucro líquido ajustado por ação (R\$/ação)	1,32	2,27	72,5%	2,52	4,12	63,4%
Investimentos	506	1.470	190,5%	1.298	3.653	181,5%
Dívida líquida	3.370	11.008	226,6%	3.370	11.008	226,6%
Dívida líquida/EBITDA ajustado (últ.12 meses)	1,8	3,4	1,6 x	1,8	3,4	1,6 x
Disponibilidade / Dívida de curto prazo	2,5	2,3	-0,1 x	2,5	2,3	-0,1 x

Dados operacionais	3T18	3T19	Var.	9M18	9M19	Var.
Energia distribuída (GWh)	5.630	5.718	1,6%	16.249	16.056	-1,2%
Equatorial Maranhão	1.601	1.648	3,0%	4.583	4.680	2,1%
Equatorial Pará	2.211	2.248	1,7%	6.391	6.291	-1,6%
Equatorial Piauí	947	958	1,2%	2.573	2.616	1,7%
Equatorial Alagoas	871	864	-0,9%	2.702	2.469	-8,6%
Nº de consumidores (Mil)	7.563	7.649	1,1%	7.563	7.649	1,1%
Equatorial Maranhão	2.474	2.530	2,3%	2.474	2.530	2,3%
Equatorial Pará	2.626	2.690	2,4%	2.626	2.690	2,4%
Equatorial Piauí	1.277	1.295	1,4%	1.277	1.295	1,4%
Equatorial Alagoas	1.186	1.133	-4,4%	1.186	1.133	-4,4%

Comentário do Desempenho

1. Eventos de Divulgação

**TELECONFERÊNCIA EM PORTUGUÊS
COM TRADUÇÃO SIMULTÂNEA PARA INGLÊS**
QUARTA-FEIRA, 13 DE NOVEMBRO DE 2019
12H00 (HORÁRIO DE BRASÍLIA)
10H00 (HORÁRIO DE NOVA YORK)
TELEFONES: +55 11 2820-4080/ +55 11 3193-1080
+1 646 828 8246 / +1 646 291 8936
CÓDIGO: EQUATORIAL

- ▶ Os participantes devem se conectar aproximadamente 10 minutos antes do início das teleconferências.
- ▶ SLIDES E WEBCAST: Os slides da apresentação estarão disponíveis para visualização e download na sessão de Relações com Investidores em nosso website <http://www.equatorialenergia.com.br/ri> a partir da data da teleconferência. O áudio das teleconferências será transmitido ao vivo pela Internet, no mesmo site, onde ficará disponível após o evento.

Relações com Investidores

- ▶ E-mail: ri@equatorialenergia.com.br
- ▶ Website: www.equatorialenergia.com.br

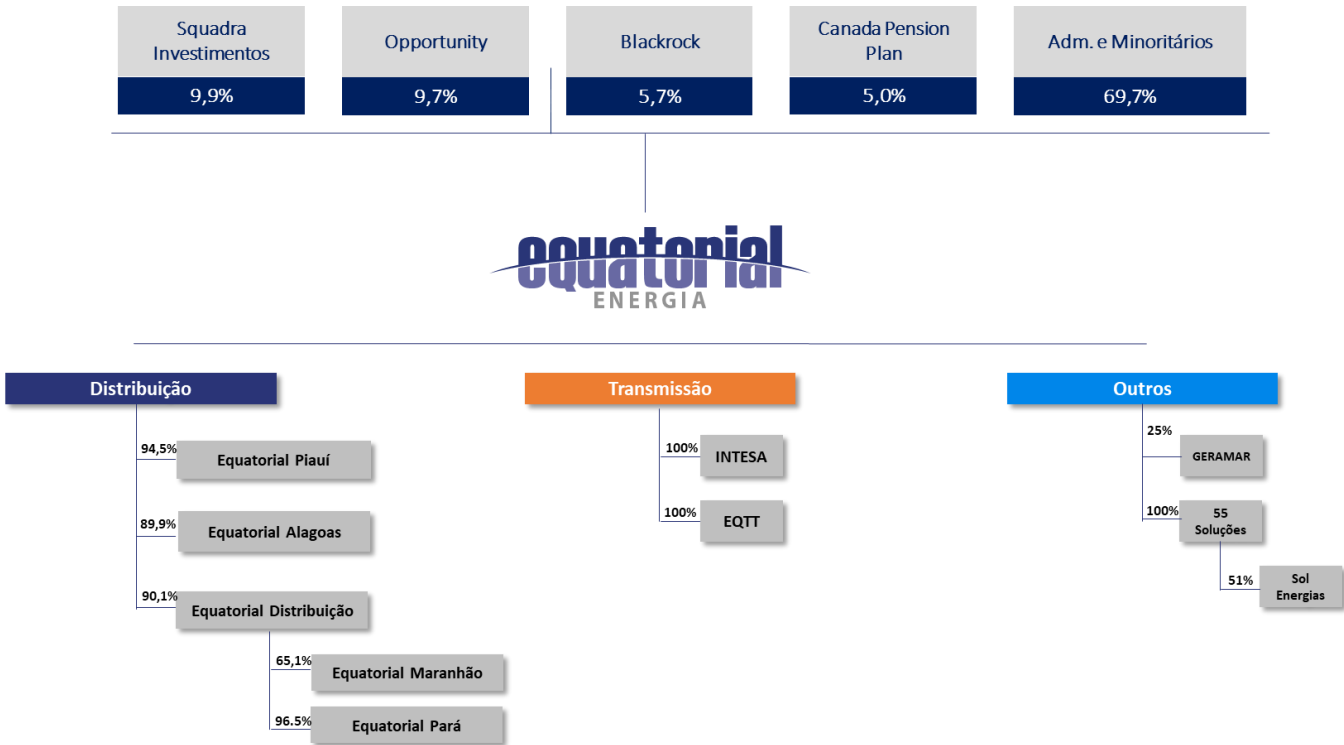
Comentário do Desempenho

1. EVENTOS DE DIVULGAÇÃO	2
2. COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA.....	4
3. EQUATORIAL TRANSMISSÃO	5
4. DESEMPENHO OPERACIONAL	7
5. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	13
6. DESTAQUES REGULATÓRIOS	25
7. ENDIVIDAMENTO	26
8. INVESTIMENTOS	31
9. MERCADO DE CAPITALIS.....	31
10. SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE.....	31
ANEXO 1 – RESULTADO GERENCIAL DA OPERAÇÃO DO SISTEMA ISOLADO NA CELPA (R\$ MM)	33
ANEXO 2 – APURAÇÃO DE IRPJ E CSLL NAS DISTRIBUIDORAS (R\$ MM)	33
ANEXO 3 – DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO DO PERÍODO (R\$ MM)	34
ANEXO 4 – DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO POR EMPRESA (R\$ MM)	41
ANEXO 5 – BALANÇO PATRIMONIAL (R\$MM).....	42

Comentário do Desempenho

2. Composição Acionária

As informações constantes desta seção são pró-forma e refletem a composição acionária atual, conforme consta na data de divulgação destes comentários de desempenho.

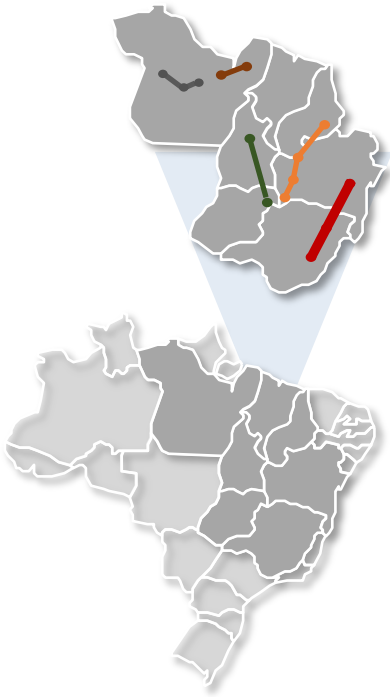


Comentário do Desempenho

3. Equatorial Transmissão

Atualmente, a Equatorial Transmissão possui 7 lotes de transmissão em estágio pré operacional, 1 lote parcialmente operacional e 100% de participação na Intesa, linha operacional.

3.1 Resumo dos lotes



PROJETOS						
SPE	Estado	km	Nº de subestações	Capex Regulatório	Avanço Físico	RAP
GRUPO 1						
SPE 1	BA	251	1	496	89,5%	87
SPE 2	BA	213		519	88,7%	79
SPE 3	BA/PI	380		610	23,5%	115
GRUPO 2						
SPE 4	BA/MG	594	1	1.181	54,6%	207
SPE 5	BA/MG	257		483	39,3%	95
SPE 6	MG	330		562	6,0%	118
GRUPO 3						
SPE 7	PA	125	2	476	47,8%	100
GRUPO 4						
SPE 8 (em construção)	PA	436	3	740	94,8%	107
TOTAL GREENFIELD		2.586	7	5.067		908
ATIVOS OPERACIONAIS						
	Estado	km	Nº de subestações	Início da Operação	Fim do Contrato	RAP
SPE 8 - Xingu-Altamira (com reforço)	PA			set/19	jul/47	17
SPE 8 - Rurópolis	PA			jun/19	jul/47	19
INTESA	TO/GO	695	5	mai/08	abr/36	167
TOTAL ATIVOS OPERACIONAIS						202
TOTAL GERAL		3.281	12			1.110

Data-base: out/19

3.2 Breakdown das RAPs

Os lotes 23 e 31 (SPEs 07 e 08) possuem RAPs parciais que, uma vez concluídas, ainda que antes da conclusão integral dos lotes, já são elegíveis a reconhecimento de receita.

Abaixo, demonstramos a abertura de RAPs parciais para os lotes 23 e 31 (SPEs 07 e 08):

Trechos do Lote 23 - SPE 07	%	RAP
LT 500 kV Vila do Conde - Marituba e SE Marituba	60,6%	61
2 trechos de LT, LTs 230 kV Guamá-Utinga	6,8%	7
Subestação de Marituba	19,0%	19
LT 230 kV Marituba - Castanhal	13,7%	14
RAP Total	100%	100

Lote 31 - SPE 08	%	RAP
LT 230 kV Transamazônica - Tapajós, SE Tapajós	58%	81
LT 230 kV Altamira - Transamazônica	19%	26
RAP em construção	77%	107
LT 230 kV Xingu - Altamira	10%	13
SE Rurópolis, Compensador Síncrono	13%	19
RAP em operação	23%	32
Reforço na SE Xingu		3
RAP Total com Reforço	100%	142

O Compensador Síncrono de Rurópolis encontra-se operacional desde junho de 2019. Em setembro de 2019, entraram em operação o trecho de Linha de Transmissão Xingu-Altamira e o Reforço da Subestação Xingu, elegível à RAP Parcial de R\$ 16,7 milhões por ano. A RAP atualmente em operação da SPE 08 soma R\$ 35 milhões, incluindo o Reforço.

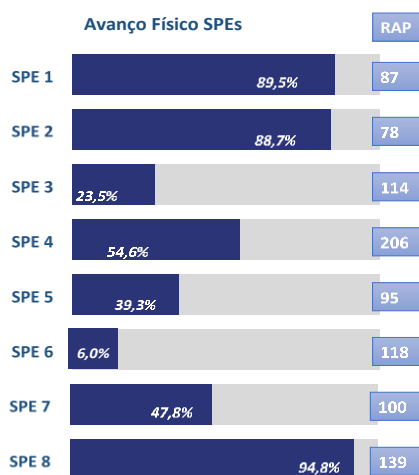
Comentário do Desempenho

3.3 Licenças Ambientais e Evolução da Construção

Desde outubro de 2019, a Equatorial possui Licenciamento Ambiental de Instalação para 100% de todos os seus 8 lotes em desenvolvimento.

Abaixo, demonstramos a evolução física das obras por SPE, na posição de outubro de 2019, de acordo com os seguintes critérios:

Para cada SPE, a ponderação da evolução do avanço físico entre linhas e subestações é baseada no investimento estimado para cada trecho. Dentro desse critério, a evolução das linhas é ponderada por fase da instalação: (i) limpeza de faixa – 10%; (ii) fundações – 30%; (iii) montagem – 30%, e; (iv) lançamento dos cabos – 30%.



3.4 Financiamentos de Longo Prazo da Transmissão

100% da necessidade de financiamento de todas as SPEs da Transmissão já está contratada, considerando uma alavancagem dos projetos de aproximadamente 80%. Do total contratado, 67% já foi desembolsado (R\$ 2,7 bilhões), funding necessário para fazer frente ao avanço físico das obras. O funding principal foi obtido de 3 diferentes fontes –

SPE	Fonte	Contratado	Desembolsado	%
SPE 1	Banco do Nordeste	343	288	
	Debentures	55	55	
	Total	398	343	86%
SPE 2	Banco do Nordeste	353	269	
	Debentures	45	45	
	Total	398	314	79%
SPE 3	Banco do Nordeste	425	346	
	Debentures	90	90	
	Total	515	436	85%
SPE 4	BNDES	822	699	85%
SPE 5	Banco do Nordeste	356	201	
	Debentures	66	66	
	Total	422	267	63%
SPE 6	BNDES	419	88	21%
SPE 7	FDA	293	76	
	Debentures	130	130	
	Total	423	206	49%
SPE 8	FDA	495	194	
	Debentures	189	189	
	Total	684	383	56%
Total Equatorial Transmissão		4.081	2.736	67%

Comentário do Desempenho

BNDES, Banco do Nordeste e Fundo de Desenvolvimento da Amazônia (FDA) – tendo sido complementado por debêntures de infraestrutura para atingir o objetivo de alavancagem para cada SPE.

4. Desempenho Operacional

As informações operacionais constantes desta seção são pró-forma e refletem 100% das operações da Equatorial Distribuição Maranhão, Pará, Piauí e Alagoas.

Para efeito de comparabilidade, consolidamos os dados operacionais do Piauí e de Alagoas desde 2018.

4.1 Vendas de Energia Elétrica – Consolidado por Classe

Classes de consumo (MWh)	3T18	3T19	Var.	9M18	9M19	Var.
Consolidado (MA + PA + PI + AL)						
Residencial	2.524.935	2.562.709	1,5%	7.414.863	7.186.312	-3,1%
Industrial	320.406	288.912	-9,8%	917.981	815.520	-11,2%
Comercial	1.011.362	991.381	-2,0%	2.954.755	2.850.345	-3,5%
Outros	1.160.222	1.168.169	0,7%	3.324.340	3.312.380	-0,4%
Total (cativo)	5.016.924	5.011.171	-0,1%	14.611.940	14.164.556	-3,1%
Industrial	406.199	451.695	11,2%	1.135.933	1.288.554	13,4%
Comercial	163.321	208.606	27,7%	470.993	574.180	21,9%
Outros	4.638	4.589	-1,1%	10.307	10.049	-2,5%
Consumidores livres	574.158	664.890	15,8%	1.617.233	1.872.782	15,8%
Energia de Conexão - outras Distribuidoras	38.807	41.870	7,9%	19.369	19.003	-1,9%
Total Distribuída*	5.629.889	5.717.931	1,6%	16.248.541	16.056.342	-1,2%

(*) Inclui mercados cativo, livre, uso distribuidora e consumo próprio

Consumo por Distribuidora (MWh)	3T18	3T19	Var.	9M18	9M19	Var.
Equatorial Maranhão	1.600.884	1.648.471	3,0%	4.582.724	4.680.430	2,1%
Equatorial Pará	2.211.013	2.247.822	1,7%	6.391.059	6.290.862	-1,6%
Equatorial Piauí	946.998	958.097	1,2%	2.572.547	2.615.758	1,7%
Equatorial Alagoas	870.994	863.541	-0,9%	2.702.211	2.469.292	-8,6%
Total (Cativo + Livre)	5.629.889	5.717.931	1,6%	16.248.541	16.056.342	-1,2%

No 3T19, o consumo de energia elétrica dos mercados cativo e livre apresentou crescimento de 1,6% de forma consolidada na Equatorial, ou seja, considerando a soma dos mercados de Maranhão, Pará, Piauí e Alagoas.

Na análise individual das distribuidoras, temos os seguintes destaques:

Comentário do Desempenho

Volume Vendido MWh	3T19					9M19				
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total
Residencial	834.136	957.126	441.292	330.155	2.562.709	2.411.479	2.617.967	1.270.669	886.197	7.186.312
Industrial	60.874	135.548	43.867	48.622	288.912	162.628	384.299	116.671	151.922	815.520
Comercial	257.701	380.883	193.173	159.623	991.381	742.806	1.077.109	553.503	476.927	2.850.345
Outros	363.376	406.188	220.457	178.147	1.168.169	1.013.341	1.162.822	604.293	531.924	3.312.380
Total (cativo)	1.516.088	1.879.746	898.790	716.547	5.011.171	4.330.253	5.242.197	2.545.137	2.046.969	14.164.556
Industrial	66.553	253.599	12.733	118.811	451.695	168.208	743.322	36.331	340.693	1.288.554
Comercial	60.829	112.454	11.092	24.231	208.606	171.022	299.321	34.289	69.547	574.180
Outros	2.565	2.023	-	-	4.589	4.026	6.022	-	-	10.049
Consumidores livres	129.947	368.076	23.825	143.042	664.890	343.257	1.048.665	70.621	410.240	1.872.782
Energia de Conexão	2.437	-	35.481	3.952	41.870	6.920	-	-	12.083	19.003
TOTAL (cativo + livre + conexão)	1.648.471	2.247.822	958.097	863.541	5.717.931	4.680.430	6.290.862	2.615.758	2.469.292	16.056.342
<i>Var. % (3T19 vs 3T18)</i>	<i>3,0%</i>	<i>1,7%</i>	<i>1,2%</i>	<i>-0,9%</i>	<i>1,6%</i>	<i>2,1%</i>	<i>-1,6%</i>	<i>1,7%</i>	<i>-8,6%</i>	<i>-1,2%</i>

Volume Vendido MWh	3T18					9M18				
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total
Residencial	811.631	933.720	439.478	340.107	2.524.935	2.357.022	2.733.421	1.252.246	1.072.173	7.414.863
Industrial	65.121	150.321	42.570	62.394	320.406	187.237	416.293	127.200	187.252	917.981
Comercial	263.179	394.630	191.062	162.491	1.011.362	764.914	1.131.772	547.468	510.602	2.954.755
Outros	357.727	403.029	216.466	183.000	1.160.222	996.905	1.161.695	585.532	580.209	3.324.340
Total (cativo)	1.497.657	1.881.700	889.575	747.992	5.016.924	4.306.078	5.443.181	2.512.445	2.350.235	14.611.940
Industrial	48.078	243.810	12.392	101.919	406.199	121.265	704.695	25.343	284.630	1.135.933
Comercial	51.320	83.429	11.719	16.853	163.321	146.355	237.068	34.759	52.810	470.993
Outros	2.564	2.074	-	-	4.638	4.192	6.114	-	-	10.307
Consumidores livres	101.962	329.313	24.111	118.772	574.158	271.813	947.877	60.102	337.440	1.617.233
Energia de Conexão	1.264	-	33.312	4.230	38.807	4.834	-	-	14.535	19.369
TOTAL (cativo + livre + conexão)	1.600.884	2.211.013	946.998	870.994	5.629.889	4.582.724	6.391.059	2.572.547	2.702.211	16.248.541

EQUATORIAL MARANHÃO

O consumo de energia elétrica dos mercados cativo e livre da **Equatorial Maranhão** apresentou crescimento de 3,0% no 3T19 em relação ao mesmo período do ano de 2018, explicado principalmente pelos segmentos residencial e industrial.

No segmento residencial, houve crescimento de 2,8%, explicado pelo aumento no consumo médio por consumidor e pelo acréscimo de 33 mil novos consumidores. Na comparação com o 2T19, houve incremento de 2 mil consumidores classificados como Baixa Renda, fruto das campanhas de recadastramento que vem sendo feitas pela companhia, com o intuito de garantir que famílias que fazem jus à tarifa social possam usufruir do benefício.

O segmento industrial apresentou crescimento de 12,6% no trimestre, fortemente impactado pela retomada da atividade de extração de minerais no norte do Estado. Destaque também para o crescimento apresentado pelas atividades de fabricação de bebidas, produtos alimentícios e produtos químicos.

O segmento comercial, cujo crescimento no trimestre foi de 1,3%, foi puxado pelo bom desempenho do comércio atacadista e atividades de atenção à saúde.

EQUATORIAL PARÁ

No Pará, o volume de energia distribuída apresentou crescimento de 1,7% no 3T19 em relação ao mesmo período do ano anterior, explicado principalmente pelo crescimento do consumo residencial.

No segmento residencial, houve crescimento de 2,5%, explicado pelas melhores condições climáticas no período e pelo aumento no número de consumidores. Na comparação com o 2T19, houve incremento de aproximadamente 15 mil consumidores cadastrados como Baixa Renda, a exemplo do que houve no Maranhão.

Comentário do Desempenho

O segmento industrial apresentou retração de 1,3% no trimestre, influenciada principalmente pela redução de consumo nos ramos de extração de minerais não metálicos, fabricação de produtos alimentícios e fabricação de celulose.

No segmento comercial, onde houve crescimento de 3,2%, a atividade foi principalmente impactada pelo comércio varejista e serviços.

EQUATORIAL PIAUÍ

O consumo de energia elétrica dos mercados **cativo e livre** da Equatorial Piauí apresentou crescimento de 1,2% no 3T19 em relação ao mesmo período do ano de 2018, explicado pelo aumento de consumo apresentado em todas as classes.

O crescimento apresentado pelo segmento industrial foi de 3,0% no trimestre, impulsionado pelos ramos de fabricação de bebidas e de derivados de soja. As classes residencial e comercial apresentaram crescimentos de 0,4% e 0,7% no trimestre.

Na comparação com o 2T19, houve incremento de aproximadamente 23 mil consumidores cadastrados como Baixa Renda.

EQUATORIAL ALAGOAS

O consumo de energia elétrica dos mercados **cativo e livre** da Equatorial Alagoas apresentou queda de 0,9% no 3T19 em relação ao mesmo período do ano passado, explicado principalmente pelas quedas de consumo nos segmentos Residencial e Outros, que mais do que compensaram os crescimentos apresentados no segmentos Industrial e Comercial.

O segmento residencial apresentou queda de 2,9% no trimestre, explicado principalmente pelo menor número de consumidores da classe. Na comparação com o 2T19, houve incremento de aproximadamente 85 mil consumidores classificados como Baixa Renda, fruto das campanhas de recadastramento que vem sendo feitas pela companhia, com o intuito de garantir que famílias que fazem jus à tarifa social possam usufruir do benefício.

A classe Industrial de Alagoas apresentou crescimento de 1,9%, impulsionado pelos segmentos de extração de petróleo e gás natural e fabricação de produtos de borracha e material plástico.

4.2 Número de Consumidores – Consolidado por Classe

Número de consumidores	3T18	3T19	Var.
Consolidado (MA + PA + PI + AL)			
Residencial - convencional	4.866.320	4.976.570	2,3%
Residencial - baixa renda	1.825.984	1.772.100	-3,0%
Industrial	17.281	16.760	-3,0%
Comercial	487.725	478.655	-1,9%
Outros	365.662	404.616	10,7%
Total Equatorial Energia	7.562.972	7.648.701	1,1%

Número de Consumidores (cativo+livre)	3T18					3T19				
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Total
Residencial - convencional	1.477.303	1.682.961	801.452	904.604	4.866.320	1.586.010	1.768.383	822.147	800.030	4.976.570
Residencial - baixa renda	746.417	571.671	321.421	186.475	1.825.984	671.269	542.769	316.330	241.732	1.772.100
Industrial	7.784	4.001	3.084	2.412	17.281	7.609	4.067	2.938	2.146	16.760
Comercial	149.664	175.850	93.603	68.608	487.725	144.474	173.146	95.013	66.022	478.655
Outros	92.445	191.762	57.835	23.620	365.662	120.649	202.025	58.802	23.140	404.616
Total	2.473.613	2.626.245	1.277.395	1.185.719	7.562.972	2.530.011	2.690.390	1.295.230	1.133.070	7.648.701
<i>Var. % (3T19 vs 3T18)</i>						<i>2,3%</i>	<i>2,4%</i>	<i>1,4%</i>	<i>-4,4%</i>	<i>1,1%</i>

Comentário do Desempenho

4.3 Balanço Energético

4.3 Balanço energético (MWh)	3T18	3T19	Var.	9M18	9M19	Var.
Maranhão						
Sistema interligado	1.967.897	2.037.566	3,5%	5.532.750	5.712.165	3,2%
Energia injetada	1.967.897	2.037.566	3,5%	5.532.750	5.712.165	3,2%
Energia distribuída	1.599.619	1.646.034	2,9%	4.577.891	4.673.510	2,1%
Energia de conexão com outras distribuidora	1.264	2.437	92,7%	4.834	6.920	43,2%
Perdas totais	367.013	389.095	6,0%	950.026	1.031.735	8,6%
Pará						
Sistema interligado	3.024.188	3.132.366	3,6%	8.615.528	8.866.274	2,9%
Sistema isolado	100.470	78.538	-21,8%	279.805	220.783	-21,1%
Energia injetada	3.124.658	3.210.905	2,8%	8.895.333	9.087.057	2,2%
Energia distribuída	2.211.013	2.247.822	1,7%	6.391.059	6.290.862	-1,6%
Perdas totais	913.645	963.083	5,4%	2.504.275	2.796.195	11,7%
Piauí						
Sistema interligado	1.302.472	1.297.863	-0,4%	3.581.607	3.606.817	0,7%
Energia injetada	1.302.472	1.297.863	-0,4%	3.581.607	3.606.817	0,7%
Energia distribuída	913.686	922.615	1,0%	2.572.547	2.615.758	1,7%
Energia de conexão com outras distribuidora	33.312	35.481	-4,4%	94.180	97.952	4,0%
Perdas totais	355.474	339.767	-4,4%	914.880	893.107	-2,4%
Alagoas						
Sistema interligado	1.119.954	1.129.480	0,9%	3.522.591	3.681.083	4,5%
Energia injetada	1.119.954	1.129.480	0,9%	3.522.591	3.681.083	4,5%
Energia distribuída	866.764	859.589	-0,8%	2.687.676	2.457.209	-8,6%
Energia de conexão com outras distribuidora	4.230	3.952	6,8%	14.535	12.083	47,7%
Perdas totais	248.961	265.939	6,8%	820.380	1.211.791	47,7%

A energia injetada no **Maranhão** cresceu 3,5% no trimestre, impulsionado pela reativação da atividade de extração de minerais e pelas temperaturas médias ligeiramente maiores no trimestre, especialmente em São Luís, principal centro de carga da concessão.

No **Pará**, houve crescimento de 2,8% no volume trimestral de energia injetada. Acreditamos que o desempenho tenha sido positivamente influenciado pela maior temperatura média no período, assim como pelo consumo dos segmentos residencial e comercial.

Dentre os Estados em que atuamos, o **Piauí** foi o único a apresentar retração (-0,4%) em sua energia injetada no trimestre. Apesar da variável climática ter influenciado positivamente, acreditamos que o nível ainda baixo de atividade econômica aliado ao início das atividades de combate às perdas na concessão sejam os principais causadores da queda no trimestre.

Em **Alagoas**, o crescimento de 0,9% da energia injetada no trimestre pode ser explicado pelo crescimento vegetativo da concessão, considerando que acreditamos que o fator clima tenha sido neutro no trimestre.

Níveis estimados de cobertura contratual de compra de energia:

A apuração do nível de contratação de compra de energia nas distribuidoras é feita por ano civil, portanto, os percentuais apresentados abaixo ainda deverão variar ao longo de 2019 conforme as evoluções do mercado consumidor, do nível de perdas de energia e da utilização pelas companhias dos mecanismos de descontração atualmente vigentes no setor. Conforme as regras atualmente vigentes, as distribuidoras que estiverem dentro do percentual de 100% a 105% de contratação sobre seu requisito de energia terão cobertura tarifária integral.

Comentário do Desempenho

Para Equatorial Maranhão, Pará, Piauí e Alagoas, as estimativas atuais de nível de contratação para 2019 são de 102,4%, 106,4%, 108,1% e 105,2%, respectivamente.

4.4 Perdas na Distribuição de Energia

Distribuidoras	3T18	4T18	1T19	2T19	3T19	Regulatório
<u>Perdas Totais / Injetada</u>						
Equatorial Maranhão	16,4%	17,2%	17,3%	17,7%	17,8%	18,0%
Equatorial Pará	27,5%	28,3%	29,2%	30,1%	30,3%	27,5%
Equatorial Piauí	26,4%	28,1%	28,2%	27,8%	27,5%	20,3%
Equatorial Alagoas	23,7%	23,9%	24,5%	30,7%	31,0%	20,8%
<u>Perdas Não-Técnicas / BT</u>						
Equatorial Maranhão	6,6%	7,9%	8,1%	8,8%	9,0%	9,3%
Equatorial Pará	35,8%	38,4%	40,9%	43,7%	41,0%	33,5%
Equatorial Piauí	26,5%	30,6%	30,8%	29,8%	29,2%	13,9%
Equatorial Alagoas	29,0%	29,7%	31,3%	51,6%	52,6%	22,0%

No 3T19, as perdas de energia para a Equatorial Maranhão e Pará continuam sendo impactadas pela revisão de nossa política de combate às perdas, que tornou-se mais conservadora, integrada com a política de arrecadação.

No Piauí, apesar de ainda estarmos no início do processo de combate às perdas, pelo segundo trimestre consecutivo é possível observar queda no percentual de perdas.

Em Alagoas, dado que estamos com a mobilização, treinamento das equipes e estruturação do plano de combate às perdas em fase de conclusão, houve um acréscimo de 0,3 p.p. nas perdas totais no trimestre.

Para efeito do cálculo de perdas não técnicas de cada Companhia, o percentual de perdas técnicas deduzido do total de perdas é aquele aprovado pela ANEEL na última Revisão Tarifária de cada Companhia. Este procedimento explica a queda de 2,7 pontos percentuais nas perdas não-técnicas sobre o mercado de baixa tensão do Pará, tendo em vista que a companhia passou por sua revisão tarifária neste trimestre. Nesta Revisão, suas perdas técnicas subiram de 10,14% para 11,65% sobre a energia injetada.

4.5 Arrecadação e PDD

PDD / ROB ¹ (trimestral)	3T18	3T19	Var.	9M18	9M19	Var.
Equatorial Maranhão	0,2%	0,4%	-0,1 p.p.	1,6%	1,3%	0,2 p.p.
Equatorial Pará	1,3%	2,0%	-0,7 p.p.	2,5%	1,8%	0,6 p.p.
Equatorial Piauí	7,1%	-1,9%	8,9 p.p.	1,5%	-0,7%	2,1 p.p.
Equatorial Alagoas	13,1%	0,4%	12,7 p.p.	5,4%	-6,0%	11,4 p.p.

¹ Desconsidera Receita de Construção.

A partir do 2º semestre de 2018, o Grupo passou a adotar uma estratégia integrada de combate às perdas e arrecadação nas distribuidoras, com vistas a reduzir o percentual de PDD sobre a ROB. Destaque para a reversão de 1,9% de PDD/ROB do Piauí, fruto das atividades de cobrança e arrecadação implementadas pela Companhia.

Comentário do Desempenho

4.6 Indicadores de qualidade – DEC e FEC

Distribuidoras	3T18	4T18	1T19	2T19	3T19	Regulatório
<u>DEC</u>						
Equatorial Maranhão	14,3	14,0	13,6	13,5	13,3	17,3
Equatorial Pará	24,2	24,4	23,1	23,0	23,0	28,5
Equatorial Piauí	23,0	23,6	27,9	31,0	32,3	20,7
Equatorial Alagoas	22,0	22,3	25,4	25,6	26,2	15,5
<u>FEC</u>						
Equatorial Maranhão	7,5	6,9	6,6	6,5	6,4	10,8
Equatorial Pará	15,6	15,6	14,5	13,8	13,1	23,4
Equatorial Piauí	14,3	14,1	13,3	13,6	13,6	14,0
Equatorial Alagoas	15,1	14,1	13,5	12,8	12,2	13,0

O nível da qualidade e da eficiência do sistema de distribuição é medido pelos índices de DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, que mede a duração média das interrupções, em horas por cliente por período) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, que mede a frequência das interrupções, em número de interrupções por cliente por período).

Maranhão e Pará permanecem com seus indicadores de qualidade (DEC e FEC) substancialmente abaixo dos patamares regulatórios (lembrando que esses indicadores medem frequência e tempo de interrupções de fornecimento, portanto, quanto menores, melhor). O Piauí e Alagoas vem apresentando aumento significativo de DEC nos últimos trimestres em função da revisão feita no método de apuração deste indicador. Esta mudança de metodologia terá reflexos no indicador até completar 12 meses de apuração com o novo critério.

No 3T19, o FEC de todas as distribuidoras do grupo ficaram abaixo do limite regulatório, com destaque para Alagoas que, no segundo trimestre integral sob a nova gestão da Equatorial, apresentou significativa redução.

Comentário do Desempenho

5. Desempenho Econômico-Financeiro

As informações constantes desta seção refletem a consolidação das Demonstrações Contábeis da Equatorial Energia.

5.1 Desempenho Econômico-Financeiro Consolidado

DRE (R\$ MM)	3T18	3T19	Var.	9M18	9M19	Var.
Receita operacional bruta (ROB)	3.777	6.548	73,3%	10.364	17.033	64,3%
Receita operacional líquida (ROL)	2.725	4.875	78,9%	7.470	12.611	68,8%
Custo de energia elétrica	(1.812)	(3.300)	82,1%	(5.051)	(8.622)	70,7%
Custo e despesas operacionais	(357)	(482)	35,0%	(1.185)	(1.334)	12,6%
EBITDA	556	1.094	96,8%	1.234	2.655	115,2%
Outras receitas/despesas operaciona	(10)	22	-321,7%	(34)	(130)	282,6%
Depreciação	(115)	(139)	20,3%	(316)	(443)	40,1%
Resultado do serviço (EBIT)	441	955	116,8%	917	2.211	141,1%
Resultado financeiro	(84)	(115)	37,1%	(255)	(347)	36,1%
Amortização de ágio	(3)	(23)	829,6%	(8)	(74)	882,7%
Lucro antes da tributação (EBT)	380	824	117,2%	715	1.813	153,7%
IR/CSLL	(69)	(208)	200,1%	(144)	(530)	267,9%
Participações minoritárias	(62)	(67)	8,3%	(137)	(180)	31,2%
Lucro líquido (LL)	248	549	121,2%	434	1.103	154,4%

Comentário do Desempenho

5.1.1 - Receita operacional

Análise da receita (R\$ MM)	3T18	3T19	Var.	9M18	9M19	Var.
(+) Vendas as classes	2.537	3.955	56%	6.937	10.647	53%
Residencial	1.364	2.146	57%	3.776	5.736	52%
Industrial	162	210	30%	414	577	39%
Comercial	551	866	57%	1.516	2.361	56%
Outras classes	461	733	59%	1.231	1.973	60%
(+) Ultrapassagem de demanda / reativo excedente	(17)	(19)	12%	(46)	(50)	-8%
(+) Suprimento	82	163	99%	517	274	-47%
(+) Outras receitas	317	417	31%	841	1.194	42%
Subvenção baixa renda	97	133	37%	291	366	26%
Subvenção CDE outros	71	117	66%	200	325	63%
Uso da rede	66	106	62%	171	288	68%
Atualização ativo financeiro	50	18	-65%	81	99	22%
Outras receitas operacionais	33	43	29%	98	116	19%
(+) Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	292	(18)	106%	524	(91)	117%
(+) Receita de construção - Distribuição	286	447	56%	829	1.329	60%
(=) Receita Operacional Bruta - Distribuição	3.498	4.945	41%	9.602	13.303	39%
(+) Receita de Operação e Manutenção (Transmissão)	4	18	402%	10	35	234%
(+) Receita Financeira - atualização TIR	30	30	-1%	93	79	-15%
(+) Receita de construção - Transmissão	148	1.402	849%	460	3.234	603%
(+) Transmissão de energia	-	1	N/A	-	4	N/A
(+) Receita Ativo de Contrato	13	73	453%	30	159	431%
(+) Outras receitas	1	1	-26%	3	3	-26%
(=) Receita operacional bruta - Transmissão	196	1.525	680%	597	3.514	489%
Receita operacional bruta - Outros	84	78	-7%	166	216	30%
(+) Deduções à receita	(1.030)	(1.519)	48%	(2.836)	(336)	88%
Deduções à receita - Transmissão	(6)	(6)	13%	(19)	(25)	-35%
PIS e COFINS	(265)	(418)	58%	(734)	(53)	93%
Encargos do consumidor	(23)	(32)	39%	(64)	(7)	90%
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(163)	(163)	0%	(460)	(60)	87%
ICMS	(568)	(889)	56%	(1.531)	(181)	88%
ISS	(1)	(1)	29%	(2)	(0)	91%
Compensações Indicadores de Qualidade	(4)	(10)	140%	(26)	(10)	62%
(=) Receita operacional líquida - Dist. e Transm.	2.747	5.028	83%	7.529	16.698	122%
(-) Receita de construção - Dist. e Transm.	434	1.849	326%	1.288	4.563	254%
(=) Receita operacional líquida sem receita de construção	2.314	3.179	37%	6.241	12.135	94%

De forma consolidada, a ROL da Equatorial, desconsiderando a Receita de Construção, cresceu 37%, o que pode ser explicado por:

- Aplicação das regras contábeis do IFRS no segmento de Transmissão, o que gerou o reconhecimento de uma ROL de aproximadamente R\$ 1,4 bilhão apenas no 3T19 (Intesa + SPEs);
- Início da consolidação de Equatorial Piauí e Alagoas apenas a partir do 4T18 e 2T19, respectivamente;

Comentário do Desempenho

Comentário do Desempenho

Análise da receita (R\$ Milhões)	3T19				9M19			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+) Vendas as classes	1.128	1.641	718	469	3.302	4.527	1.996	1.366
Residencial	659	874	380	233	1.947	2.354	1.058	658
Industrial	44	104	33	29	123	307	91	88
Comercial	209	373	163	121	617	1.052	463	362
Outras classes	216	289	141	86	615	813	385	257
(+) Ult. de demanda / reativo excedente	(6)	(13)	4	(4)	(17)	(39)	10	(5)
(+) Suprimento	8	56	66	32	15	87	138	33
(+) Outras receitas	120	199	50	48	351	595	152	140
Subvenção baixa renda	53	46	21	13	151	126	67	31
Subvenção CDE outros	29	60	16	12	80	161	47	48
Uso da rede	20	62	7	19	53	180	20	54
Atualização ativo financeiro	5	13	0	0	28	72	0	(5)
Outras receitas operacionais	14	19	7	4	40	55	18	11
(+) Valores a receber de parcela A	(24)	44	(71)	32	(84)	49	(132)	488
(+) Receita de construção	93	203	76	74	274	558	404	85
(=) Receita operacional bruta	1.319	2.130	844	652	3.842	5.777	2.568	2.106
(+) Deduções à receita	(389)	(670)	(252)	(201)	(1.123)	(1.860)	(752)	(574)
PIS e COFINS	(94)	(206)	(53)	(64)	(259)	(561)	(151)	(148)
Encargos do consumidor	(9)	(13)	(6)	(4)	(27)	(35)	(15)	(16)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(46)	(68)	(21)	(29)	(157)	(226)	(87)	(96)
ICMS	(236)	(380)	(172)	(101)	(669)	(1.022)	(492)	(298)
ISS	(0)	(0)	(0)	(0)	(1)	(1)	(0)	(0)
Compensações Indicadores de Qualidade	(2)	(3)	(1)	(4)	(9)	(16)	(7)	(16)
(=) Receita operacional líquida	930	1.460	591	450	2.719	3.917	1.816	1.531
(-) Receita de construção	93	203	76	74	274	558	404	85
(=) Receita operacional líquida sem receita de construção	837	1.257	515	376	2.445	3.359	1.413	1.446

Análise da receita (R\$ Milhões)	3T18				9M18			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+) Vendas as classes	1.046	1.491	668	461	2.877	4.060	1.779	1.454
Residencial	604	760	353	232	1.670	2.107	941	737
Industrial	43	118	29	33	119	295	81	101
Comercial	200	351	155	115	560	956	418	362
Outras classes	199	262	132	81	528	703	339	254
(+) Ult. de demanda / reativo excedente	(5)	(12)	(3)	(1)	(13)	(33)	(8)	(6)
(+) Suprimento	23	59	31	64	206	312	45	113
(+) Outras receitas	130	187	59	102	332	509	147	212
Subvenção baixa renda	53	45	21	10	155	136	60	33
Subvenção CDE outros	31	40	10	13	70	130	29	39
Uso da rede	19	46	22	12	37	135	36	35
Atualização ativo financeiro	15	35	-	-	31	50	-	-
Outras receitas operacionais	12	22	6	67	40	58	22	105
(+) Valores a receber de parcela A	112	181	119	(166)	226	298	968	494
(+) Receita de construção	95	192	46	23	267	562	123	71
(=) Receita operacional bruta	1.400	2.098	920	483	3.894	5.708	3.053	2.336
(+) Deduções à receita	(410)	(614)	(279)	(202)	(1.118)	(1.699)	(822)	(678)
PIS e COFINS	(115)	(150)	(81)	(42)	(313)	(421)	(271)	(212)
Encargos do consumidor	(10)	(13)	(6)	(36)	(28)	(36)	(22)	(87)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(62)	(101)	(28)	(20)	(174)	(286)	(82)	(59)
ICMS	(221)	(347)	(163)	(103)	(595)	(936)	(440)	(319)
ISS	(0)	(0)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(0)
Compensações Indicadores de Qualidade	(1)	(3)	(1)	-	(7)	(18)	(6)	-
(=) Receita operacional líquida	990	1.484	641	282	2.776	4.009	2.231	1.658
(-) Receita de construção	95	192	46	23	267	562	123	71
(=) Receita operacional líquida sem receita de construção	895	1.292	595	258	2.509	3.447	2.108	1.588

Comentário do Desempenho

5.1.2 - Custos e Despesas

De forma consolidada, o custo da Equatorial Energia (considerando despesas gerenciáveis, não-gerenciáveis e de construção) atingiu R\$ 3,9 bilhões, variação de 72%, fortemente impactado pelos seguintes movimentos:

- (i) Aumento de 44% (R\$ 561 milhões) em Custos com Compra de Energia e Transporte, em função do início de consolidação de Equatorial Piauí e Alagoas;
- (ii) Aumento de R\$ 1.061 milhões em Custos de Construção, principalmente em função do início das obras no segmento de Transmissão.

Custos Operacionais	3T18	3T19	Var.	9M18	9M19	Var.
R\$ Milhões						
(+) Pessoal	94	142	51%	282	355	26%
(+) Material	10	10	4%	22	22	-2%
(+) Serviço de terceiros	162	188	16%	496	528	6%
(+) Outros	45	122	172%	128	153	20%
(=) PMSO Reportado	310	461	49%	928	1.058	14%
<i>Ajustes Piauí</i>		(3)	N/A		150	N/A
<i>Ajustes Alagoas</i>		26	N/A		(66)	N/A
<i>Ajuste Pará</i>		-	N/A		-	N/A
<i>Ajuste Maranhão</i>		-	N/A		(10)	N/A
PMSO Ajustado	310	483	56%	928	1.132	22%
PCLD e perdas	27	31	13%	353	67	-81%
% Receita bruta Dist. (s/ rec. de construção)	0,9%	0,7%	-0,1 p.p.	2,6%	0,5%	-80%
Provisões para contingências	9	11	33%	90	92	2%
(+) Provisões	36	42	18%	444	159	-64%
(+) Outras receitas/despesas operacionais	10	(22)	317%	130	130	0%
(+) Depreciação e amortização	115	139	20%	443	443	0%
(=) Custos e despesas gerenciáveis	472	620	32%	1.945	1.790	-8%
(+) Energia comprada e transporte	1.283	1.844	44%	3.458	4.997	45%
(+) Encargos uso rede e conexão	135	-	100%	454	-	100%
(=) Custos e despesas não-gerenciáveis	1.418	1.844	30%	3.911	4.997	28%
(+) Custos de construção	394	1.455	269%	1.140	3.625	218%
(=) Total	2.284	3.920	72%	6.996	10.412	49%

Comentário do Desempenho

De forma individual, gostaríamos de destacar os custos das distribuidoras, conforme detalhado a seguir:

Custos Operacionais R\$ Milhões	3T19				9M19			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+) Pessoal	33	31	44	7	94	97	(12)	138
Participação nos resultados	8	4	4	3	24	11	-	5
(+) Material	4	2	1	1	10	6	1	2
(+) Serviço de terceiros	84	89	36	28	239	252	82	80
(+) Outros	4	6	3	(0)	20	15	(5)	33
(=) PMSO Reportado	125	128	84	36	363	370	66	254
Despesas de Outros Exercícios - Material	-	-	-	-	(2)	-	-	-
Provisão de Pensões - Outros	-	-	-	-	(8)	-	-	-
Ativação extraordinária - Pessoal	-	-	-	27	-	-	151	-
Custos de Rescisão Trabalhista - Pessoal	-	-	(3)	(6)	-	-	(22)	(50)
Pagamentos Postergados - Serviços	-	-	-	-	-	-	12	-
Provisão de Ressarcimento AIC - Outros	-	-	-	-	-	-	9	-
Ajustes Diversos - EQTL Alagoas	-	-	-	5	-	-	-	(16)
PMSO Ajustado	125	128	81	62	353	370	217	188
PCLD e perdas	4	39	(15)	2	48	96	(15)	(62)
% Receita bruta (s/ receita de construção)	0,4%	2,0%	-1,9%	0,4%	1,3%	1,8%	-0,7%	-6,0%
Provisões para contingências	5	3	(2)	5	20	11	36	24
(+) Provisões	10	42	(17)	8	68	107	21	(38)
(+) Outras receitas/despesas operacionais	30	14	2	1	35	94	69	1
(+) Depreciação e amortização	45	73	5	13	136	206	74	37
(=) Custos e despesas gerenciáveis	210	257	73	57	603	777	229	255
(+) Energia comprada e transporte	387	598	330	221	1.115	1.755	869	718
(+) Encargos uso rede e conexão	59	100	38	43	165	-	118	103
(=) Custos e despesas não-gerenciáveis	446	699	368	264	1.280	1.755	987	822
(+) Custos de construção	93	203	76	74	274	558	404	85
(=) Total	749	1.159	517	396	2.157	3.090	1.620	1.161

Custos Operacionais R\$ Milhões	3T18				9M18			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+) Pessoal	27	37	65	47	85	105	192	134
Participação nos resultados	4	6	0	(10)	16	19	0	(8)
(+) Material	3	5	3	1	8	12	7	2
(+) Serviço de terceiros	72	83	31	37	220	254	82	97
(+) Outros	5	6	13	3	12	16	363	10
Compensações de indicadores de qualidade	-	-	1	(8)	-	-	6	-
(=) PMSO Reportado	107	132	111	88	324	387	645	242
PCLD e perdas	2	25	62	54	58	130	43	122
% Receita bruta (s/ receita de construção)	0,2%	1,3%	7,1%	13,1%	1,6%	2,5%	1,5%	5,4%
Provisões para contingências	5	4	17	(8)	18	16	58	(2)
(+) Provisões	7	29	79	46	76	146	101	143
(+) Outras receitas/despesas operacionais	4	7	2	2	16	19	10	11
(+) Depreciação e amortização	44	71	12	11	127	187	37	32
(=) Custos e despesas gerenciáveis	162	239	205	146	543	739	793	429
(+) Energia comprada e transporte	463	652	339	302	1.315	1.923	776	773
(+) Encargos uso rede e conexão	64	94	37	29	178	276	152	109
(=) Custos e despesas não-gerenciáveis	527	746	376	331	1.493	2.199	928	882
(+) Custos de construção	95	192	46	23	267	562	123	71
(=) Total	783	1.176	627	500	2.303	3.500	1.843	1.381

MARANHÃO

No 3T19, as despesas de pessoal, material, serviço de terceiros e outros (PMSO) totalizaram R\$ 125 milhões, aumento de 16% em relação ao 3T18. A inflação acumulada nos últimos 12 meses medida pelo IPCA e pelo INPC foi de 2,9%.

A conta de **Pessoal** foi principalmente impactada em R\$ 4 milhões pelo maior nível de provisionamento de participação nos resultados no trimestre. A conta de **Serviços de Terceiros** apresentou aumento de R\$ 12 milhões no trimestre em função

Comentário do Desempenho

do: (i) redesenho das equipes de combate às perdas; (ii) intensificação de ações de cobrança e arrecadação, e; (iii) aumento na tarifa de arrecadação cobrada pelo nosso principal banco arrecadador.

No 3T19, a Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (PCLD) totalizou R\$ 4 milhões, ou 0,4% da receita operacional bruta (ROB), patamar em linha com o observado no 3T18.

PARÁ
O PMSO (pessoal, material, serviço de terceiros e outros) reportado no 3T19 foi de R\$ 128 milhões, apresentando uma redução de 3% em relação ao 3T18, apesar da inflação positiva no período e do crescimento de 2,4% no número de consumidores.

A Companhia vem passando por um processo de redesenho organizacional, através do qual foi possível reduzir o custo com **Pessoal** em R\$ 6 milhões, entretanto, em virtude da intensificação das ações de cobrança e faturamento, houve incremento de R\$ 6 milhões em **Serviços de Terceiros**.

No 3T19, a CELPA constituiu Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (PCLD) no valor de R\$ 39 milhões, equivalente a 2,0% da Receita Operacional Bruta (sem a Receita de Construção).

PIAUÍ
No 3T19, as despesas de pessoal, material, serviço de terceiros e outros (PMSO) totalizaram R\$ 84 milhões. Como item não recorrente, destacamos apenas:

- (i) Nos custos de Pessoal, houve despesa de R\$ 3 milhões em custos de rescisão trabalhista;

Ajustando por este efeitos, o PMSO do Piauí no 3T19 teria atingido R\$ 81 milhões.

A provisão para devedores duvidosos da Equatorial Piauí apresentou estorno de R\$ 15 milhões no 3T19.

ALAGOAS
No 3T19, as despesas de pessoal, material, serviço de terceiros e outros (PMSO) totalizaram R\$ 36 milhões, impactados pelos seguintes itens não-recorrentes:

- (i) Nos custos de Pessoal, houve reversão de R\$ 27 milhões em despesas de trimestres anteriores (1T19 e 2T19) que foram ativadas – reclassificadas para Investimentos;
- (ii) Ainda em Pessoal, foram reconhecidos R\$ 6 milhões no trimestre em despesas de rescisão trabalhista;
- (iii) Em Serviços de Terceiros, houve a postergação na medição de diversos serviços deste trimestre que deverão ser lançados apenas no próximo, de aproximadamente R\$ 5 milhões;

Considerando estes ajustes, a Equatorial Alagoas teria reconhecido R\$ 62 milhões em PMSO no 3T19, aproximadamente 30% abaixo do custo registrado no 3T18.

Comentário do Desempenho

5.1.3 - EBITDA Consolidado Equatorial

Abaixo, demonstramos a conciliação do EBITDA Consolidado da Equatorial.

Conciliação do EBITDA (R\$ milhões)	3T18	3T19	Var.	9M18	9M19	Var.
Resultado do Exercício	310	616	98,6%	571	1.283	124,8%
Impostos sobre o Lucro	69	208	200,1%	144	530	267,9%
Resultado Financeiro	84	115	37,1%	255	347	36,1%
Depreciação e amortização*	118	162	37,5%	324	517	59,7%
Equivalência Patrimonial	(25)	(7)	-71,0%	(60)	(22)	-62,5%
EBITDA societário**	556	1.094	96,8%	1.234	2.655	115,2%

* Inclui Amortização do Direito de Concessão

**Calculado em conformidade com a Instrução CVM 527/12

EBITDA consolidado Equatorial	3T18	3T19	Var.	9M18	9M19	Var.
EBITDA Equatorial Maranhão	245	227	-7,5%	601	698	16,2%
EBITDA Equatorial Pará	298	338	13,4%	609	659	8,1%
EBITDA Equatorial Piauí		79	N/A		276	N/A
EBITDA Equatorial Alagoas		67	N/A		130	N/A
EBITDA Intesa		27	N/A		120	N/A
EBITDA Transmissão		341	N/A		752	N/A
PPAs Pará e Piauí na Consolidação	(0)	-	-100,0%	(1)	-	-100,0%
EBITDA Holding + outros	14	16	17,0%	24	19	-20,6%
EBITDA Equatorial	556	1.094	96,8%	1.234	2.655	115,2%
Ajustes Maranhão	20	5	-77,0%	37	(19)	-150,4%
Ajustes Pará	(0)	(45)	33730,0%	58	100	73,4%
Ajustes Piauí	-	(5)	N/A	-	(136)	N/A
Ajuste Alagoas	-	(17)	N/A	-	(21)	N/A
Ajuste PPA Celpa e CEPISA	0	-	-100,0%	(1)	-	-100,0%
Ajustes Stock options (EQTL)	0	-	-100,0%	2	-	-100,0%
EBITDA Equatorial ajustado	577	1.033	79,1%	1.330	2.579	94,0%

O EBITDA reportado da Equatorial atingiu R\$ 1.094 milhões no 3T19, valor fortemente impactado pela prática contábil do IFRIC 15 aplicável aos novos ativos de transmissão e pelo início de consolidação de Alagoas, Piauí e Intesa, o que o que não ocorria no 3T18.

Recomposição EBITDA	3T18	3T19	Var.	9M18	9M19	Var.
EBITDA Equatorial Ajustado	577	1.033	79,1%	1.330	2.580	94,0%
(-) EBITDA Piauí Ajustado + PPA	-	75	N/A	(1)	140	-12718,5%
(-) EBITDA Alagoas Ajustado + PPA	-	50	N/A	-	109	N/A
(-) EBITDA Intesa	-	27	N/A	-	120	N/A
(-) EBITDA Transmissão	-	341	N/A	-	752	N/A
EBITDA Equatorial (ex-novos ativos)	577	540	-6,3%	1.331	1.459	9,6%

Se ajustarmos pelos efeitos não recorrentes do trimestre, assim como desconsiderarmos os novos ativos (que sejam: Piauí, Alagoas, Intesa e SPEs de Transmissão) o EBITDA da Equatorial teria atingido R\$ 540 milhões, o que representa queda de 6% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior.

Comentário do Desempenho

Abaixo, abrimos os valores por distribuidora, assim como destacamos os valores considerados como não recorrentes no resultado do 3T19:

EBITDA	3T19				9M19			
R\$ Milhões	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+) Resultado do Exercício	154	179	43	39	451	279	108	132
(+) Impostos sobre o Lucro	28	44	11	4	93	78	11	181
(+) Resultado Financeiro	(1)	42	20	12	18	96	83	57
(+) Depreciação e Amortização	45	73	5	13	136	206	74	37
(=) EBITDA societário (CVM)*	227	338	79	67	698	659	276	407
(+) Outras receitas/despesas operacionais	30	14	2	1	35	94	69	1
(+) Efeito Líquido Ajuste de Faturamento								(26)
(+) Constituição RGR								(336)
(+) Diferença Ativos Regulatórios para Reajuste								(75)
(+) Efeito Descontos Tarifários (RTA/RTP)	(22)	(35)		-	(22)	(13)		(13)
(+) Efeito Despesas/Receitas Exercício Anterior								(2)
(+) Neutralidade de Tributos	-	-	(7)	(0)	(49)	0	(59)	(0)
(+) Atualização VNR		-				(12)		
(+) Sobrecontratação/Exposição		(4)	0			4	10	
(+) Não recorrentes Provisões			-				3	
(+) Não recorrentes PMSO	-		3	(26)	10		(150)	66
(+) Descasamento de Parcela A	(3)	(20)	(3)	8	7	26	(7)	(13)
(+) Ultrapassegem+Reativo	-	-			-	-		
(=) EBITDA societário ajustado	231	293	75	50	680	759	140	10

*Calculado em conformidade com a instrução CVM 527/12

EBITDA	3T18				9M18			
R\$ Milhões	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+) Resultado do Exercício	158	134	(31)	(187)	354	183	283	51
(+) Impostos sobre o Lucro	33	30	8	(59)	79	44	156	191
(+) Resultado Financeiro	11	63	37	27	41	194	(50)	35
(+) Depreciação e Amortização	44	71	12	11	127	187	37	32
(=) EBITDA societário (CVM)*	245	298	26	(208)	601	609	425	309
(+) Outras receitas/despesas operacionais	4	7	2	1,8	16	19	10	11
(+) Honorários Advocatícios								2
(+) Plano Bresser				5,9				11
(+) Neutralidade de Tributos	(0)	0			(1)	1	102	
(+) Descasamento de Parcela A	(5)	-		146,6	0	28	8	112
(+) Renda Não Faturada						12	-	
(+) Efeito de Acordo Bilateral		1				6	-	
(+) Não recorrentes PMSO							367	
(+) Não recorrentes Provisões								
(+) Constituição RGR				(11,4)			(806)	(613)
(+) Efeito Descontos Tarifários (RTA/RTP)	22	(8)			22	(8)	4	
(=) EBITDA societário ajustado	265	298	28	(65)	638	667	110	(168)

*Calculado em conformidade com a instrução CVM 527/12

MARANHÃO

Considerando os efeitos não recorrentes, o EBITDA ajustado do 3T19 alcançou R\$ 231 milhões, queda de 13% em relação ao mesmo trimestre de 2018. A queda de EBITDA no trimestre pode ser explicado principalmente pelo aumento de R\$ 18 milhões no gastos gerenciáveis, aumento de R\$ 2 milhões na PDD e queda de R\$ 10 milhões na Receita de Atualização do Ativo Financeiro do trimestre.

Destacamos como principais efeitos não recorrentes:

Comentário do Desempenho

- i) R\$ 22 milhões em efeitos de transição de tarifa, decorrentes do reajuste tarifário;
- ii) R\$ 3 milhões em Descasamento de Parcela A.

PARÁ

No 3T19, o EBITDA ajustado atingiu R\$ 293 milhões, queda de 2% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior.

Apesar do crescimento de volume faturado no trimestre, a queda do EBITDA Ajustado por ser explicado pelo aumento de R\$ 14 milhões na PDD trimestral e queda de R\$ 22 milhões na Receita de Atualização do Ativo Financeiro.

Como impactos não-recorrentes neste trimestre, destacam-se:

- i) R\$ 35 milhões em efeitos de transição de tarifa, decorrentes do reajuste tarifário;
- ii) R\$ 4 milhões em ganhos relativos a sobrecontratação de energia no trimestre;
- iii) R\$ 20 milhões em Descasamento de Parcela A.

PIAUÍ

No 3T19, o EBITDA Ajustado alcançou R\$ 75 milhões. Dentre os impactos não-recorrentes neste trimestre, destacam-se:

- i) Ganho de R\$ 7 milhões de efeito de neutralidade de tributos;
- ii) R\$ 3 milhões de PMSO a menor no trimestre (vide seção de Custos e Despesas para maiores detalhes);
- iii) R\$ 3 milhões de Descasamento de Parcela A;

Vale destacar que o EBITDA do trimestre foi fortemente impactado pela reversão de provisões para devedores duvidosos (R\$ 15 milhões) e para contingências (R\$ 2 milhões) no trimestre.

ALAGOAS

No 3T19, o EBITDA ajustado atingiu R\$ 50 milhões. Dentre os impactos não-recorrentes neste trimestre, destacam-se:

- i) R\$ 26 milhões de PMSO a menor no trimestre (vide seção de Custos e Despesas para maiores detalhes);
- ii) R\$ 8 milhões de Descasamento de Parcela A;

5.1.4 – Resultado Financeiro Consolidado

Comentário do Desempenho

De forma consolidada, o resultado financeiro da Equatorial Energia atingiu R\$ 116 milhões negativos, valor 37% maior do que a despesa reportada no 3T18.

R\$ MM	3T18	3T19	Var.	9M18	9M19	Var.
(+) Rendas Financeiras	59	63	7%	178	173	-3%
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	55	127	129%	157	307	95%
(+) Operações de Swap	55	85	55%	114	73	-36%
(+) Var. Cambial sobre dívida	(58)	(93)	-60%	(161)	(94)	42%
(+) Var. Cambial sobre dívida - RJ	-	-	N/A	5	-	100%
(+) Encargos e Var. Monetária sobre dívida	(141)	(254)	-80%	(422)	(697)	-65%
(+) Variações Monetárias e Cambiais - Caução STI	3	-	100%	12	-	100%
(+) Encargos CVA	6	32	425%	22	70	223%
(+) Juros e VM sobre Dívida RJ	(20)	(7)	64%	(60)	(46)	24%
(+) AVP sobre Dívida RJ	(6)	(5)	4%	(28)	(16)	44%
(+) Ajuste a Valor Presente	(0)	(6)	-24069%	0	(17)	15767%
(+) Contingências	(2)	(27)	-1098%	(11)	(27)	-156%
(+) Outras Receitas	1	22	1721%	6	131	2180%
(+) Outras Despesas	(37)	(52)	-40%	(66)	(205)	-213%
Resultado financeiro	(85)	(116)	37%	(253)	(347)	37%

O crescimento da despesa financeira do período é explicado principalmente por: (i) início da consolidação de Equatorial Piauí e Alagoas que, diretamente, contribuíram com R\$ 3,2 bilhões em dívida líquida; (ii) maior endividamento líquido consolidado, considerando o desembolso acumulado pela construção das SPEs de 1 a 8 na Equatorial Transmissão.

De maneira individual, gostaríamos de dar os seguintes destaques:

RESULTADO FINANCEIRO R\$ Milhões	3T19								9M19							
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Holding	EQTT	Intesa	SS Soluções	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Holding	EQTT	Intesa	SS Soluções
(+) Rendas Financeiras	21	21	-	8	8	0	4	1	62	53	8	13	22	0	10	4
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	27	36	46	17	-	-	-	-	75	103	97	32	-	-	-	-
(+) Operações de Swap	-	65	21	-	-	-	-	-	-	54	19	-	-	-	-	-
(+) Var. Cambial sobre dívida	-	(70)	(23)	(0)	-	-	-	-	-	(71)	(23)	(0)	-	-	-	-
(+) Juros e VM sobre Dívida	(44)	(70)	(46)	(47)	(38)	-	(9)	-	(145)	(195)	(152)	(68)	(115)	-	(21)	-
(+) Encargos CVA	3	3	7	19	-	-	-	-	9	8	23	30	-	-	-	-
(+) Juros e VM sobre Dívida RJ	-	(7)	-	-	-	-	-	-	-	(46)	-	-	-	-	-	-
(+) AVP sobre Dívida RJ	-	(5)	-	-	-	-	-	-	-	(16)	-	-	-	-	-	-
(+) Ajuste a Valor Presente	(0)	(0)	(6)	-	0	-	-	-	(0)	(0)	(17)	0	0	-	-	-
(+) Contingências	(1)	(1)	(25)	-	-	-	-	-	(3)	(3)	(21)	-	-	-	-	-
(+) Outras Receitas	2	3	17	-	1	-	0	-	8	98	24	-	1	-	0	-
(+) Outras Despesas	(7)	(16)	(11)	(9)	(2)	(6)	(1)	(0)	(24)	(82)	(41)	(23)	(3)	(29)	(2)	(0)
(=) Resultado Financeiro Líquido	1	(42)	(20)	(12)	(32)	(6)	(5)	1	(18)	(96)	(83)	(16)	(95)	(29)	(14)	4

RESULTADO FINANCEIRO R\$ Milhões	3T18								9M18							
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Holding	EQTT	Intesa	SS Soluções	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Holding	EQTT	Intesa	SS Soluções
(+) Rendas Financeiras	21	20	0	1	16	0	1	2	73	52	0	2	51	(0)	2	3
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	24	31	30	10	-	-	-	-	67	91	201	42	-	-	0	-
(+) Operações de Swap	-	55	-	-	-	-	-	-	-	114	-	-	-	-	-	-
(+) Var. Cambial sobre dívida	(1)	(58)	1	(0)	-	-	-	-	(3)	(158)	1	(0)	0	-	-	-
(+) Var. Cambial sobre dívida - RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-	-	-
(+) Juros e VM sobre Dívida	(51)	(66)	(57)	(33)	(23)	-	(2)	-	(164)	(186)	(151)	(112)	(67)	-	(5)	-
(+) Variações Monetárias e Cambiais - Caução STI	1	3	-	-	-	-	-	-	2	10	-	-	-	-	-	-
(+) Encargos CVA	4	2	13	13	-	-	-	-	12	10	93	89	-	-	-	-
(+) Juros e VM sobre Dívida RJ	-	(20)	-	-	-	-	-	-	-	(60)	(16)	-	-	-	-	-
(+) AVP sobre Dívida RJ	-	(6)	-	-	-	-	-	-	-	(28)	-	-	-	-	-	-
(+) Ajuste a Valor Presente	(0)	(0)	-	0	0	-	-	-	(0)	(0)	-	0	0	-	-	-
(+) Contingências	(1)	(1)	-	-	-	-	-	-	(5)	(6)	-	-	-	-	-	-
(+) Outras Receitas	0	1	2	-	0	-	-	-	1	4	5	-	1	-	-	-
(+) Outras Despesas	(7)	(25)	(26)	(18)	(2)	(4)	(0)	(0)	(23)	(42)	(83)	(55)	(3)	0	(0)	(0)
(=) Resultado Financeiro Líquido	(11)	(63)	(37)	(27)	(8)	(4)	(1)	1	(41)	(194)	50	(35)	(18)	(0)	(4)	3

MARANHÃO

O resultado financeiro do trimestre foi positivo em R\$ 1 milhão no trimestre, comparado a R\$ 11 milhões negativos no 3T18. A melhora do resultado se dá pela redução do CDI e IPCA no período.

PARÁ

No trimestre, o resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 42 milhões, positivamente influenciado pelas quedas no IGP-M e no CDI no período, indexadores relevantes no endividamento da Companhia.

PIAUI

No 3T19, o resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 20 milhões. Neste trimestre, houve o reconhecimento não recorrente de R\$ 32 milhões em atualizações extraordinárias de contingências.

Comentário do Desempenho

ALAGOAS

No 3T19, o resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 12 milhões, influenciado pela novação do saldo devedor e encargos de mora de dívidas em atraso liquidadas em 2018.

5.1.5 - Lucro Líquido Consolidado Equatorial

Lucro líquido consolidado Equatorial	3T18	3T19	Var.	9M18	9M19	Var.
Lucro líquido Maranhão	103	100	-2,6%	231	293	27,3%
Lucro líquido Pará	129	173	34,1%	177	269	52,0%
Lucro líquido Piauí		41	N/A		103	N/A
Lucro líquido Alagoas		35	N/A		45	N/A
Lucro líquido Intesa		25	N/A		69	N/A
Lucro Líquido Transmissão		216	N/A		449	N/A
Lucro líquido Holding + Outros	16	(41)	-353,7%	26	(125)	-576,9%
Lucro líquido Equatorial	248	549	121,2%	434	1.103	154,4%
Ajustes Maranhão	9	(17)	-284,3%	12	(41)	-445,3%
Ajustes Pará	5	(64)	-1439,7%	54	(58)	-207,6%
Ajustes Piauí		7	N/A		(154)	N/A
Ajustes Alagoas		(16)	N/A		(19)	N/A
Ajustes Stock options (EQTL)	0	-	-100,0%	1	-	-100,0%
Lucro líquido Equatorial ajustado	262	459	74,8%	501	831	65,8%

Comentário do Desempenho

De forma consolidada, o lucro líquido da Equatorial atingiu R\$ 549 milhões no trimestre. Entretanto, se ajustarmos pelos efeitos não recorrentes do trimestre, atingimos R\$ 459 milhões, crescimento de 75%, fortemente influenciado pelo reconhecimento de resultados dos projetos de transmissão.

LUCRO LÍQUIDO R\$ Milhões	3T19				9M19			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+) Lucro Líquido	154	179	43	39	451	279	108	132
(+) Impacto EBITDA (líquido de IR)	(25)	(59)	(6)	(18)	(54)	6	(205)	(425)
(+) Efeito IR e CSLL	(1)	(9)	(4)	-	(1)	7	(14)	61
(+) Depreciação	-	-	(14)	-	-	-	25	-
(+) Ajustes do Resultado Financeiro	-	1	32	-	(10)	(74)	32	-
(=) Lucro Líquido Ajustado	128	113	51	21	387	218	(54)	(231)

LUCRO LÍQUIDO R\$ Milhões	3T18				9M18			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
(+) Lucro Líquido	158	134	(31)	(187)	354	183	283	51
(+) Impacto EBITDA (líquido de IR)	14	(5)	(36)	141	18	35	14	(486)
(+) AVP cliente	-	-	-	-	-	11	(669)	-
(+) Prêmio / Custo de Captação BNDES	-	10	-	-	-	10	-	-
(=) Lucro Líquido Ajustado	172	139	(67)	(46)	372	230	(372)	(435)

MARANHÃO

Na Equatorial Maranhão, o lucro líquido ajustado atingiu R\$ 128 milhões no trimestre. Após os ajustes comentados no EBITDA, não houve outros lançamentos não recorrentes que afetem o lucro líquido neste trimestre.

PARÁ

No Pará, o lucro líquido ajustado atingiu R\$ 113 milhões no 3T19. Após os ajustes comentados no EBITDA, não houve outros lançamentos não recorrentes que impactem o lucro líquido neste trimestre.

PIAUI

No Piauí, além dos ajustes já mencionados na seção de EBITDA, tivemos os seguintes efeitos não recorrentes: (i) R\$ 32 milhões em atualizações extraordinárias de contingências; (ii) R\$ 14 milhões em Depreciação a menor no trimestre.

ALAGOAS

Em Alagoas, o lucro líquido ajustado atingiu R\$ 21 milhões no 3T19. Após os ajustes comentados no EBITDA, não houve outros lançamentos não recorrentes que impactem o lucro líquido neste trimestre.

6. Destaques Regulatórios

6.1 Tarifas – Processos Tarifários

Distribuidora	Efeito Médio Percebido pelos Consumidores (%)	Início da Vigência	Processo
Equatorial Maranhão	-3,82%	20/08/2019	Reajuste Tarifário Anual
Equatorial Pará	0,69%	07/08/2019	Revisão Tarifária Periódica
Equatorial Piauí	12,64%	02/12/2018	Reajuste Tarifário Anual
Equatorial Alagoas	-2,72%	03/05/2019	Reajuste Tarifário Anual

Comentário do Desempenho

6.2 Base de Remuneração

Distribuidora	Base de Remuneração Líquida (R\$ Milhões)			Data da Revisão Tarifária		
	3º Ciclo	4º Ciclo	5º Ciclo	3º Ciclo	4º Ciclo	5º Ciclo
Equatorial Maranhão	2.069	3.309		ago/13	ago/17	ago/21
Equatorial Pará	1.472	3.090	5.047	ago/11	ago/15	ago/19
Equatorial Piauí	318	-		ago/13	-	dez/23
Equatorial Alagoas	444	-		ago/13		mai/24

¹ Piauí e Alagoas terão direito a uma Revisão Tarifária Extraordinária cada uma em seus 3 primeiros anos de concessão. Estas revisões não alterarão os valores de Despesas Operacionais Regulatórias nem de Perdas Não Técnicas.

6.3 Parcela B

Distribuidora	Parcela B (R\$ Milhões)			
	VPB ₁ A-1	VPB ₁ A0	Var. %	Início da vigência
Maranhão	1.406	1.473	4,8%	ago/19
Pará	1.678	1.789	6,6%	ago/19
Piauí	516	498	-3,5%	dez/18
Alagoas	475	474	-0,2%	mai/19
TOTAL	4.075	4.234	3,9%	

6.4 Ativos e Passivos Regulatórios

Comentário do Desempenho

Ativos regulatórios	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
Constituição CVAs	58.470	60.554	393.758	1.215.297
<i>CDE</i>	-	-	15.836	14.772
<i>Proinfa</i>	-	-	3.624	22
<i>Rede básica</i>	6.650	11.138	11.399	11.894
<i>Compra de energia</i>	51.820	49.416	127.842	97.130
<i>Outros</i>	-	-	135.522	1.072.292
<i>Neutralidade</i>	-	-	3.539	19.187
<i>Sobrecontratação</i>	-	-	95.996	
Amortização CVAs	233.252	350.845	64.841	123.305
<i>CDE</i>	-	-	1.347	251
<i>Proinfa</i>	4.670	3.588	281	1.436
<i>ESS</i>	-	-	392	
<i>Rede básica</i>	2.402	12.786	5.455	8.576
<i>Compra de energia</i>	226.180	334.471	57.365	113.042
Neutralidade parc. A	1.611	26.961	10.579	
Sobrecontratação	-	5.681	-	
Outros ativos regulatórios	8.027	8.099	17.184	8.157
<i>Outros</i>	6.653	8.099	17.184	8.157
<i>Sobrecontratação</i>	1.374	5.681	-	-
Saldo final	301.360	452.140	486.363	1.346.759

Passivos regulatórios	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
Constituição CVAs	(33.036)	(41.788)	(29.741)	(69.210)
<i>Compra de energia</i>	(23.558)	(43.915)	-	
<i>Proinfa</i>	-	113	-	
<i>ESS</i>	(5.293)	7.596	(20.334)	(11.240)
<i>CDE</i>	(4.185)	(2.301)	(7.126)	
<i>Neutralidade parc. A</i>	-	(3.281)	-	
<i>Outros</i>	-	-	(2.235)	(19.516)
<i>Sobrecontratação</i>	-	-	(46)	(38.454)
Amortização CVAs	(69.673)	(129.285)	(17.033)	(20.504)
<i>Rede básica</i>	-	(712)	(379)	
<i>Compra de energia</i>	(8.769)	-	(2.197)	
<i>CDE</i>	(2.074)	(18.857)	-	(673)
<i>ESS</i>	(58.830)	(109.716)	(14.457)	(19.831)
Neutralidade parc. A	(2.335)	-	-	(29.001)
Outros ativos regulatórios	(81.688)	(82.587)	(56.675)	(20.191)
<i>Outros</i>	(76.749)	(82.587)	(56.668)	(20.191)
<i>CEPISA violação do limite de continuidade</i>	-	-	(7)	-
Sobrecontratação	(4.939)	(21.698)	(14.389)	(33.390)
<i>Devolução PIS/COFINS</i>	-	-	-	(33.390)
Saldo final	(186.732)	(275.358)	(117.838)	(172.296)

Ativos / passivos reg. líquidos	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
Ativos regulatórios	301.360	452.140	586.840	1.346.759
Passivos regulatórios	(186.732)	(275.358)	(171.523)	(172.296)
Ativo Regulatório Líquido (p/ Dívida Líquida)	114.628	176.782	415.317	1.174.463
<i>CEPISA</i>	86	-	-	
<i>Rec. ult. demanda / energia reativa</i>	(51.061)	(231.581)	-	(6.561)
Ativo regulatório líquido	63.654	(54.799)	415.317	1.167.902

Comentário do Desempenho

7. Endividamento

7.1 – Endividamento Consolidado

Em 30 de setembro de 2019, a dívida bruta consolidada, considerando encargos, credores financeiros da recuperação judicial (líquido de ajuste a valor presente) e debêntures, atingiu R\$ 17.411 milhões, reduzindo 1% em relação ao trimestre anterior.

Endividamento (100% de consolidação)

	Indexador	Spread	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026 a 2033	2034	2035 a 2048	Total
Pará	Moeda Nacional												
	% do CDI	111,8% a 116%	67	-	518	414	270	-	-	-	-	-	1.269
	CDI+	+ 1,0% a + 1,3%	32	-	-	-	1.000	-	-	-	-	-	1.032
	Pré-fixado (R\$)	0% a 10% aa	4	16	97	24	19	17	16	370	320	-	883
	IPCA	+ 4,8% a + 8,0%	19	5	327	133	247	134	104	242	-	-	1.210
	IGP-M	+ 1,0%	3	-	-	-	-	-	-	126	126	-	256
	AVP/Custo de Captação		(1)	(27)	(22)	(21)	(20)	(19)	(19)	(137)	(12)	-	279
Pará (Total)			124	(7)	919	549	1.517	132	101	601	434	-	4.371
Maranhão	Moeda Nacional												
	% do CDI	106% a 113,2%	-	69	1	562	500	-	-	-	-	-	1.132
	IPCA	+ 4,9% a + 5,9%	-	16	92	202	32	158	32	32	140	-	702
	TJLP	+ 0% a + 3,06%	-	27	105	43	43	43	11	-	-	-	272
	SELIC	+ 2,78%	-	10	41	41	41	41	10	-	-	-	185
	Pré-fixado (R\$)	2,5% a 8,7% aa	-	11	33	31	23	5	5	2	-	-	111
	IGP-M	+ 4,0%	-	4	21	23	23	23	-	-	-	-	96
	CDI+	+ 1,0%	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	0
	AVP/Custo de Captação	0%	-	(1)	(3)	(2)	(2)	(1)	(0)	-	-	-	9
	Maranhão (Total)		-	137	290	901	660	270	57	34	140	-	2.488
Piauí	Moeda Nacional												
	% do CDI	109,8% a 119,5%	46	88	488	411	88	73	-	-	-	-	1.192
	CDI+	+1,10%	13	-	-	310	310	-	-	-	-	-	633
	IPCA	+1,7%	5	20	20	20	20	20	20	12	-	-	135
	SELIC	+ 0,5%	29	91	62	46	10	-	-	-	-	-	237
	Pré-fixado (R\$)	+5,0%	-	-	-	-	-	42	42	336	42	582	1.044
	AVP/Custo de Captação	0%	(6)	(23)	(23)	(23)	(23)	(22)	(22)	(179)	(22)	(310)	653
Piauí (Total)			86	176	547	764	405	112	39	168	20	271	2.588
Alagoas	Moeda Nacional												
	CDI+	+ 2,2%	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
	% do CDI	100% a 124,85%	11	3	290	294	274	315	4	-	-	-	1.192
	SELIC	+ 0,5%	40	60	89	73	61	68	3	-	-	-	394
	Pré-fixado (R\$)	5,0% a 7,0% aa	-	-	-	-	-	24	48	386	48	688	1.195
Alagoas (Total)			53	63	379	367	335	407	55	386	48	688	2.782
Equatorial Transmissão	Moeda Nacional												
	% do CDI	114,6%	203	-	-	-	-	-	-	-	-	-	203
	CDI+	+ 1,2%	-	441	-	-	-	-	-	-	-	-	441
	IPCA	+ 2,1% a 5,3%	7	3	11	30	81	90	98	968	138	843	2.268
	AVP/Custo de Captação	0%	(0)	(23)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(2)	(0)	(1)	27
Equatorial Transmissão (Total)			210	420	11	30	80	90	98	966	138	842	2.886
Intesa	Moeda Nacional												
	IPCA	+ 5,4%	5	-	-	-	36	33	33	-	-	-	108
	% do CDI	109%	-	-	-	-	-	250	-	-	-	-	250
	CDI+	+ 1,1%	-	-	-	-	-	-	-	150	-	-	150
	AVP/Custo de Captação	0%	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(0)	-	-	5
Intesa (Total)			5	-	1	-	1	35	283	33	150	-	503
Equatorial Energia	Moeda Nacional												
	CDI+	+1,3% a 1,6%	37	-	-	696	-	448	-	-	-	-	1.181
	% do CDI	107,5%	-	501	-	-	-	-	-	-	-	-	501
	IPCA	+ 5,8%	6	-	-	-	57	54	-	-	-	-	117
	AVP/Custo de Captação	0%	(0)	(2)	(1)	(1)	(1)	(1)	-	-	-	-	(6)
Equatorial Energia (Total)			43	498	(1)	695	56	502	-	-	-	-	1.793
Equatorial Consolidado			521	1.287	2.144	3.305	3.089	1.796	384	2.306	780	1.801	17.411

Comentário do Desempenho

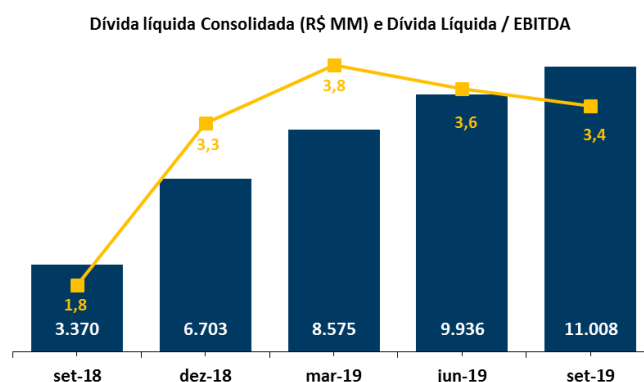
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Equatorial Energia	Equatorial Transmissão	Intesa	55 Soluções	Consolidado
Dívida bruta	2.488.470	4.370.568	2.588.059	2.782.050	1.793.108	2.885.768	503.075	-	17.411.098
Disponibilidades	1.511.890	1.614.595	306.028	307.960	264.746	494.407	170.761	77.851	4.748.238
Ativo reg. líquido	63.654	(54.800)	368.524	1.174.463	-	-	-	-	1.551.841
Sub rogação CCC	-	18.378	-	-	-	-	-	-	18.378
Dep. Judicial de bancos	-	6.537	-	-	-	-	-	-	6.537
Swap	-	59.321	18.435	-	-	-	-	-	77.756
Dívida líquida	912.926	2.726.537	1.895.072	1.299.627	1.528.362	2.391.361	332.314	(77.851)	11.008.348
Part. EQTL	65,1%	96,5%	94,5%	89,9%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
Dívida Líquida (Proporcional)	594.315	2.631.108	1.790.843	1.168.365	1.528.362	2.391.361	332.314	(77.851)	10.358.817

A dívida bruta da Geramar não é consolidada na Equatorial. O saldo da dívida bruta da Geramar no 3T19, ajustada pela participação da Equatorial, de 25%, era de R\$ 65 milhões.

	Indexador	Spread	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026 a 2033	Total
Geramar	TJLP	+ 1,0%	5	9	9	9	9	9	-	-	52
	Pré fixado (R\$)	8,5% a.a.	0	1	0	2	2	2	3	3	13
	Geramar (Total)		5	11	10	11	11	12	3	3	65

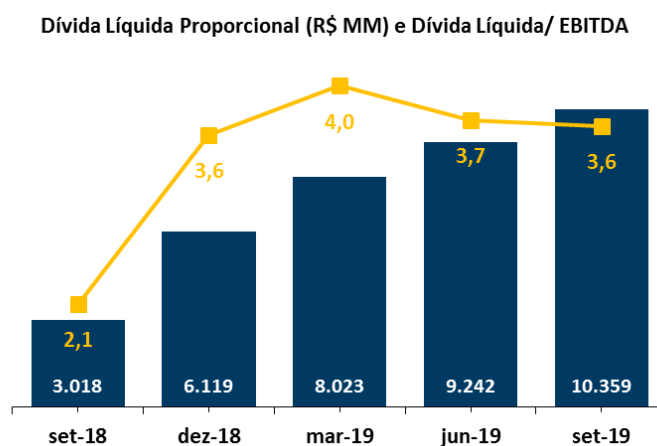
A dívida líquida consolidada da Equatorial no 3T19, totalizava R\$ 11,0 bilhões, implicando numa relação dívida líquida/EBITDA de 3,4x.

Lembramos que o cálculo abaixo é pró-forma e difere daquele feito para apuração dos covenants do grupo, que por sua vez, considera o resultado dos últimos 12 meses das empresas recém-adquiridas.



A dívida líquida ajustada pelas participações da Equatorial em suas controladas totalizava, em 30 de setembro de 2019, R\$ 10,4 bilhões, resultando em uma relação dívida líquida/EBITDA proporcional de 3,6x.

Comentário do Desempenho



7.2 – Captações Relevantes

Ao longo do 3T19 e até a elaboração deste relatório, o grupo realizou as seguintes liberações de dívidas/financiamentos.

Empresa	Emissão	Data da Liquidação	Valor (R\$ mil)	Prazo	Pagamento de Juros	Amortização
SPE 3	Banco do Nordeste	02/07/2019	82.227	20 anos	Mensal	Mensal
Pará	Citibank	05/07/2019	542.500	3 anos	Trimestral	Trimestral
SPE 5	Banco do Nordeste	15/07/2019	25.766	20 anos	Mensal	Mensal
SPE 2	Banco do Nordeste	31/07/2019	119.264	20 anos	Mensal	Mensal
SPE 5	Banco do Nordeste	31/07/2019	52.549	20 anos	Mensal	Mensal
SPE 4	BNDES	16/09/2019	208.516	24 anos	Mensal	Mensal
SPE 6	BNDES	16/09/2019	48.593	24 anos	Mensal	Mensal
Pará	BNDES	17/09/2019	150.000	9 anos	Mensal	Mensal
Equatorial Energia	3ª Emissão de Notas Promissórias	20/09/2019	500.000	1 ano	Bullet	Bullet
Alagoas	IBM	24/09/2019	3.963	1 ano	Mensal	Mensal
Maranhão	BNDES	30/10/2019	110.000	11 anos	Mensal	Mensal
SPE 7	Santander	31/10/2019	150.000	1 ano	Bullet	Bullet
SPE 3	Banco do Nordeste	01/11/2019	167.693	20 anos	Mensal	Mensal
Equatorial Energia	4ª Emissão de Debêntures	01/11/2019	1.000.000	3 meses	Bullet	Bullet
SPE 7	SUDAM/FDA/BB	07/11/2019	76.238	20 anos	Semestral	Semestral
SPE 8	SUDAM/FDA/BB	07/11/2019	194.112	20 anos	Semestral	Semestral
SPE 5	Banco do Nordeste	12/11/2019	70.140	20 anos	Mensal	Mensal
TOTAL			3.501.561			

Comentário do Desempenho

8. Investimentos

As informações relativas aos Investimentos realizados no período consideram 100% de Maranhão, Pará, Piauí, Alagoas, Intesa, Equatorial Transmissão e 25% da Geramar.

Investimentos (R\$MM)	3T18	3T19	Var. %	9M18	9M19	Var. %
Maranhão						
Ativos elétricos	66	67	1,7%	189	195	3,2%
Obrigações especiais	15	22	47,4%	45	58	28,0%
Ativos não elétricos	21	4	-80,2%	40	21	-46,5%
Total	102	93	-8,5%	274	274	0,0%
Pará						
Ativos elétricos	137	111	-19,2%	435	346	-20,5%
Obrigações especiais	59	76	28,5%	114	174	52,7%
Ativos não elétricos	-	16	-897,0%	15	37	140,9%
Total	195	203	4,4%	565	558	-1,3%
Geramar						
Geração	1	0	-67,3%	3	3	-5,5%
Equatorial Transmissão						
Projeto	193	1.023	429,3%	426	2.310	441,7%
Intesa	15	18	19,5%	29	48	64,9%
Total Equatorial (ex-EQTL Piauí e Alagoas)	506	1.338	164,4%	1.298	3.193	146,1%
Piauí						
Ativos elétricos	34	47	40,3%	98	257	163,6%
Obrigações especiais	16	17	5,1%	49	51	4,2%
Ativos não elétricos	3	12	255,5%	4	96	2208,8%
Total	53	76	43,2%	151	404	168,0%
Alagoas						
Ativos elétricos	19	37	93,8%	59	37	-37,7%
Obrigações especiais	6	-	100,0%	14	-	100,0%
Ativos não elétricos	10	19	90,1%	31	19	-39,8%
Total	35	56	57,3%	104	56	-46,7%
Total Equatorial (com EQTL Piauí e Alagoas)	595	1.470	147,2%	1.553	3.653	135,2%

Desde o início dos projetos da Equatorial Transmissão, em 2017, de forma acumulada, já foram investidos aproximadamente R\$ 3,3 bilhões.

9. Mercado de Capitais

Dados de Mercados	set/18	set/19	Var. %
Enterprise Value (EV - R\$ milhões) ¹	14.308	30.604	113,9%
Valor de Mercado (R\$ milhões)	11.290	20.245	79,3%
ADTV90 (R\$ milhões) ²	59	119	101,2%
EQTL3 (ON) (R\$/ação)	56,80	100,29	76,6%

¹EV = Valor de Mercado + Dívida Líquida Proporcional

²ADTV = Volume Médio Diário de Negociação

Comentário do Desempenho

10. Serviços Prestados pelo Auditor Independente

A Companhia não contratou da KPMG Auditores Independentes, seu auditor externo, outros serviços além da auditoria independente e serviços por exigência da ANEEL. A política de contratação adotada pela Companhia atende aos princípios que preservam a independência do auditor, de acordo com as normas vigentes, que principalmente determinam que o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho, nem exercer funções gerenciais no seu cliente ou promover os seus interesses.

As seguintes informações não foram revisadas pelos auditores independentes: i) dados operacionais da Equatorial Distribuição Maranhão, Pará, Piauí e Alagoas (incluindo aqueles relacionados ao Programa Luz para Todos (PLPT)); ii) informações financeiras pró-forma, bem como a comparação destas informações com os resultados societários do período; e iii) expectativas da administração quanto ao desempenho futuro das companhias.

Aviso

As declarações sobre eventos futuros estão sujeitas a riscos e incertezas. Tais declarações têm como base crenças e suposições de nossa Administração e informações a que a Companhia atualmente tem acesso. Declarações sobre eventos futuros incluem informações sobre nossas intenções, crenças ou expectativas atuais, assim como aquelas dos membros do Conselho de Administração e Diretores da Companhia. As ressalvas com relação às declarações e informações acerca do futuro também incluem informações sobre resultados operacionais possíveis ou presumidos, bem como declarações que são precedidas, seguidas ou que incluem as palavras “acredita”, “poderá”, “irá”, “continua”, “espera”, “prevê”, “pretende”, “estima” ou expressões semelhantes.

As declarações e informações sobre o futuro não são garantias de desempenho. Elas envolvem riscos, incertezas e suposições porque se referem a eventos futuros, dependendo, portanto, de circunstâncias que poderão ocorrer ou não. Os resultados futuros e a criação de valor para os acionistas poderão diferir de maneira significativa daqueles expressos ou sugeridos pelas declarações com relação ao futuro. Muitos dos fatores que irão determinar estes resultados e valores estão além da capacidade de controle ou previsão da Companhia.

Critérios contábeis adotados:

As informações estão apresentadas na forma consolidada e de acordo com os critérios da legislação societária brasileira, a partir de informações financeiras revisadas. As informações financeiras consolidadas apresentadas neste relatório representam 100% do resultado da Equatorial Maranhão, 100% da Equatorial Pará, 100% da Equatorial Piauí, 100% da Equatorial Alagoas, 100% da Equatorial Transmissão, 100% da Intesa e 100% da 55 Soluções.

As informações operacionais consolidadas representam 100% dos resultados da Equatorial Maranhão, 100% da Equatorial Pará, 100% da Equatorial Piauí e da Equatorial Alagoas e 100% da 55 Soluções.

Comentário do Desempenho

Anexo 1 – Resultado Gerencial da Operação do Sistema Isolado na Equatorial Pará (R\$ MM)

SISTEMAS ISOLADOS	3T18	3T19	Var.%	9M18	9M19	Var.%
RECEITAS / REEMBOLSOS	142	108	-23,8%	401	320	-20,2%
Subvenção CCC	110	77	-30,3%	311	232	-25,4%
Receita de ACR	21	23	7,2%	60	64	8,0%
(-)C F PIS/COFINS	10	8	-19,7%	30	23	-21,8%
CUSTOS / DESPESAS	(142)	(113)	20,2%	(402)	(323)	19,7%
Serviço de terceiros	(1)	(3)	-109,0%	(1)	(5)	-608,7%
Outros	(1)	0	-143,8%	(2)	(0)	87,8%
Matéria prima p/ produção de energia elétrica	(2)	-	100,0%	(8)	0	100,0%
Contratação de energia e potência - SI	(137)	(111)	19,3%	(391)	(317)	19,0%
SUPERÁVIT (DÉFICIT) DO SISTEMA ISOLADO	0	(5)	3512,8%	(1)	(3)	-130,2%
Energia Injetada (GWh)	100.470	78.818	-21,6%	188.237	148.985	-20,9%

Anexo 2 – Apuração de IRPJ e CSLL nas Distribuidoras (R\$ MM)

IRPJ / CSLL R\$ Milhões	3T19				9M19			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
LAIR (a)	182	223	54	42	544	357	120	314
Despesas IRPJ / CSLL	(28)	(44)	(11)	(4)	(93)	(78)	(11)	(181)
(+) Ativo Fiscal Diferido	11	38	-	4	44	66	-	181
(=) Imposto Calculado	(17)	(6)	(11)	-	(49)	(12)	(11)	-
(=) Imposto Caixa (b)	(17)	(6)	(11)	-	(49)	(12)	(11)	-
(b/a) Taxa Efetiva	9,2%	2,7%	20,0%	0,0%	9%	3%	10%	0%
Lucro Real	186	115	119	(38)	544	136	127	(217)
Taxa Efetiva sobre Lucro Real	9,0%	5,2%	9,0%	0,0%	9,0%	9,0%	9,0%	0,0%

IRPJ / CSLL R\$ Milhões	3T18				9M18			
	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas
LAIR (a)	191	163	(23)	(246)	433	228	438	242
Despesas IRPJ / CSLL	(33)	(30)	(8)	59	(79)	(44)	(148)	(191)
(+) Ativo Fiscal Diferido	17	23	8	(59)	41	34	148	191
(=) Imposto Calculado	(16)	(6)	-	-	(38)	(10)	-	-
(=) Imposto Caixa (b)	(16)	(6)	-	-	(38)	(10)	-	-
(b/a) Taxa Efetiva	8,2%	3,9%	0%	0%	9%	4,6%	0%	0%
Lucro Real	174	95	(23)	(97)	419	119	(220)	(282)
Taxa Efetiva sobre Lucro Real	9,0%	6,7%	0,0%	0,0%	9,0%	8,8%	0,0%	0,0%

Comentário do Desempenho

Anexo 3 – Demonstração de Resultado do Período (R\$ MM)

DRE EQUATORIAL MARANHÃO

Demonstração do resultado (R\$ mil)	3T18	3T19	9M18	9M19
Receita operacional	1.400.057	1.319.076	3.894.458	3.841.741
Fornecimento de energia elétrica	1.236.208	1.179.604	3.314.733	3.431.675
Suprimento de energia elétrica	22.692	8.288	205.651	14.877
Receita de construção	94.687	93.306	266.764	274.225
Outras receitas	46.470	37.878	107.310	120.964
Deduções da receita operacional	(410.211)	(388.895)	(1.118.220)	(1.122.907)
Receita operacional líquida	989.846	930.181	2.776.238	2.718.834
Custo do serviço de energia elétrica	(626.849)	(539.124)	(1.759.313)	(1.553.947)
Energia elétrica comprada para revenda	(483.138)	(386.929)	(1.314.889)	(1.114.958)
Encargo uso do sistema de transmissão e distribuição	(49.024)	(58.889)	(177.660)	(164.764)
Custos de construção	(94.687)	(93.306)	(266.764)	(274.225)
Margem Bruta Operacional	362.997	391.057	1.016.925	1.164.887
Custo/despesa operacional	(117.870)	(164.413)	(416.124)	(466.591)
Pessoal	(27.200)	(32.523)	(84.877)	(94.291)
Material	(3.119)	(3.987)	(7.836)	(9.986)
Serviço de terceiros	(71.638)	(83.860)	(219.965)	(238.601)
Provisões	(7.394)	(9.695)	(76.336)	(68.340)
Outros	(4.964)	(4.446)	(11.594)	(20.321)
Outras receitas/despesas operacionais	(3.555)	(29.902)	(15.516)	(35.052)
EBITDA	245.127	226.644	600.801	698.296
Depreciação e amortização	(43.720)	(45.469)	(127.263)	(136.050)
Resultado do serviço	201.407	181.175	473.538	562.246
Resultado financeiro	(10.574)	656	(40.752)	(18.188)
Receitas financeiras	51.587	52.416	161.445	153.561
Despesas financeiras	(62.161)	(51.760)	(202.197)	(171.749)
Resultado antes do imposto de renda	190.833	181.831	432.786	544.058
Contribuição social	(15.621)	(16.427)	(37.746)	(46.903)
Imposto de renda	(28.903)	(35.350)	(67.601)	(92.898)
Impostos diferidos	(17.389)	(11.461)	(40.930)	(44.090)
Incentivos fiscais	28.903	35.125	67.601	90.593
Resultado do exercício	157.823	153.718	354.110	450.760

Comentário do Desempenho

DRE EQUATORIAL PARÁ

Demonstração do resultado (R\$ mil)	3T18	3T19	9M18	9M19
Receita operacional	2.097.705	2.130.290	5.707.586	5.777.450
Fornecimento de energia elétrica	1.744.127	1.777.397	4.591.319	4.825.273
Suprimento de energia elétrica	59.236	56.243	311.746	87.341
Receita de construção	191.529	203.397	561.755	557.890
Outras receitas	102.813	93.253	242.767	306.946
Deduções da receita operacional	(613.898)	(670.063)	(1.698.727)	(1.860.344)
Receita operacional líquida	1.483.807	1.460.227	4.008.860	3.917.106
Custo do serviço de energia elétrica	(989.103)	(901.918)	(2.760.982)	(2.597.305)
Energia elétrica comprada para revenda	(711.724)	(598.072)	(1.923.315)	(1.755.304)
Encargo uso do sistema de transmissão e distribuição	(85.851)	(100.449)	(275.913)	(284.111)
Custos de construção	(191.529)	(203.397)	(561.755)	(557.890)
Margem Bruta Operacional	494.704	558.309	1.247.878	1.319.801
Custo/despesa operacional	(196.929)	(220.774)	(638.468)	(661.195)
Pessoal	(37.449)	(31.473)	(105.159)	(97.308)
Material	(5.356)	(2.555)	(11.741)	(6.375)
Serviço de terceiros	(82.923)	(90.824)	(254.064)	(256.786)
Provisões	(28.644)	(42.122)	(146.115)	(107.173)
Outros	(6.269)	(5.746)	(15.685)	(14.784)
Contratação de energia e potência - SI	(137.335)	(110.787)	(391.364)	(316.931)
Subvenção CCC	110.047	76.719	311.847	231.945
Matéria prima p/ produção de energia elétrica	(2.349)	129	(7.325)	388
Outras receitas/despesas operacionais	(6.650)	(14.115)	(18.861)	(94.171)
EBITDA	297.775	337.535	609.410	658.606
Depreciação e amortização	(71.266)	(72.622)	(187.432)	(205.657)
Resultado do serviço	226.509	264.913	421.978	452.949
Resultado financeiro	(63.104)	(41.951)	(194.473)	(95.896)
Receitas financeiras	256.587	135.310	88.533	341.141
Despesas financeiras	(319.691)	(177.261)	(283.007)	(437.037)
Resultado operacional	163.405	222.962	227.505	357.053
Contribuição social	(6.400)	(12.761)	(10.472)	(15.945)
Imposto de renda	(23.198)	(34.541)	(29.121)	(43.124)
Impostos diferidos	(23.223)	(37.569)	(33.622)	(66.083)
Incentivos fiscais	23.198	41.260	29.121	46.808
Resultado do exercício	133.781	179.351	183.410	278.709

Comentário do Desempenho

DRE EQUATORIAL PIAUÍ

Demonstração do resultado (R\$ mil)	3T18	3T19	9M18	9M19
Receita operacional	920.224	843.595	3.052.919	2.567.883
Fornecimento de energia elétrica	674.224	694.660	2.854.800	2.007.792
Suprimento de energia elétrica	31.031	66.163	44.684	138.244
Receita de construção	46.124	76.057	122.864	403.810
Outras receitas	168.844	6.715	30.570	18.037
Deduções da receita operacional	(279.354)	(251.956)	(821.629)	(744.939)
Receita operacional líquida	640.869	591.639	2.231.290	1.822.944
Custo do serviço de energia elétrica	(422.228)	(443.845)	(1.050.482)	(1.391.213)
Energia elétrica comprada para revenda	(340.384)	(331.402)	(781.501)	(869.228)
Encargo uso do sistema de transmissão e distrib	(35.720)	(36.386)	(146.117)	(118.175)
Custos de construção	(46.124)	(76.057)	(122.864)	(403.810)
Margem Bruta Operacional	218.641	147.794	1.180.808	431.731
Custo/despesa operacional	(192.168)	(68.723)	(756.154)	(155.663)
Pessoal	(65.395)	(43.748)	(192.373)	12.021
Material	(2.934)	(1.066)	(7.500)	(1.397)
Serviço de terceiros	(30.655)	(35.828)	(82.396)	(82.219)
Provisões	(78.801)	17.000	(101.230)	(20.786)
Outros	(12.504)	(3.411)	(362.800)	5.454
Outras receitas/despesas operacionais	(1.878)	(1.670)	(9.855)	(68.736)
EBITDA	26.473	79.072	424.654	276.069
Depreciação e amortização	(12.395)	(5.031)	(36.793)	(73.515)
Resultado do serviço	14.079	74.041	387.862	202.554
Resultado financeiro	(37.359)	(20.435)	50.369	(82.626)
Receitas financeiras	43.630	97.176	286.156	187.590
Despesas financeiras	(80.989)	(117.610)	(235.787)	(270.215)
Resultado operacional	(23.280)	53.606	438.231	119.928
Contribuição social	-	(11.407)	-	(11.436)
Imposto de renda	-	(16.134)	-	(31.603)
Impostos diferidos	(8.145)	-	(147.673)	-
Incentivos fiscais	-	16.821	(7.885)	31.603
Resultado do exercício	(31.424)	42.889	282.673	108.495

Comentário do Desempenho

DRE EQUATORIAL ALAGOAS

Demonstração do resultado (R\$ mil)	3T18	3T19	9M18	9M19
Receita operacional	483.416	651.565	2.336.256	2.105.516
Fornecimento de energia elétrica	417.673	484.589	2.152.281	1.929.229
Suprimento de energia elétrica	365	32.292	1.124	32.676
Receita de construção	23.353	74.438	70.654	84.951
Outras receitas	42.025	60.247	112.197	58.661
Deduções da receita operacional	(201.595)	(201.461)	(677.823)	(574.125)
Receita operacional líquida	281.821	450.103	1.658.433	1.531.390
Custo do serviço de energia elétrica	(354.033)	(338.425)	(952.738)	(906.553)
Energia elétrica comprada para revenda	(302.044)	(221.142)	(772.804)	(718.228)
Encargo uso do sistema de transmissão e distribuição	(28.636)	(42.845)	(109.280)	(103.374)
Custos de construção	(23.353)	(74.438)	(70.654)	(84.951)
Margem Bruta Operacional	(72.212)	111.678	705.695	624.837
Custo/despesa operacional	(135.542)	(44.546)	(396.375)	(217.468)
Pessoal	(47.476)	(6.842)	(133.755)	(138.489)
Material	(646)	(1.168)	(2.021)	(1.862)
Serviço de terceiros	(36.501)	(28.250)	(96.746)	(80.417)
Provisões	(45.861)	(7.614)	(143.361)	37.545
Outros	(3.288)	198	(9.727)	(33.375)
Outras receitas/despesas operacionais	(1.770)	(871)	(10.765)	(871)
EBITDA	(207.754)	67.132	309.320	407.369
Depreciação e amortização	(10.907)	(12.578)	(32.298)	(37.261)
Resultado do serviço	(218.661)	54.555	277.022	370.108
Resultado financeiro	(27.282)	(12.201)	(34.804)	(56.528)
Receitas financeiras	34.584	44.471	143.054	108.803
Despesas financeiras	(61.866)	(56.672)	(177.858)	(165.331)
Resultado operacional	(245.943)	42.354	242.218	313.580
Contribuição social	-	-	-	-
Imposto de renda	-	-	-	-
Impostos diferidos	58.597	(3.536)	(190.872)	(181.429)
Incentivos fiscais	-	-	-	-
Resultado do exercício	(187.346)	38.819	51.346	132.152

Comentário do Desempenho

DRE Intesa Regulatório X Societário

Demonstração do resultado (R\$ mil)	3T18 Regulatório	Ajustes	3T18 Societário	3T19 Regulatório	Ajustes	3T19 Societário	9M18 Regulatório	Ajustes	9M18 Societário	9M19 Regulatório	Ajustes	9M19 Societário
Receita operacional	40.692	6.954	47.647	48.895	(9.525)	39.370	119.963	19.071	139.034	136.338	53.070	189.408
Transmissão de energia	40.492	(40.492)	-	48.683	(47.280)	1.403	119.361	(119.361)	-	135.690	(131.309)	4.381
Receita de Operação e Manutenção	-	3.598	3.598		11.279	11.279	-	10.342	10.342	-	27.027	27.027
Receita de construção	-	13.053	13.053		3.392	3.392	-	32.315	32.315	-	80.713	80.713
Receita Financeira - Atualização TIR	-	29.869	29.869		20.299	20.299	-	92.996	92.996	-	69.621	69.621
Receita Ativo de Contrato	-	-	-		2.168	2.168	-	-	-		5.161	5.161
Outras receitas	201	926	1.127	212	618	830	602	2.779	3381	648	1.857	2505
Deduções da receita operacional	(4.602)	(1.105)	(5.707)	(6.321)	(129)	(6.450)	(14.129)	(4.699)	(18.828)	(18.049)	(7.282)	(25.331)
Receita operacional líquida	36.090	5.849	41.940	42.574	(9.654)	32.920	105.834	14.372	120.206	118.289	45.788	164.077
Custo/despesa operacional	(4.449)	(11.949)	(16.397)	(5.223)	(895)	(6.118)	(12.967)	(27.142)	(40.109)	(13.016)	(30.962)	(43.978)
Pessoal	(1.273)	-	(1.273)	(1.140)	1	(1.139)	(3.687)	-	(3.687)	(3.458)	1	(3.457)
Material	(88)	35	(53)	(7)	-	(7)	(266)	0	(266)	(36)	-	(36)
Serviço de terceiros	(3.044)	(31)	(3.074)	(4.076)	197	(3.879)	(8.733)	56	(8.677)	(9.572)	197	(9.375)
Custo de construção	-	(11.948)	(11.948)	-	(1.093)	(1.093)	-	(26.509)	(26.509)	-	(31.160)	(31.160)
Outros	(44)	(5)	(49)	-	-	-	(281)	(689)	(970)	50	-	50
EBITDA	31.642	(6.100)	25.543	37.351	(10.548)	26.802	92.867	(12.770)	80.097	105.273	14.826	120.099
Depreciação e amortização	(4.898)	4.883	(15)	(5.215)	5.003	(212)	(13.296)	13.251	(45)	(15.596)	15.354	(242)
Resultado do serviço	26.744	(1.216)	25.528	32.136	(5.545)	26.590	79.571	481	80.052	89.677	30.180	119.857
Resultado financeiro	(972)	-	(972)	(5.425)	-	(5.425)	(3.679)	-	(3.679)	(13.576)	-	(13.576)
Receitas financeiras	763	-	763	3.722	-	3.722	2.023	-	2.023	10.326	-	10.326
Despesas financeiras	(1.735)	-	(1.735)	(9.147)	-	(9.147)	(5.702)	-	(5.702)	(23.902)	-	(23.902)
Resultado antes do imposto de renda	25.772	(1.216)	24.556	26.710	(5.545)	21.165	75.892	481	76.373	76.101	30.180	106.281
Imposto de renda e contribuição social	(7.925)	(570)	(8.495)	(15.402)	8.212	(7.190)	(24.315)	(2.010)	(26.325)	(21.307)	(13.783)	(35.090)
Subvenção do imposto de renda	3.536	-	3.536	10.637	-	10.637	10.099	-	10.099	14.704	-	14.704
Resultado do exercício	21.383	(1.786)	19.597	21.945	2.667	24.612	61.676	(1.529)	60.147	69.498	16.397	85.895

Comentário do Desempenho

DRE Equatorial Transmissão Societário

Demonstração do resultado (R\$ mil)	3T18	3T19	9M18	9M19
Receita operacional	134.755	1.485.647	381.616	3.324.734
Receita de construção	118.945	1.398.844	343.273	3.153.612
Receita de Atualização Financeira		9.259		9.259
Receita de Operação e Manutenção		6.776		7.557
Receita ativo de contrato	15.810	70.768	38.343	154.306
Deduções da receita operacional	(11.002)	(137.071)	(31.752)	(307.128)
Receita operacional líquida	123.753	1.348.576	349.864	3.017.606
Custo do serviço de energia elétrica	(107.942)	(1.006.829)	(311.521)	(2.264.955)
Custos de construção	(107.942)	(1.006.829)	(311.521)	(2.264.955)
Margem Bruta Operacional	15.811	341.747	38.343	752.651
Custo/despesa operacional	(3.372)	(525)	(10.762)	(542)
Pessoal	(2.127)		(8.774)	
Material	(31)	(3)	(46)	(5)
Serviço de terceiros	(1.095)	(522)	(1.793)	(537)
Outros	(119)		(149)	
Outras receitas/despesas operacionais	(5)		(6)	
EBITDA	12.434	341.222	27.575	752.109
Depreciação e amortização	(63)	(6)	(337)	(193)
Resultado do serviço	1	0	(194)	0
Equivalência patrimonial	1	-	(194)	-
Resultado financeiro	(3.639)	(6.258)	(4.004)	(29.477)
Receitas financeiras	34	(33)	62	
Despesas financeiras	(3.673)	(6.225)	(4.066)	(29.477)
Resultado operacional	8.733	334.958	23.234	722.439
Contribuição social	(10)	(4)	(110)	
Imposto de renda	19	(7)	(203)	
Impostos diferidos	(4.403)	(118.592)	(12.254)	(273.696)
Resultado do exercício	4.339	216.355	10.667	448.743

Comentário do Desempenho

DRE Equatorial Energia Consolidado

Demonstração do resultado (R\$ mil)	3T18	3T19	9M18	9M19
Receita operacional	3.777.155	6.547.598	10.364.326	17.033.435
Fornecimento de energia elétrica	3.086.363	4.739.928	8.174.118	11.700.098
Suprimento de energia elétrica	81.928	162.987	517.397	273.999
Receita de construção	405.159	1.849.433	1.171.790	4.563.389
Receita de Operação e Manutenção		18.055		34.584
Outras receitas	203.705	(224.208)	501.021	456.984
Deduções da receita operacional	(1.052.023)	(1.672.224)	(2.894.272)	(4.422.383)
Receita operacional líquida	2.725.132	4.875.374	7.470.054	12.611.052
Custo do serviço de energia elétrica	(1.812.376)	(3.299.594)	(5.051.295)	(8.622.146)
Energia elétrica comprada para revenda	(1.283.344)	(1.844.472)	(3.457.683)	(4.996.964)
Encargo uso do sistema de transmissão e distribuição	(134.875)	-	(453.573)	-
Custos de construção	(394.157)	(1.455.122)	(1.140.039)	(3.625.182)
Margem Bruta Operacional	912.756	1.575.780	2.418.759	3.988.906
Custo/despesa operacional	(356.602)	(481.547)	(1.185.227)	(1.334.400)
Pessoal	(94.038)	(141.871)	(281.601)	(354.962)
Material	(9.524)	(9.932)	(22.499)	(22.084)
Serviço de terceiros	(161.676)	(187.758)	(495.871)	(527.857)
Provisões	(36.451)	(42.565)	(223.197)	(146.579)
Outras receitas/despesas operacionais	(10.204)	22.170	(34.376)	(130.098)
EBITDA	556.154	1.094.233	1.233.532	2.654.506
Depreciação e amortização	(115.469)	(138.918)	(316.262)	(443.210)
Resultado do serviço	440.685	955.315	917.270	2.211.296
Equivalencia patrimonial	25.376	7.357	59.591	22.323
Amortização de ágio	(2.507)	(23.304)	(7.522)	(73.919)
Resultado financeiro	(84.026)	(115.203)	(254.593)	(346.518)
Receitas financeiras	325.071	340.296	(204.200)	792.289
Despesas financeiras	(409.097)	(455.499)	(50.393)	(1.138.807)
Resultado operacional	379.528	824.165	714.746	1.813.182
Contribuição social	(22.692)	(46.682)	(50.718)	(84.206)
Imposto de renda	(53.891)	(102.887)	(103.487)	(194.062)
Impostos diferidos	(44.966)	(162.802)	(86.657)	(435.919)
Incentivos fiscais	52.099	103.961	96.720	183.951
Resultado do exercício	310.078	615.755	570.604	1.282.946
Participações minoritárias	(62.045)	(67.213)	(136.893)	(179.547)
Lucro do exercício atribuído aos acionistas da controladora	248.033	548.542	433.711	1.103.399

Comentário do Desempenho

Anexo 4 – Demonstração de Resultado por Empresa (R\$ MM)

- A tabela abaixo reflete o processo de consolidação contábil da Equatorial.
- Na linha de “Participação de Acionista Não Controlador” é feito um ajuste de forma que o lucro líquido consolidado da Equatorial reflita sua participação real no Maranhão (65,1%), na Pará (96,5%), no Piauí (94,5%) e em Alagoas (89,9%).

Demonstração do resultado por empresa (R\$ mil)	Holding	Soluções	Transmissão	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	Intesa	Eliminações	Consolidado
Receita operacional	-	139	1.486	1.319	2.130	844	652	39	(61)	6.548
Fornecimento de energia elétrica	-	80	-	1.180	1.777	695	485	-	-	4.216
Suprimento de energia elétrica	-	-	-	8	56	66	32	-	-	163
Receita de construção	-	-	1.399	93	203	76	74	3	-	1.849
Operações com Transmissão de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Receita de Operação e Manutenção	-	-	7	-	-	-	-	11	-	18
Receita pela disponibilidade - Uso da rede	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas	-	60	80	38	93	7	60	23	(61)	300
Deduções da receita operacional	-	(18)	(137)	(389)	(670)	(252)	(201)	(6)	-	(1.674)
Receita operacional líquida	-	121	1.349	930	1.460	592	450	33	(61)	4.874
Custo do serviço de energia elétrica	-	(68)	(1.007)	(539)	(902)	(444)	(338)	(1)	-	(3.300)
Energia elétrica comprada para revenda	-	(68)	-	(387)	(598)	(331)	(221)	-	-	(1.606)
Encargo uso do sistema de transmissão e distribuição	-	-	-	(59)	(100)	(36)	(43)	-	-	(239)
Custos de construção	-	-	(1.007)	(93)	(203)	(76)	(74)	(1)	-	(1.455)
Custo/despesa operacional	(7)	(32)	(1)	(164)	(221)	(69)	(45)	(5)	61	(482)
Pessoal	(3)	(24)	-	(33)	(31)	(44)	(7)	(1)	-	(142)
Material	(0)	(1)	(0)	(4)	(3)	(1)	(1)	(0)	-	(10)
Serviço de terceiros	(4)	(2)	(1)	(84)	(91)	(36)	(28)	(4)	61	(188)
Provisões	-	(0)	-	(10)	(42)	17	(8)	-	-	(43)
Outros	(1)	(5)	(0)	(4)	(40)	(3)	0	(0)	-	(53)
Outras receitas/despesas operacionais	-	-	-	(30)	(14)	(2)	(1)	-	-	(47)
EBITDA	(7)	21	341	227	338	79	67	27	-	1.092
Depreciação e amortização	(0)	(0)	(0)	(45)	(73)	(5)	(13)	(0)	-	(137)
Resultado do serviço	(7)	21	341	181	265	74	55	27	-	955
Participação de acionistas não controlad.	587	-	-	-	-	-	-	-	(603)	(16)
Equivalência Patrimonial	611	-	-	-	-	-	-	-	(603)	7
Amortização de ágio	(23)	-	-	-	-	-	-	-	-	(23)
RESULTADO FINANCEIRO	(32)	1	(6)	1	(42)	(20)	(12)	(5)	-	(116)
Receitas financeiras	8	1	0	52	135	97	42	4	(1)	340
Despesas financeiras	(40)	(0)	(6)	(52)	(177)	(118)	(55)	(9)	1	(455)
Resultado antes do imposto de renda	549	22	335	182	223	54	42	21	(603)	824
Contribuição social	-	(2)	0	(16)	(13)	(11)	-	(4)	-	(47)
Imposto de renda	-	(6)	0	(35)	(35)	(16)	-	(11)	-	(103)
Impostos diferidos	-	0	(119)	(11)	(38)	-	(4)	8	0	(163)
Incentivos fiscais	-	0	-	35	41	17	-	11	-	104
Resultado do exercício	549	15	216	154	179	43	39	25	(603)	615
Participações minoritárias	-	4	-	54	6	-	3	-	-	67
Lucro do exercício atribuído aos acionistas da controladora	549	15	216	100	173	43	35	25	(603)	553

Comentário do Desempenho

Anexo 5 – Balanço Patrimonial (R\$MM)

Comentário do Desempenho

BP EQTL ENERGIA

Ativo (R\$ MM)	30/09/2018	31/12/2018	31/03/2019	30/06/2019	30/09/2019
Circulante	8.384	9.430	9.749	10.430	9.746
Caixa e equivalentes de caixa	4.754	4.744	4.991	4.403	4.276
Investimentos de curto prazo	-	-	1	1.129	450
Contas a receber de clientes	2.425	2.938	3.255	3.294	3.334
Contas a receber - bandeira tarifária	1	19	20	16	23
Aquisição de combustível - conta CCC	76	63	52	37	37
Serviços pedidos					266
Partes relacionadas					5
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	356	465	251	111	247
Depósitos judiciais	7	4	4	5	3
Instrumentos financeiros derivativos					19
Estoques	17	25	33	32	28
Dividendos					3
Impostos e contribuições a recuperar	122	155	168	186	162
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	160	188	223	179	181
Outros créditos a receber	467	828	750	1.039	360
Ativo financeiro da concessão					-
Ativos Contratuais					353
Não circulante	11.015	16.076	20.995	22.291	24.126
Realizável a longo prazo	5.521	7.354	9.807	9.909	9.616
Títulos e valores mobiliários					23
Contas a receber de clientes	719	968	1.219	1.227	1.252
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	91	303	1.659	1.659	1.501
Aquisição de combustível - conta CCC	102	108	109	105	105
Sub-rogação da CCC - valores aplicados	28	9	32	19	18
Depósitos judiciais	160	148	261	288	305
Serviços pedidos					19
Instrumentos financeiros derivativos	180	142	154	-	59
Impostos e contribuições a recuperar	126	1.316	1.364	-	1.671
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	47	53	48	1.376	48
Outros créditos a receber	110	139	149	201	67
Ativo financeiro da concessão	3.959	4.167	4.811	5.034	4.549
Permanente	5.494	8.722	11.189	12.383	14.510
Investimentos	469	119	126	123	125
Adiantamento a fornecedor	159	250	470	441	415
Imobilizado					14
Ativos Contratuais					5.847
Intangível	4.865	8.354	10.593	11.818	8.108
Total do ativo	19.399	25.506	30.744	32.722	33.872
Passivo e patrimônio líquido (R\$ MM)	30/09/2018	31/12/2018	31/03/2019	30/06/2019	30/09/2019
Circulante	4.852	6.442	7.277	6.357	5.781
Fornecedores	1.129	1.539	1.956	1.600	1.653
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	55	88	112	104	112
Empréstimos e financiamentos	1.589	2.298	2.356	1.899	1.470
Debêntures	301	505	566	551	565
Impostos e contribuições a recolher	511	601	665	654	639
Impostos e contribuições sobre lucro a recolher	21	105	107	40	51
Dividendos	324	241	241	191	191
Encargos do consumidor					4
Contribuição de iluminação pública	23	47	101	103	74
Pesquisa e desenvolvimento de eficiência energética					181
Participação nos lucros					80
Instrumentos financeiros derivativos	22	15	19	14	-
Provisões para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	53	47	173	127	53
Outras contas a pagar	825	955	981	1.075	707
Não circulante	8.294	12.511	16.732	19.273	21.687
Fornecedores					14
Empréstimos e financiamentos	2.980	4.561	7.784	8.794	9.035
Debêntures	3.427	4.171	4.374	5.527	5.546
Valores a devolver da parcela A e outros itens financeiros					196
Impostos e contribuições a recolher	347	1.755	2.376	2.673	120
Provisões para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	436	763	860	886	898
Valores a pagar da recuperação judicial	813	814	835	855	867
Plano de aposentadoria e pensão	43	44	77	77	77
Imposto de renda e contribuições social diferidos					1.168
Impostos e contribuições a recolher diferidos					649
Pesquisa e desenvolvimento de eficiência energética					247
Outras contas a pagar	248	402	427	461	1.565
Participação minoritária	1.031	957	1.017	1.006	1.073
Patrimônio líquido	5.222	5.596	5.715	6.086	6.636
Capital social	2.375	2.375	2.395	2.736	2.739
Ajuste de avaliação patrimonial	(22)	(22)	(22)	(22)	(22)
Reservas de lucros/capital	2.438	3.271	3.271	2.850	2.850
Outros resultados abrangentes	(3)	(28)	(141)	(32)	(34)
Lucros (prejuízos) acumulados	434	-	213	555	1.103
Total do passivo e patrimônio líquido	19.399	25.506	30.741	32.722	35.177

Comentário do Desempenho

BP EQTL MARANHÃO

Ativo (R\$ mil)	30/09/2018	31/12/2018	31/03/2019	30/06/2019	30/09/2019
Circulante	2.665	2.502	2.706	2.464	2.731
Caixa e equivalentes de caixa	1.353	1.221	1.515	1.278	1.512
Contas a receber de clientes	949	955	936	971	965
Baixa renda	39	39	35	35	37
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(143)	(108)	(112)	(108)	(93)
Contas a receber - bandeiras tarifárias	-	1	1	3	-
Serviços pedidos	79	85	97	109	82
Partes relacionadas					10
Depósitos judiciais	2	2	2	3	3
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	208	139	63		91
Estoques	5	5	6	6	5
Impostos e contribuições a recuperar	38	38	38	38	35
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	67	55	59	64	48
Outros créditos a receber	68	70	66	65	36
Não circulante	3.750	4.490	4.614	4.706	4.603
Realizável a longo prazo	1.853	2.644	2.736	2.812	2.739
Contas a receber de clientes	186	204	196	194	215
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	91	64	131	142	
Serviços pedidos	-	2	3	3	4
Depósitos judiciais	59	50	62	75	78
Impostos e contribuições a recuperar	59	801	807	814	827
Outros créditos a receber	14	1	1	1	1
Ativo financeiro da concessão	1.443	1.523	1.536	1.583	1.614
Permanente	1.897	1.846	1.878	1.894	1.864
Intangível	1.897	1.846	1.878	1.894	1.557
Ativos contratuais					308
Total do ativo	6.415	6.992	7.320	7.170	7.334
Passivo e patrimônio líquido (R\$ mil)	30/09/2018	31/12/2018	31/03/2019	30/06/2019	30/09/2019
Circulante	1.322	1.107	1.167	1.017	1.009
Fornecedores	375	296	368	317	324
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	16	13	17	16	18
Empréstimos e financiamentos	223	203	204	203	201
Debêntures	174	171	171	176	175
Valores a devolver de parcela A e outros itens financeiros	-			16	
Impostos e contribuições a recolher	105	103	92	96	94
Impostos e contribuições sobre lucro a recolher	5	21	12	18	16
Dividendos	259	127	127	1	1
Encargos do consumidor	20	17	12	12	-
Contribuição de iluminação pública	7	10	12	9	16
Pesquisa e desenvolvimento de eficiência energética	35	58	55	55	56
Participação nos lucros	22	24	11	14	22
Provisão para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	25	22	28	31	30
Outras contas a pagar	56	42	59	53	56
Não circulante	2.457	3.032	3.172	3.231	3.249
Fornecedores	-	-	-	-	14
Empréstimos e financiamentos	1.127	1.131	1.248	1.304	1.320
Debêntures	934	870	875	791	793
Impostos e contribuições a recolher	3	583	588	659	3
Imposto de renda e contribuições social diferidos	273	311	327	343	355
Provisão para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	72	101	94	94	95
Valores a devolver de parcela A e outros itens financeiros	-	-	-		27
Pesquisa e desenvolvimento de eficiência energética	33	16	21	26	31
Outras contas a pagar	15	20	20	14	611
Patrimônio líquido	2.636	2.853	2.980	2.922	3.076
Capital social	1.147	1.147	1.147	1.313	1.313
Reservas de capital	1	1	1	1	1
Reservas de lucros	1.135	1.033	1.705	1.311	1.311
Lucros acumulados	353	672	127	297	451
Total do passivo e patrimônio líquido	6.415	6.992	7.320	7.170	7.334

Comentário do Desempenho

BP EQTL PARÁ

Ativo (R\$ mil)	30/09/2018	31/12/2018	31/03/2019	30/06/2019	30/09/2019
Circulante	3.041	3.087	3.315	3.481	3.826
Caixa e equivalentes de caixa	842	834	1.294	1.372	1.615
Contas a receber de clientes	1.883	1.850	1.826	1.850	1.885
Baixa renda	31	30	27	27	31
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(382)	(276)	(323)	(317)	(315)
Contas a receber - bandeiras tarifárias	1	3	3	9	-
Aquisição de combustível - conta CCC	76	63	52	37	37
Serviços pedidos	197	158	108	141	142
Partes relacionadas					3
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	148	87	20		114
Estoques	10	11	10	10	9
Impostos e contribuições a recuperar	77	75	91	89	77
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	42	80	94	38	48
Outros créditos a receber	117	170	114	226	180
Não circulante	5.889	5.968	6.247	6.144	6.230
Realizável a longo prazo	3.121	3.387	3.955	3.805	3.823
Contas a receber de clientes	531	572	553	531	547
Sub-rogação da CCC - valores aplicados	28	9	32	19	18
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	-	-	53	29	
Aquisição de combustível - conta CCC	102	108	109	106	106
Serviços pedidos	10	18	18	18	15
Depósitos judiciais	92	50	51	53	61
Impostos e contribuições a recuperar	67	67	78	72	75
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	47	47	48	48	48
Instrumentos financeiros derivativos	180	142	154	-	59
Outros créditos a receber	83	112	111	111	18
Ativo financeiro da concessão	1.981	2.261	2.747	2.817	2.875
Permanente	2.768	2.581	2.292	2.340	2.406
Investimentos	14	14	14	13	13
Ativos contratuais	-	-	-	-	363
Intangível	2.753	2.567	2.279	2.326	2.030
Total do ativo	8.930	9.055	9.562	9.625	10.056
Passivo e patrimônio líquido (R\$ mil)	30/09/2018	31/12/2018	31/03/2019	30/06/2019	30/09/2019
Circulante	2.013	1.930	1.996	1.932	1.740
Fornecedores	674	568	668	536	581
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	23	17	19	20	21
Empréstimos e financiamentos	28	31	29	171	27
Debêntures	102	126	149	135	108
Impostos e contribuições a recolher	385	384	346	356	376
Impostos e contribuições sobre lucro a recolher	1	63	67	66	10
Dividendos	133	88	88	127	-
Encargos do consumidor	33	27	16	16	-
Contribuição de iluminação pública	15	17	15	17	19
Pesquisa e desenvolvimento de eficiência energética	59	44	37	43	51
Participação nos lucros	33	40	30	28	33
Partes relacionadas	3	7	11	15	6
Instrumentos financeiros derivativos	22	15	19	(126)	-
Valores a pagar da recuperação judicial	35	17	19	19	-
Provisão para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	28	25	25	24	23
Outras contas a pagar	441	460	457	430	487
Não circulante	4.156	4.119	4.509	4.588	5.035
Empréstimos e financiamentos	1.446	1.351	1.718	1.814	2.040
Debêntures	1.505	1.453	1.459	1.410	1.417
Impostos e contribuições a recolher	36	35	65	63	61
Imposto de renda e contribuições social diferidos	25	96	111	125	162
Provisão para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	96	81	82	80	77
Valores a devolver de parcela A e outros itens financeiros	20	71	-	-	168
Partes relacionadas	9	9	9	9	9
Pesquisa e desenvolvimento de eficiência energética	129	131	117	156	120
Valores a pagar da recuperação judicial	813	814	835	855	867
Plano de aposentadoria e pensão	43	44	44	44	44
Outras contas a pagar	34	34	70	33	70
Patrimônio líquido	2.761	3.006	3.057	3.105	3.281
Capital social	1.522	1.522	1.522	1.624	1.624
Reservas de reavaliação	116	112	108	103	98
Reservas de lucros	931	1.378	1.378	1.275	1.275
Outros resultados abrangentes	(6)	(5)	(5)	(5)	(9)
Lucros acumulados	198		55	108	292
Total do passivo e patrimônio líquido	8.930	9.055	9.562	9.625	10.056

Comentário do Desempenho

BP EQTL PIAUÍ

Comentário do Desempenho

Ativo (R\$ mil)	30/09/2018	31/12/2018	31/03/2019	30/06/2019	30/09/2019
Circulante	1.118	1.621	1.300	1.128	916
Caixa e equivalentes de caixa	33	831	550	520	306
Contas a receber de clientes	487	395	419	429	627
Baixa renda e viva luz	-	-	-	-	14
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	-	(196)
Contas a receber - bandeira tarifária	-	14	11	2	12
Serviços pedidos	-	79	83	25	29
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	459	239	168	80	30
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	18
Estoques	7	8	8	8	10
Impostos e contribuições a recuperar	18	13	12	14	17
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	-	-	9	11	13
Outros créditos a receber	115	42	41	40	35
Não circulante	2.177	1.972	2.079	2.380	2.502
Realizável a longo prazo	2.067	927	1.013	1.085	1.137
Contas a receber de clientes	169	193	205	225	256
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	953	240	302	336	339
Depósitos judiciais	29	32	37	42	46
Impostos e contribuições a recuperar	8	443	456	459	471
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	-	6	-	-	-
Outros créditos a receber	2	2	2	2	2
Ativo financeiro da concessão	907	11	11	22	23
Permanente	109	1.045	1.066	1.294	1.364
Ativos Contratuais	-	-	284	34	110
Imobilizado	40	249	-	-	-
Intangível	69	795	781	1.260	1.254
Total do ativo	3.295	3.593	3.380	3.508	3.417

Passivo e patrimônio líquido (R\$ mil)	30/09/2018	31/12/2018	31/03/2019	30/06/2019	30/09/2019
Circulante	2.049	1.721	1.541	988	902
Fornecedores	296	414	360	319	357
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	36	46	45	39	46
Empréstimos e financiamentos	1.238	1.034	880	302	191
Debêntures	-	0	7	15	33
Valores a devolver da parcela A e outros itens financeiros	129	-	-	-	-
Impostos e contribuições a recolher	252	81	110	111	68
Impostos e contribuições sobre lucro a recolher	-	4	4	1	3
Encargos do consumidor	3	12	10	14	4
Contribuição de iluminação pública	-	19	20	20	19
Pesquisa e desenvolvimento de eficiência energética	12	46	48	52	56
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	6	-
Outras contas a pagar	83	65	57	111	125
Não circulante	2.438	2.725	2.682	3.311	3.261
Empréstimos e financiamentos	1.796	1.420	1.408	1.403	1.345
Debêntures	-	400	400	1.019	1.019
Impostos e contribuições a recolher	295	59	55	51	46
Imposto de renda e contribuições social diferidos	-	-	432	435	-
Provisões para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	196	313	290	313	330
Pesquisa e desenvolvimento de eficiência energética	78	41	42	43	43
Outras contas a pagar	73	491	55	47	478
Patrimônio líquido	(1.192)	(853)	(843)	(791)	(746)
Capital social	1.273	1.994	1.994	1.994	1.994
Ajuste de avaliação patrimonial	(45)	(73)	(73)	(78)	(76)
Lucros (prejuízos) acumulados	(2.420)	(2.773)	(2.764)	(2.708)	(2.773)
Resultado do exercício	-	-	-	-	108
Total do passivo e patrimônio líquido	3.295	3.593	3.380	3.508	3.417

Comentário do Desempenho

BP EQTL ALAGOAS

Ativo (R\$ mil)	30/09/2018	31/12/2018	31/03/2019	30/06/2019	30/09/2019
Circulante	957	869	1.334	950	814
Caixa e equivalentes de caixa	51	45	618	389	308
Investimentos de curto prazo	6	1	1	-	-
Contas a receber de clientes	604	645	649	587	526
Baixa renda e viva luz	17	10	11	-	16
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(179)	(201)	(245)	(218)	(207)
Contas a receber - bandeira tarifária	-	-	-	3	11
Serviços pedidos	8	10	7	7	13
Valores a receber da parcela A e outros itens finance	378	267	223	31	12
Estoques	7	8	8	8	3
Impostos e contribuições a recuperar	15	27	17	21	20
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	-	2	-	4	6
Outros créditos a receber	49	55	45	117	105
Não circulante	1.997	2.139	2.573	2.585	2.926
Realizável a longo prazo	1.957	2.096	1.582	1.588	1.870
Contas a receber de clientes	274	270	267	258	260
Valores a receber da parcela A e outros itens finance	618	709	1.172	1.152	1.162
Depósitos judiciais	90	93	93	98	98
Impostos e contribuições a recuperar	4	3	-	30	298
Outros créditos a receber	4	11	11	16	16
Ativo financeiro da concessão	967	1.009	37	35	35
Permanente	40	43	992	997	1.057
Ativos Contratuais	-	-	191	209	281
Imobilizado	30	31	-	-	-
Intangível	11	11	800	788	775
Total do ativo	2.954	3.007	3.907	3.535	3.741

Passivo e patrimônio líquido (R\$ mil)	30/06/2018	30/09/2018	31/12/2018	31/03/2019	30/06/2019
Circulante	1.436	1.303	953	508	415
Fornecedores	333	369	177	139	167
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	22	17	16	10	11
Empréstimos e financiamentos	403	226	194	154	109
Valores a devolver de parcela A e outros itens finan	267	272	265	-	-
Impostos e contribuições a recolher	85	91	82	54	55
Impostos e contribuições sobre lucro a recolher	-	9	-	-	2
Encargos do consumidor	47	65	4	10	-
Contribuição de iluminação pública	49	53	53	48	20
Pesquisa e desenvolvimento de eficiência energétic	-	13	-	12	14
Participação nos lucros	-	-	-	-	5
Provisões para processos cíveis, fiscais e trabalhista	208	168	147	72	0
Outras contas a pagar	23	21	16	8	31
Não circulante	2.552	2.735	3.357	3.416	3.674
Empréstimos e financiamentos	1.779	2.249	2.690	2.682	2.673
Impostos e contribuições a recolher	195	24	180	180	10
Imposto de renda e contribuições social diferidos	145	229	242	277	281
Impostos e contribuições a recolher diferidos					168
Provisões para processos cíveis, fiscais e trabalhista	111	118	126	129	127
Pesquisa e desenvolvimento de eficiência energétic	42	46	48	51	52
Plano de aposentadoria e pensão	54	34	34	34	34
Outras contas a pagar	225	36	37	62	328
Patrimônio líquido	(1.034)	(1.031)	(403)	(388)	(349)
Capital social	735	735	1.281	1.284	1.285
Reservas de reavaliação	-	-	-	-	-
Reservas de lucros	-	-	-	93	-
Ajuste de avaliação patrimonial	(73)	-	(41)	(114)	(73)
Outros resultados abrangentes					(41)
Lucros (prejuízos) acumulados	(1.695)	(1.766)	(1.642)	(1.652)	(1.652)
Resultado do exercício					132
Total do passivo e patrimônio líquido	2.954	3.007	3.907	3.535	3.741

Comentário do Desempenho

BP INTESA REGULATÓRIO

Ativo (R\$ mil)	31/03/2018	30/06/2018	30/09/2018	31/12/2018	31/03/2019	30/06/2019	30/09/2019
Circulante	47	61	68	223	75	353	198
Caixa e equivalentes de caixa	26	37	45	191	48	328	171
Concessionárias e Permissionárias (Clientes)	19	22	20	19	20	17	19
Devedores diversos	1	1	3	10	7	8	8
Despesas antecipadas	0	0	0	3	-	-	-
Serviços em curso	1	1	-	-	-	-	-
Não circulante	472	471	480	476	499	496	508
Realizável a longo prazo	11	11	11	-	3	-	-
Cauções e depósitos vinculados	11	11	11	-	-	-	-
Permanente	460	461	469	476	496	496	508
Imobilizado	458	458	465	473	493	493	505
Intangível	2	2	4	3	3	3	3
Total do ativo	519	533	547	699	574	849	706

Passivo e patrimônio líquido (R\$ mil)	31/03/2018	30/06/2018	30/09/2018	31/12/2018	31/03/2019	30/06/2019	30/09/2019
Circulante	59	58	59	19	57	43	48
Fornecedores	4	3	4	4	23	22	22
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	1	1	1	1	1	1	1
Empréstimos e financiamentos	32	32	32	-	-	-	-
Encargos de dívidas	0	0	0	-	5	8	4
Debêntures				2	-	-	-
Impostos e contribuições sociais	7	7	6	7	8	8	14
Dividendos	11	11	11	-	16	-	-
Participação nos lucros	-			-			5
Outras contas a pagar	4	5	5	4	4	4	2
Não circulante	64	55	47	213	211	511	511
Empréstimos e financiamentos	50	42	34	-	-	-	-
Debêntures				200	198	498	499
Incentivos fiscais - ICMS	14	13	13	13	13	13	12
Patrimônio líquido	396	419	440	468	306	295	147
Capital social	170	189	189	189	189	189	19
Reservas de capital	59	59	59	59	76	76	-
Reservas de lucros	19	1	1	1	6	6	59
Reserva de retenção de lucros	130	130	130	130	11	(23)	-
Lucros acumulados	17	40	62	89	24	48	69
Total do passivo e patrimônio líquido	518	532	547	699	574	849	706

Comentário do Desempenho

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
Informações trimestrais em
30 de setembro de 2019

Notas explicativas às informações trimestrais

(Em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

1 Contexto operacional

A Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA ("Companhia"), sociedade anônima de capital aberto, com sede na cidade de Belém, no estado do Pará, controlada pela Equatorial Energia S.A., é a concessionária do serviço público de distribuição e atividades associadas ao serviço de energia elétrica naquele estado, podendo prestar serviços técnicos de sua especialidade na área de concessão que abrange todo o estado do Pará, com 1.247.689 km², atendendo, em 30 de setembro de 2019, 2.690.390 consumidores em 144 municípios, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. A Companhia possui suas ações negociadas unicamente no Mercado de Balcão Organizado da B3.

2 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Conforme Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 182/1998, assinado em 28 de julho de 1998, celebrado entre a ANEEL, a Companhia e o acionista controlador, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 28 de julho de 2028, podendo ser renovado por igual período a critério do poder concedente.

Por meio do Despacho nº 4.621, de 25 de novembro de 2014, a ANEEL aprovou modelo de aditivo aos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, cujo objetivo é garantir que os saldos remanescentes de ativos e passivos regulatórios relativos a valores financeiros a serem apurados com base nos regulamentos preestabelecidos pela ANEEL, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária comporão o valor da indenização a ser recebida pelo concessionário em eventual término da concessão, por qualquer motivo.

A Companhia, nos termos da legislação vigente, celebrou o referido aditivo em 10 de dezembro de 2014, com a aprovação de seu Conselho de Administração.

2.1 Contrato de comercialização de energia elétrica e potência nos sistemas isolados

Além do contrato de distribuição acima mencionado, a Companhia celebrou o Contrato de Comercialização de Energia Elétrica e Potência nos Sistemas Isolados - CCESI nº 01/2016 referente a 23 usinas Termelétricas - UTE, para geração de energia elétrica nos sistemas isolados. Após a licitação, modalidade de leilão (Leilão 02-2016 ANEEL), realizada pela ANEEL em abril de 2016, todas as usinas passaram a ser operadas pelo vencedor da licitação Consórcio Energia do Pará (CEPA) que desde fevereiro de 2017 tem a responsabilidade pela geração em todos os municípios que ainda não foram conectados ao Sistema Nacional Interligado (SIN), perdendo assim a validade do contrato 181/1998. Os prazos deste contrato, em sua maioria, são de 5 anos prorrogáveis por mais 12 meses.

O processo acima tornou o Consórcio Energia do Pará (CEPA) o novo PIE (Produtor Independente de Energia), cabendo a Companhia a distribuição de energia elétrica nos municípios supra mencionados e manterá o mecanismo de reembolso de despesas inerentes ao processo do sistema isolado de energia elétrica, conforme REN 801/2017.

A única usina que estava sob outorga da Companhia, a usina de Monte Dourado, onde havia capacidade total instalada de 6,88 MW foi conectada ao SIN em 28 de setembro de 2018.

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
Informações trimestrais em
30 de setembro de 2019

3 Base de preparação e apresentação das informações trimestrais

3.1 Declaração de conformidade

As informações trimestrais relativas ao período de nove meses findos em 30 de setembro de 2019 foram elaboradas e estão apresentadas de acordo com o CPC 21 (R1) – Demonstração Intermediária e com as normas internacionais e em conformidade com o *IAS 34 – Interim Financial Reporting*, emitido pelo *International Accounting Standards Board – IASB*, e também com base nas disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários – (“CVM”), aplicáveis à elaboração das informações Trimestrais – ITR.

Essas informações financeiras intermediárias foram elaboradas seguindo a base de preparação e políticas contábeis consistentes com aquelas adotadas na elaboração das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2018 e devem ser lidas em conjunto.

As informações de notas explicativas que não sofreram alterações significativas com comparação a 31 de dezembro de 2018 não foram apresentadas integralmente nestas informações trimestrais.

A emissão dessas informações trimestrais foi autorizada pelo Conselho de Administração em 12 de novembro de 2019.

Todas as informações relevantes próprias das informações trimestrais, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão.

4 Principais políticas contábeis

As informações trimestrais são apresentadas sem a repetição de determinadas notas explicativas previamente divulgadas, mas com a evidenciação das alterações relevantes ocorridas no período, se houver. As práticas contábeis utilizadas na preparação destas informações trimestrais são as mesmas adotadas na preparação das demonstrações financeiras anuais da Companhia, descritas nesta nota explicativa nº 4, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, exceto, as novas práticas contábeis adotadas conforme demonstrado na nota 4.1. Portanto, estas informações trimestrais devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras anuais da Companhia do exercício findo em 31 de dezembro de 2018, emitidas em 29 de março de 2019, que contemplam o conjunto completo das notas explicativas.

A Companhia adotou todos os pronunciamentos revisados e interpretações emitidas pelo CPC e IASB.

4.1 Principais mudanças nas políticas contábeis

4.1.1 IFRS 16 Leaser / CPC 06(R2) - Operações de Arrendamento Mercantil

O CPC 06 passou pela segunda revisão, na qual foram efetuadas as modificações trazidas pela IFRS 16, que substituiu o IAS 17.

A IFRS 16/CPC06 (R2) introduz um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários. Um arrendatário reconhece um ativo de direito de uso que representa o seu direito de utilizar o ativo arrendado e um passivo de arrendamento que representa a sua obrigação de efetuar pagamentos do arrendamento. Isenções estão disponíveis para arrendamentos de curto prazo e itens de baixo valor. A contabilidade do arrendador

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
Informações trimestrais em
30 de setembro de 2019

permanece semelhante à norma atual, isto é, os arrendadores continuam a classificar os arrendamentos em financeiros ou operacionais.

A Companhia aplicou inicialmente a IFRS 16/CPC 06(R2) em 1º de janeiro de 2019 usando a abordagem retrospectiva modificada. Sob essa abordagem, a informação comparativa não é exigida e o ativo de direito de uso é mensurado pelo mesmo valor do passivo de arrendamento. A Companhia analisou seus contratos de arrendamento operacional para identificar se eles continham ou não um arrendamento, de acordo com a IFRS 16/CPC 06(R2). A norma define que um contrato é ou contém um arrendamento se o mesmo transmite o direito de controlar o uso de um ativo identificado por um período de tempo, em troca de uma contraprestação. A Companhia aplicou a IFRS 16/CPC 06(R2) apenas para os contratos vigentes 1º de janeiro de 2019 e que foram previamente identificados como arrendamentos. Em conformidade com a IFRS 16/CPC 06(R2), a Companhia optou também por adotar as isenções de reconhecimento previstas na norma para arrendamentos de curto prazo, que são contratos com duração máxima de 12 meses e de baixo valor, cujo valor justo do ativo identificado arrendado seja inferior a US\$ 5 mil.

Foram identificados pela adoção da IFRS 16/CPC 06(R2) nos ativos e passivos da Companhia os seguintes arrendamentos operacionais:

- (a) Imóveis não residenciais para a instalação de agências e centros de distribuição; e
- (b) Veículos.

Adicionalmente, a IFRS 16/CPC 06(R2) substitui a despesa linear de arrendamento operacional pelo custo de depreciação de ativos objetos de direito de uso desses contratos e pela despesa de juros sobre as obrigações de arrendamento às taxas efetivas de captação vigentes à época da contratação dessas transações.

A Companhia adotou o IFRS 16/CPC 06(R2) - Arrendamentos a partir de 1º de janeiro de 2019, contudo com base na avaliação da Administração, não houve impactos significativos nos contratos de arrendamentos da Companhia.

4.1.2 ICPC 22 – Incerteza sobre tratamento de tributos sobre o lucro (IFRIC 23 – Uncertainty over Income TAX Treatments)

Esta interpretação esclarece como aplicar os requisitos de reconhecimento e mensuração do CPC 32 quando há incerteza sobre os tratamentos de tributo sobre o lucro. Nessa circunstância, a entidade deverá reconhecer e mensurar seu tributo corrente ou diferido ativo ou passivo, aplicando os requisitos do CPC 32 com base em lucro tributável (prejuízo fiscal), bases fiscais, prejuízos fiscais não utilizados, créditos fiscais não utilizados e alíquotas fiscais determinados, aplicando esta interpretação.

A Administração da Companhia conduziu análises dos tratamentos fiscais que poderiam gerar incertezas na apuração dos tributos sobre o lucro, assim como mensurá-los e reavaliar aqueles que potencialmente poderiam expor a Companhia à riscos materialmente prováveis de perda. A Administração da Companhia avaliou que as posições relevantes adotadas pela Companhia não sofreram alteração quanto ao julgamento da probabilidade de perdas geradas por eventuais questionamentos por parte das autoridades tributárias.

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

5 Caixa e equivalentes de caixa

	30/09/2019	31/12/2018
Caixa e bancos	62.147	48.651
Aplicações financeiras de curto prazo (i)	1.552.448	784.540
Total	1.614.595	833.191
Aplicações financeiras de curto prazo	30/09/2019	31/12/2018
CDB	128.713	69.495
Fundos de investimentos (ii)	1.423.735	715.045
Total	1.552.448	784.540

- (i) As aplicações financeiras de curto prazo referem-se, a renda fixa, lastreados a CDB - Certificados de Depósitos Bancários, de alta liquidez, contratados diretamente com as instituições financeiras que operam no Mercado Financeiro Nacional e possuem baixo risco de crédito. Tais aplicações estão disponíveis para utilização nas operações da Companhia, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor, ou seja, são ativos financeiros com liquidez imediata, logo são classificadas como caixa e equivalentes de caixa, conforme CPC 03 (R2).
- (ii) Os Fundos de Investimentos, que representam operações de baixo risco em instituições financeiras com classificação de risco acima de AA- e são compostos por diversos ativos visando melhor rentabilidade com o menor nível de risco, tais como: títulos de renda fixa, títulos públicos, operações compromissadas, debêntures, CDBs, entre outros, de acordo com a política de investimento da Companhia.

A carteira global é remunerada pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI), logo, a rentabilidade média ponderada da carteira no período findo em 30 de setembro de 2019 equivale a 99,35% a.a. (98,96% a.a em 31 de dezembro de 2018).

A Companhia adota a estratégia de aplicar seus recursos financeiros em fundos de investimento e ativos que possuem o objetivo de acompanhar as variações das taxas de juros praticadas no mercado de depósitos interbancários e classificados como caixa e equivalentes de caixa. A Companhia utiliza os fundos de investimentos na sua gestão diária de caixa.

6 Contas a receber de clientes**6.1 Composição dos saldos**

	30/09/2019	31/12/2018
Contas a receber de consumidores faturados (a)	884.967	963.760
Contas a receber de consumidores não faturados (b)	229.768	184.030
Parcelamentos (c)	1.229.268	1.179.629
Baixa renda e viva luz	30.719	29.816
Outros	87.373	94.762
Total	2.462.095	2.451.997
(-) Perdas esperadas para redução ao valor recuperável do contas a receber	(314.845)	(276.135)
Total contas a receber clientes	2.147.250	2.175.862
Circulante	1.600.739	1.604.098
Não circulante	546.511	571.764

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

- (a) Em relação ao Contas a receber de consumidores faturados, no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 tivemos um impacto grande no faturamento de bandeira (vermelha em vários meses) aumentando o contas a receber, em 30 de setembro de 2019, tivemos dois meses apenas com bandeira vermelha, em contra partida a Companhia vem aprimorando seu mecanismo de arrecadação, o que tem contribuído para reduzir o contas a receber;
- (b) Consiste na estimativa de energia fornecida e não faturada entre a data da última de leitura do medidor de consumo e o encerramento do mês de competência; e
- (c) Parcelamentos sobre faturas de energia elétrica, que podem ser efetuados com prazo de até 48 vezes. Os parcelamentos possuem juros de 1% a.m. O aumento da recuperação dos débitos pretéritos assim como o aumento da negociação do consumo não registrado geram um aumento temporário no contas a receber parcelado. A Companhia não exige com relação a contas a receber de clientes e outros recebíveis.

6.2 Perdas esperadas para redução ao valor recuperável do contas a receber

	31/12/2018	Provisões adições (*)	Reversões (baixas) (*)	30/09/2019
Contas a receber de consumidores faturados	57.486	118.425	(93.471)	82.440
Parcelamentos	210.344	34.142	(23.113)	221.373
Outras	8.305	19.867	(17.140)	11.032
Total	276.135	172.434	(133.724)	314.845

Informações adicionais sobre como a Companhia mensura a provisão para redução ao valor recuperável do contas a receber estão descritas na nota explicativa nº 29.5.

(*) A movimentação líquida de provisões e reversões do período no total de R\$ 38.710, acrescido do valor de perdas efetivas baixadas diretamente do contas a receber contra resultado no total de R\$ 57.095, totalizam o montante de R\$ 95.805 apresentado no resultado do exercício como Perdas esperadas para redução ao valor recuperável do contas a receber.

a. Contas a receber de consumidores faturados

30/09/2019				
	Saldos a vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total
Residencial	162.008	173.479	71.861	407.348
Industrial	58.016	9.035	35.239	102.290
Comercial	110.852	35.692	27.679	174.223
Rural	12.280	14.618	22.398	49.296
Poder público	49.606	27.147	22.340	99.093
Iluminação pública	7.289	3.687	10.026	21.002
Serviço público	14.740	7.819	9.156	31.715
Total fornecimento faturado	414.791	271.477	198.699	884.967

31/12/2018				
	Saldos a vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total
Residencial	182.665	172.620	95.663	450.948
Industrial	65.187	14.329	31.778	111.294
Comercial	117.406	41.326	31.204	189.936
Rural	12.154	13.970	23.545	49.669
Poder público	39.103	29.528	17.052	85.683
Iluminação pública	10.469	5.164	8.292	23.925
Serviço público	12.943	30.247	9.115	52.305
Total fornecimento faturado	439.927	307.184	216.649	963.760

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

b. Parcelamentos

30/09/2019				
	Saldos a vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total
Residencial	605.406	47.736	228.206	881.348
Industrial	24.367	2.062	18.139	44.568
Comercial	75.840	6.422	37.623	119.885
Rural	29.098	2.953	15.921	47.972
Poder público	60.785	2.705	5.453	68.943
Iluminação pública	12.691	333	598	13.622
Serviço público	48.403	1.696	2.831	52.930
Total do parcelamento	<u>856.590</u>	<u>63.907</u>	<u>308.771</u>	<u>1.229.268</u>
31/12/2018				
	Saldos a vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total
Residencial	655.298	53.036	152.301	860.635
Industrial	27.272	2.577	15.888	45.737
Comercial	84.519	7.806	26.277	118.602
Rural	31.402	3.285	10.283	44.970
Poder público	60.040	3.431	4.522	67.993
Iluminação pública	15.160	721	669	16.550
Serviço público	21.868	1.448	1.826	25.142
Total do parcelamento	<u>895.559</u>	<u>72.304</u>	<u>211.766</u>	<u>1.179.629</u>

7 Valores a receber (devolver) da parcela A e outros itens financeiros

A conta de Compensação dos Valores da Parcela A (CVA) é o mecanismo destinado a registrar as variações de custos relacionados à compra de energia e encargos regulatórios, ocorridas no período entre reajustes tarifários e/ou revisões periódicas, com a finalidade de permitir maior neutralidade no repasse destas variações para as tarifas, onde a concessionária contabiliza as variações destes custos como ativos e passivos regulatórios, conforme demonstrado a seguir:

	31/12/2018	Constituição	Baixa	Atualização	Amortização(d)	30/09/2019
Parcela A						
CDE - conta de desenvolvimento energético (a)	11.066	(37.997)	76	(654)	6.352	(21.157)
PROINFA - Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica	796	4.159	(34)	158	(1.378)	3.701
Rede básica	32.726	18.837	(4.832)	1.159	(24.678)	23.212
Compra de energia - CVA (b)	497.604	142.767	(18.389)	19.876	(301.887)	339.971
ESS - encargos do serviço do sistema (c)	<u>(184.040)</u>	<u>(19.496)</u>	<u>6.029</u>	<u>(7.213)</u>	<u>102.600</u>	<u>(102.120)</u>
	<u>358.152</u>	<u>108.270</u>	<u>(17.150)</u>	<u>13.326</u>	<u>(218.991)</u>	<u>243.607</u>
Itens financeiros						
Sob contratação de energia (d)	(61.769)	28.688	2.493	(1.585)	16.155	(16.018)
Neutralidade (e)	4.440	26.584	2.431	564	(10.339)	23.680
Ultrapassagem de demanda e reativo excedente (f)	(185.287)	(38.560)	-	(16.167)	8.433	(231.581)
Outros	<u>(99.195)</u>	<u>5.360</u>	<u>11.359</u>	<u>(4.372)</u>	<u>12.360</u>	<u>(74.488)</u>
	<u>(341.811)</u>	<u>22.072</u>	<u>16.283</u>	<u>(21.560)</u>	<u>26.609</u>	<u>(298.407)</u>
Total	<u>16.341</u>	<u>130.342</u>	<u>(867)</u>	<u>(8.234)</u>	<u>(192.382)</u>	<u>(54.800)</u>
Ativo (Passivo)						
Circulante	87.142					113.614
Não circulante	(70.801)					(168.414)

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
Informações trimestrais em
30 de setembro de 2019

- (a) Constituição passiva, devido os valores homologados pela ANEEL a título de revisão orçamentaria para 2019 terem reduzido as quotas de pagamento do encargo CDE energia o qual já estava sendo considerado na cobertura tarifária;
- (b) No período de nove meses findo em 30 de setembro de 2019, houve o aumento dos custos com o efeito disponibilidade e exposição financeira, resultantes dos custos repassados às distribuidoras para atendimento do mercado, afetado diretamente pelo acionamento de geração de energia térmica. Para exposição financeira, o aumento teve como fato as diferenças de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) entre os submercado norte, que manteve nesse trimestre o valor do PLD próximo ao mínimo. A movimentação da amortização dos ativos e passivos regulatórios estão diretamente relacionados com financeiros recebidos no reajuste ou revisão tarifária e as receitas decorrentes da venda de energia. No trimestre findo em 30 de setembro de 2019 o valor é decorrente ao reajusta tarifário;
- (c) O Encargo de Serviço do Sistema - ESS está relacionado ao pagamento de Usinas Térmicas despachadas e que operam com o preço de compra acima do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças). A medida de despachar essas térmicas é tomada pelo Operador Nacional do Sistema - ONS para garantir a segurança energética do sistema. Na revisão tarifária periódica da Companhia, o valor de previsão desse encargo concedido pela ANEEL foi maior que os custos efetivamente pagos, acrescido do recebimento de Receitas via Conta de Energia de Reserva, a CONER, o que no procedimento de modicidade tarifária resulta na recomposição via passivo regulatório. Com isso, em 30 de setembro de 2019, a conta de ESS realizou-se abaixo da cobertura tarifária, o que resultou em uma constituição passiva de R\$ 19.496. Até 30 de setembro de 2019, a distribuidora realizou pagamentos de energia de reserva na ordem de R\$ 25.101;
- (d) No período de nove meses findo em 30 de setembro de 2019, devido a quantidade contratada ser superior a energia requerida, o cenário apresenta uma venda de energia no mercado aberto, sendo em quantidade valorada ao PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) médio de R\$ 105,88 no período. Devido à venda no spot ocorrer em um PLD inferior ao PMIX (Tarifa média de cobertura tarifária) da distribuidora, o resultado deve ser a constituição do ativo de sobrecontratação;
- (e) A neutralidade dos encargos refere-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os respectivos valores contemplando no processo tarifário anterior, devidamente atualizadas pela taxa SELIC. Em 30 de setembro de 2019 foi constituído o montante de R\$ 26.584, influenciado diretamente pela queda no faturamento real em relação ao mercado de referência do reajuste, que são bases para apuração desse componente financeiro; e
- (f) A Resolução Normativa nº 414/2010 estabelece a obrigatoriedade na cobrança de demandas que excederem em mais de 5% os valores previamente contratados por ponto de conexão, sendo esta chamada "Ultrapassagem de Demanda". Além disso, também determina que seja aplicada cobrança sobre os montantes de energia reativa e demanda de potência reativa que infringirem o limite que resulte em fator de potência igual a 0,92, sendo chamado "Excedente de Reativos". O valor constituído para esse período ficou em torno de R\$ 38.560. O tratamento destas receitas adicionais auferida pelas distribuidoras é calculada conforme o Submódulo 2.1 do Procedimento de Regulação Tarifária - PRORET, onde também define: A partir da segunda revisão tarifária posterior ao terceiro Ciclo de Revisão Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica os valores devem ser subtraídos da Parcela B, proporcionalizados de acordo com o ciclo tarifário da empresa e corrigidos pela SELIC. Na Revisão de 2019, o montante subtraído da Parcela B foi em torno R\$ de 50.598.

Anualmente, no mês de agosto, a ANEEL apura o novo índice do reajuste tarifário da Companhia adequando suas despesas da Parcela A (custo não gerenciáveis, como compra de energia, encargos setoriais, encargos de transmissão). Através da Resolução Homologatória nº 2.558, de 06 de agosto de 2019, a ANEEL homologou o resultado da quinta Revisão Tarifária Periódica – RTP da Companhia, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, onde as novas tarifas entraram em vigor no dia 7 de agosto de 2019 com vigência até 6 de agosto de 2020.

Neste processo as CVA contabilizadas pela Companhia são validadas devendo ser feito a baixa das diferenças apuradas entre o valor apurado pela Companhia e o concedido pela ANEEL no mesmo período. A apuração das diferenças desses diversos pontos é chamada de efeito do reajuste na Companhia. As tarifas de aplicação da Companhia foram, reajustadas em 0,69% (11,75% no exercício de 2018), correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores/usuários/agentes supridos pela distribuidora.

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

8 Impostos a recuperar

Os saldos do circulante e não circulante em decorrência das retenções ou antecipações legais estão demonstrados conforme a seguir:

8.1 Impostos e contribuições a recuperar

	30/09/2019	31/12/2018
Circulante:		
ICMS a recuperar (CIAP) (a)	52.592	50.462
INSS	7.547	7.547
PIS e COFINS	17.212	15.424
Outros	14	17.212
Total circulante	<u>77.365</u>	<u>90.645</u>
Não circulante		
ICMS a recuperar (CIAP) (a)	72.602	64.244
Outros	2.439	2.427
Total não circulante	<u>75.041</u>	<u>66.671</u>
Totais impostos e contribuições a recuperar	<u>152.406</u>	<u>157.316</u>

- (a) A Companhia possui impostos a recuperar referentes a créditos de ICMS sobre aquisição de materiais destinados ao investimento, apropriados à proporção de 1/48 avos.

9 Outros créditos a receber

	30/09/2019	31/12/2018
Circulante		
Valores a recuperar de empregados	2.326	1.120
Adiantamento a fornecedores -PROINFA	6.044	6.044
Alienação de bens e direitos	996	1.001
Crédito ressarcimento de energia	2.294	3.246
Créditos em conta de energia elétrica	187	175
Despesas pagas antecipadamente	383	722
Arrecadação de convênios	286	304
Neutralidade PIS/COFINS (a)	76.023	73.655
Subvenção descontos tarifários (b)	54.468	47.939
Outros créditos a receber (c)	37.225	14.861
Total circulante	<u>180.232</u>	<u>149.067</u>
Não circulante		
Valores a liberar (d)	16.287	16.287
Neutralidade PIS/COFINS (a)	-	91.480
Outros créditos a receber	3.810	4.687
Total não circulante	<u>20.097</u>	<u>112.454</u>
Total outros créditos a receber	<u>200.329</u>	<u>261.521</u>

- (a) Corresponde a saldo de crédito de PIS/COFINS decorrente do mecanismo de neutralidade, necessários para manter o equilíbrio financeiro dos referidos tributos, conforme estabelecido em Nota Técnica nº 115/2005-SFF/SRE/ANEEL, originário das diferenças da alíquota efetiva apurada no mês de referência e o efetivamente arrecado, e a crédito extemporâneo da mesma natureza;

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

- (b) Nos termos do inciso VII do artigo 13º da Lei nº 10.438/2002, e conforme dispõe o Decreto nº 7.891/2013, a CDE (Conta de Desenvolvimento Energético), além de suas demais finalidades, deve custear descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos: geradores, consumidores de fonte incentivada e serviço de irrigação. Para definição dos valores mensais dos subsídios a serem repassados, a Superintendência de Gestão Tarifária - SGT deve utilizar o mercado considerado no período de referência deste processo tarifário. O saldo da conta é composto do ajuste entre os valores homologados no processo tarifário do ano anterior e os realizados no ano vigente, bem como da provisão do valor do subsídio para o período de vigência das tarifas de que trata a Resolução Homologatória Nº 2.588, de 6 de Agosto de 2019. O saldo do ano vigente somente será realizado no próximo reajuste(setembro de 2020) e os ajuste, são realizados mensalmente até findarem em Agosto de 2020;
- (c) Em 30 de setembro 2019, o montante é composto pelas seguintes operações: i) R\$ 8.992 de uso mútuo de poste, que é o compartilhamento da infraestrutura da disponibilidade de energia elétrica; ii) R\$ 4.239 refere-se a incorporação de rede, participação financeira de obras conforme Resolução 223/229/414 - ANEEL; iii) R\$ 10.050 de energia de curto prazo; iv) R\$ 6.553 encargo de uso da rede e v) R\$ 7.394 outros valores diversos a receber; e
- (d) Refere-se ao saldo de valores a liberar com o Banco Daycoval no montante de R\$ 16.287, bloqueado em decorrência, dos contratos de financiamento repactuados através do Plano de Recuperação Judicial.

10 Partes relacionadas

Os principais saldos de ativos e passivos em 30 de setembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018, assim como as transações que influenciaram o resultado do período, relativas a operações com partes relacionadas, decorrem de transações da Companhia com sua controladora, acionistas e suas partes relacionadas, profissionais-chaves da Administração (Presidente e Diretores) e outras partes relacionadas, conforme Deliberação CVM nº 560, de 11 de dezembro de 2008, que aprovou o CPC 05 (R1) / IAS 24 - Divulgação sobre Partes Relacionadas estão demonstradas conforme a seguir:

Companhias	Natureza da operação	30/09/2019			31/12/2018		30/09/2018
		Ativo	Passivo	Resultado/ Despesa	Ativo	Passivo	Resultado/ Despesa
Eletrobrás	Empréstimo	-	(29.044)	1.678			
EQTPREV	Equacionamento de déficit	-	(6.177)	252	-	-	-
	Previdência privada	207	-	2.531			
Geradora de energia do norte	Compra de energia elétrica	-	-	2.280	-	-	-
55 Soluções	Prestação de serviço	-	(58)	58.361	-	-	-
SP01	Contrato de compartilhamento	25	-	-	-	-	-
SP02	Contrato de compartilhamento	27	-	-	32	-	-
SP03	Contrato de compartilhamento	31	-	-	37	-	-
SP04	Contrato de compartilhamento	60	-	-	67	-	-
SP05	Contrato de compartilhamento	25	-	-	30	-	-
SP06	Contrato de compartilhamento	29	-	-	34	-	-
SP07	Contrato de compartilhamento	24	-	-	29	-	-
SP08	Contrato de compartilhamento	38	-	-	45	-	-
Equatorial Energia (a)	Cessão de crédito RJ	-	(9.447)	471		(9.144)	412
Equatorial Maranhão	Contrato de compartilhamento	2.662	(5.746)	-	5.555	(7.245)	-

- (a) Valores provenientes da aquisição direta ou indireta dos créditos constantes no Plano de Recuperação Judicial da Companhia.

Remuneração de pessoal-chave da Administração

O pessoal-chave da Administração inclui os Conselheiros de Administração, o Presidente e os Diretores. A remuneração anual total foi fixada em até R\$ 12.000, conforme Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 29 de abril de 2019.

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

Proporção de cada elemento na remuneração total, referente ao período de 30 de setembro de 2019 paga pela Companhia:

	Conselho de Administração	%	Diretoria Estatutária	%	Total
Números de membros	5		9		14
Remuneração fixa anual	154	100%	3.488	51%	3.642
Salário ou Pró-labore	154		2.294	33%	2.448
Benefícios diretos e indiretos	-		1.194	18%	1.194
Remuneração variável	-	0%	3.312	48%	3.312
Bônus	-		3.312	48%	3.312
Benefícios pós emprego	-		94	1%	94
Valor total da remuneração por órgão	154	100%	6.894	100%	7.048

11 Ativo financeiro da concessão

Refere-se à parcela dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente decorrente da aplicação das Interpretações Técnicas ICPC 01(R1)/IFRS 12 - Contratos de Concessão e ICPC 17/CPC 27 - Contrato de Concessão: Evidenciação, e da Orientação Técnica OCPC 05 - Contratos de Concessão. Essa parcela de infraestrutura classificada como ativo financeiro é remunerada por meio do denominado WACC regulatório, que consiste na remuneração do investimento e que é cobrada mensalmente na tarifa dos clientes.

A indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

A movimentação dos saldos referentes ao ativo financeiro da concessão está conforme a seguir demonstrada:

	31/12/2018	Atualização do ativo financeiro (a)	Capitalização/ Transferência	30/09/2019
Ativo financeiro	3.345.121	79.779	464.637	3.889.537
Obrigações especiais (b)	(1.084.281)	(8.048)	78.694	(1.013.635)
Total ativo financeiro da concessão	2.260.840	71.731	543.331	2.875.902

A concessão da Companhia não é onerosa, desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao poder concedente.

- (a) Visando a melhor estimativa da indenização ao final da concessão, o valor justo do ativo financeiro é revisado mensalmente, considerando a atualização de 100% do IPCA, por ser este um dos principais critérios de atualização anual utilizada pelo regulador nos processos de reajuste tarifário;
- (b) Representam substancialmente recursos da União Federal, dos Estados e dos Municípios e pela participação de consumidores, vinculados à realização de investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica. As obrigações especiais são calculadas com base na participação da fonte de recurso, a saber: i) Os recursos da União são calculados pelo percentual estabelecido no contrato; e ii) Os demais recursos se enquadram na resolução 414/2010 da ANEEL.

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

12 Intangível

O ativo intangível está constituído conforme a seguir demonstrado:

30/09/2019					
	Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	Custo	Amortização	(-) Obrigações vinculadas à Concessão	Valor líquido
Em serviço	4.49%	5.968.774	(2.992.692)	(945.883)	2.030.199
Total		5.968.774	(2.992.692)	(945.883)	2.030.199
31/12/2018					
	Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	Custo	Amortização	(-) Obrigações vinculadas à Concessão	Valor líquido
Em serviço	4,50%	5.753.595	(2.745.888)	(1.091.174)	1.916.533
Total		5.753.595	(2.745.888)	(1.091.174)	1.916.533

O ativo intangível é composto pelo direito de uso dos bens vinculados ao contrato de serviço de concessão amortizáveis até julho de 2028, conforme ICPC 01 (R1). Com a adoção da ICPC 01 (R1), o valor de amortizações de ativos fixos tangíveis das concessões e os correspondentes subsídios foram reclassificados para a rubrica de Amortização de Intangíveis das Concessões – ICPC 01 (R1).

Movimentação do ativo intangível

	31/12/2018	Adições	Outros	Baixas	Capitalização/ transferência (a)	30/09/2019
Em serviço	5.753.595	-	-	(110.083)	325.262	5.968.774
(-) Amortização	(2.745.888)	(288.050)	-	41.246	-	(2.992.692)
Total em serviço	3.007.707	(288.050)	-	(68.837)	325.262	2.976.082
Obrigações especiais (b)	(1.756.801)	(11.327)	95.230	-	(22.041)	(1.694.939)
(-) Amortização	665.627	83.429	-	-	-	749.056
Total em obrigações especiais	(1.091.174)	72.102	95.230	-	(22.041)	(945.883)
Total	1.916.533	(215.948)	95.230	(68.837)	303.221	2.030.199

- (a) Capitalizações correspondem às transferências do intangível em curso para o intangível em serviço e ativo financeiro da concessão. De acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, 6.3.19 Juros sobre Obras em Andamento - JOA, para os financiamentos contraídos, os valores de juros, variações monetárias e as variações cambiais incorridos até o ativo iniciar suas atividades devem fazer parte do custo histórico do ativo, sendo que esses custos somente poderão ser ativados limitado ao WACC regulatório de R\$ 252.841 sobre a taxa de 8,09% no período

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

em 30 de setembro de 2019(ou incorrido se for menor que WACC regulatório). No período findo em 30 de setembro de 2019 o valor do JOA foi de R\$ 3.999 (R\$ 13.306 em 31 de dezembro de 2018); e

- (b) Obrigações especiais representam substancialmente recursos da União Federal, dos Estados e dos Municípios e pela participação de consumidores, vinculados à realização de investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica.

13 Ativos contratuais

O ativo contratual (infraestrutura em construção) é o direito à contraprestação em troca de bens ou serviços transferidos ao cliente. Conforme determinado pelo CPC 47 - Receita de contrato com cliente, os bens vinculados à concessão em construção, registrados sob o escopo do ICPC 01 (R1) - Contratos da Concessão, devem ser classificados como ativo contratual (infraestrutura em construção) pois a Companhia terá o direito de (i) cobrar pelos serviços prestados aos consumidores dos serviços públicos ou (ii) receber dinheiro ou outro ativo financeiro, pela reversão da infraestrutura do serviço público, apenas após a transferência dos bens em construção (ativo contratual) para intangível da concessão.

O ativo contratual (infraestrutura em construção) é reconhecido inicialmente pelo valor justo na data de sua aquisição ou construção, o qual inclui custos de empréstimos capitalizados.

O ativo de contrato está constituído conforme a seguir demonstrado:

	30/09/2019			31/12/2018		
	Custo	(-) Obrigações vinculadas à Concessão	Valor líquido	Custo	(-) Obrigações vinculadas à Concessão	Valor líquido
Ativo contratual	647.619	(284.728)	362.891	879.628	(228.602)	651.026
Total	647.619	(284.728)	362.891	879.628	(228.602)	651.026

Movimentação do ativo de contrato

	31/12/2018	Adições	Capitalização/transferência (a)	30/09/2019
Ativo contratual	879.628	557.891	(789.900)	647.619
Obrigações especiais (b)	(228.602)	(44.043)	(12.083)	(284.728)
Total	651.026	513.848	(801.983)	362.891

- (a) Vide nota explicativa nº 11 (a);

- (b) Vide nota explicativa nº 11 (b).

A Companhia avaliou o impacto e concluiu como baixo o risco de não recebimento e perda associada, pois os mesmos serão remunerados, a partir da entrada em serviço, (i) por meio do incremento da tarifa cobrada dos clientes, através dos ciclos de Revisão Tarifária Periódica, compondo a receita de tarifa faturada aos consumidores, ou ainda (ii) pelo direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. Dessa forma, nenhuma perda esperada para redução ao valor recuperável foi registrada no período findo em 30 de setembro de 2019 e para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018. Os valores dos bens em construção estão sujeitos a fiscalização da ANEEL.

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

14 Fornecedores

	30/09/2019	31/12/2018
Suprimento de energia elétrica (a)	366.187	312.443
Encargos de uso da rede elétrica	12.572	12.281
Materiais e serviços	201.745	242.800
Total fornecedores	580.504	567.524

- (a) Em 30 de setembro de 2019, houve o aumento dos custos da operação com efeito na disponibilidade, exposição financeira e risco hidrológico resultantes dos custos repassados às distribuidoras para atendimento do mercado. As despesas com os contratos de energia tiveram preço médio maior em relação a dezembro de 2018, de R\$ 160,15 em 2018 e 2019 de R\$ 185,85 em virtude de uma maior despesa com a parcela variável das térmicas.

15 Empréstimos e financiamentos

			30/09/2019		
			Principal e encargos		
	Custo médio da dívida (% a.a.)	Garantia	Circulante	Não circulante	Total
Moeda estrangeira (USD)					
CCBI Citibank	6,89%	-	5.812	1.001.869	1.007.681
Total moeda estrangeira USD			5.812	1.001.869	1.007.681
Moeda nacional					
Eletrobras	6,91%	Recebíveis	8.055	20.989	29.044
IBM	7,30%	Aval	139	-	139
BNDES	8,12%	Aval + Aplicação	1.393	761.148	762.541
Caixa Econômica Federal	6,00%	Aval + Aplicação	7.824	56.308	64.132
Santander	7,23%	-	3.512	200.000	203.512
Subtotal			20.923	1.038.445	1.059.368
(-) Custo de captação			(82)	(616)	(698)
Total moeda nacional			20.841	1.037.829	1.058.670
Total empréstimos e financiamentos			26.653	2.039.698	2.066.351

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

			31/12/2018		
			Principal e encargos		
Moeda estrangeira (USD)	Custo médio da dívida (% a.a.)	Garantia	Circulante	Não circulante	Total
CCBI Citibank	7,39%		7.101	1.062.420	1.069.521
Total moeda estrangeira			7.101	1.062.420	1.069.521
Moeda nacional					
Eletrobras	6,90%	Recebíveis	8.932	27.030	35.962
IBM	7,06%	Aval do Controlador	1.138	-	1.138
		Aval do Controlador +			
Caixa	6,00%	Recebíveis + Aplicação	6.410	61.963	68.373
Santander	7,43%		7.302	200.000	207.302
Subtotal			23.782	288.993	312.775
(-) Custo de captação			-	(1)	(1)
Total moeda nacional			23.782	288.992	312.774
Total empréstimos e financiamentos			30.883	1.351.412	1.382.295

Em 30 de setembro de 2019 os valores em empréstimos e financiamentos possuem um custo médio de 7,32% a.a., equivalente a 117,1% do CDI, considerando no custo da dívida do Citibank, o custo da ponta passiva do SWAP em CDI + spread (7,31% a.a., equivalente a 113,4% do CDI, em 31 de dezembro de 2018).

Cronograma de amortização da dívida

Em 30 de setembro de 2019 as parcelas relativas ao principal dos empréstimos e financiamentos apresentavam os seguintes vencimentos:

30/09/2019		
Vencimento	Valor	%
Circulante	26.653	1%
2020	3.912	0%
2021	637.072	31%
2022	532.815	26%
2023	385.289	19%
Após 2023	481.226	23%
Subtotal	2.040.314	99%
(-) Custo de captação	(616)	0%
Não circulante	2.039.698	99%
Total	2.066.351	100%

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

A movimentação da conta de empréstimos e financiamentos está conforme a seguir demonstrada:

	Moeda nacional		Moeda estrangeira (USD)		Total
	Passivo circulante	Passivo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	
Saldos em 31 de dezembro de 2018	23.782	288.992	7.101	1.062.420	1.382.295
Ingressos	-	751.000	-	542.500	1.293.500
Encargos	29.433	354	33.683	-	63.470
Variação monetária e cambial	421	10.188	132.816	(62.117)	81.308
Transferências	11.994	(11.994)	540.934	(540.934)	-
Amortizações de principal	(12.875)	-	(673.750)	-	(686.625)
(-) Pagamentos de juros	(31.929)	-	(34.972)	-	(66.901)
Custo de captação	15	(711)	-	-	(696)
Saldos em 30 de setembro de 2019	<u>20.841</u>	<u>1.037.829</u>	<u>5.812</u>	<u>1.001.869</u>	<u>2.066.351</u>

Covenants e garantias dos empréstimos e financiamentos

Os empréstimos e financiamentos contratados pela Companhia possuem garantias financeiras (real e fidejussória) e *covenants* e cujo não cumprimento durante o período de apuração, poderá acarretar o vencimento antecipado dos contratos. No período findo em 30 de setembro de 2019, a Companhia manteve-se dentro dos limites estipulados nos contratos com o BNDES, Citibank e Santander.

16 Debêntures

A movimentação das debêntures do período está conforme a seguir demonstrada:

	Passivo circulante	Passivo não circulante	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2018	126.449	1.452.522	1.578.971
Encargos	85.377	-	85.377
Transferências	47.237	(47.237)	-
Pagamento de juros	(50.992)	-	(50.992)
Variação monetária	6.728	11.822	18.550
Amortização do principal	(110.952)	-	(110.952)
Custo de captação	4.223	-	4.223
Saldos em 30 de setembro de 2019	<u>108.070</u>	<u>1.417.107</u>	<u>1.525.177</u>

Primeira emissão de debêntures

Em 25 de julho de 2016, a Companhia realizou a Primeira Emissão de Debêntures, cuja distribuição foi encerrada em 5 de agosto de 2016, sendo uma emissão privada de debêntures simples, não conversíveis em ações, com garantia real e adicional fidejussória da Controladora Equatorial Energia S.A., em série única, no montante total de R\$ 100.000, com vencimento em maio/2020 e destinou-se prioritariamente para aumento do capital de giro da Companhia.

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
Informações trimestrais em
30 de setembro de 2019

Debêntures contratada com taxa equivalente à IPCA + 9,0% a.a., com amortização de 50% em 30 de maio de 2019 e 50% em 30 de maio de 2020. Em 19 de julho de 2019, foi realizada a liquidação total antecipada desta operação.

Segunda emissão de debêntures

Em 13 de outubro de 2016, a Companhia realizou a Segunda Emissão de Debêntures, cuja distribuição foi encerrada em 1 de dezembro de 2016, sendo uma emissão privada de debêntures simples, não conversíveis em ações, com garantia real e adicional fidejussória da Controladora Equatorial Energia S.A., dividida em duas séries, sendo a primeira série no montante total de R\$ 60.000 e a segunda série no montante total de R\$ 23.000, ambas com vencimento em janeiro/2024 destinando-se prioritariamente para aumento do capital de giro da Companhia. Custo de contratação da primeira série é IPCA + 8,04% a.a. e da segunda série é IPCA + 7% a.a., com amortização em três parcelas iguais a partir de 15 de janeiro de 2022. Em 30 de setembro de 2019, o saldo remanescente é de R\$ 93.767, com taxa efetiva de 11,00% a.a. (R\$ 94.910 com taxa de 12,12% a.a. em 31 de dezembro de 2018).

Terceira emissão de debêntures

Em 11 de novembro de 2016, a Companhia realizou a Terceira Emissão de Debêntures, cuja distribuição foi encerrada em 26 de dezembro de 2016, sendo uma emissão de debêntures incentivada, simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória da Controladora Equatorial Energia S.A. no montante de R\$ 300.000, dividido em duas séries de R\$ 199.069 e R\$ 100.931, com vencimento em dezembro/2021 e dezembro/2023 respectivamente, destinaram-se prioritariamente para implementação do programa de investimentos da Companhia. Contrato ao custo de IPCA + 6,70% a.a. para a 1ª série e, IPCA + 6,87% a.a. para 2ª série. Em 30 de setembro de 2019, o saldo remanescente é de R\$ 353.487, com taxa efetiva de 9,96% a.a. (R\$ 321.013 com taxa de 11,08% a.a. em 31 de dezembro de 2018).

Quarta emissão de debêntures

Em 5 de dezembro de 2016, a Companhia realizou a Quarta Emissão de Debêntures, cuja distribuição foi encerrada em 28 de dezembro de 2016, sendo uma emissão privada de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória da Controladora Equatorial Energia S.A., em série única, no montante total de R\$ 500.000, com vencimento em dezembro/2019 e destinou-se prioritariamente para aumento do capital de giro da Companhia. Em 18 de maio de 2018, a Companhia realizou a aquisição facultativa de R\$ 443.500 Debêntures (R\$ 457.351, incluindo a remuneração aplicável) transferindo esses debenturistas para a 2ª série da 5ª Emissão de Debêntures da Companhia. Em 30 de setembro de 2019, o saldo remanescente é de R\$ 57.645, com taxa efetiva de 7,25% a.a. (R\$ 56.645 com taxa 7,45% a.a. em 31 de dezembro de 2018).

Quinta emissão de debêntures

Em 25 de abril de 2018, a Companhia realizou a Quinta Emissão de Debêntures, cuja distribuição foi encerrada em 18 de maio de 2018, sendo uma emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, no montante de R\$ 1.000.000, dividido em duas séries de R\$ 543.033 e R\$ 456.967, sendo o público alvo da segunda série os titulares da 4ª emissão da Companhia. As duas séries têm vencimento em abril/2023, destinou-se à gestão ordinária dos negócios da Emissora, com o objetivo de cobrir necessidades de capital de giro. Contrato ao custo de CDI + 1,10% a.a. para a 1ª série e, CDI + 1,30% a.a. para 2ª série. Em 30 de setembro de 2019, o saldo remanescente é de R\$ 1.031.789, com taxa efetiva de 7,52% a.a.,

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

com taxa efetiva de 7,52% a.a. (R\$ 1.012.982 com taxa 7,66% a.a. em 31 de dezembro de 2018).

Cronograma de amortização da dívida

As parcelas relativas às debêntures e os seus vencimentos estão programados conforme descrito a seguir:

	30/09/2019	
Vencimento	Valor	%
Circulante	108.070	7%
2021	222.818	15%
2022	28.824	2%
2023	1.143.017	75%
Após 2023	30.044	2%
Não circulante	1.424.703	93%
Custo de captação - Não circulante	(7.596)	0%
Total não circulante	1.417.107	93%
Total	1.525.177	100%

Covenants

As debêntures contratadas pela Companhia possuem *covenants* e garantias financeiras (quirografárias), cujo não cumprimento durante o período de apuração, poderá acarretar o vencimento antecipado dos contratos. No período findo em 30 de setembro de 2019, a Companhia manteve-se dentro dos limites estipulados nos contratos.

Covenants debêntures

1º Dívida líquida/EBITDA ajustado: <3,5
 2º EBITDA/Despesa financeira líquida: >2

2ª debêntures

2,4
 8,2

Covenants debêntures

1º Dívida líquida/EBITDA ajustado: <3,5
 2º EBITDA/Despesa financeira líquida: >=1,5

3ª debêntures

2,2
 8,8

4ª debêntures

2,3
 8,8

Covenants debêntures

1º Dívida líquida/EBITDA ajustado : < 4

5ª debêntures

2,3

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

17 Impostos a recolher**17.1 Impostos e contribuições a recolher**

	30/09/2019	31/12/2018
Circulante		
ICMS	315.916	327.282
ICMS parcelamento (a)	11.350	3.058
PIS e COFINS	38.871	41.504
Encargos sociais e outros	4.068	5.633
ISSQN (b)	5.540	6.841
Total circulante	375.745	384.318
Não circulante		
ICMS parcelamento (a)	60.837	35.418
Total não circulante	60.837	35.418
Total impostos e contribuições a recolher	436.582	419.736

- (a) A Companhia possui parcelamentos concedidos pela Secretaria Executiva de Estado da Fazenda do Estado do Pará, originário de débitos do ICMS corrente, onde sua variação deve-se adesão de um novo parcelamento de ICMS no mês de fevereiro de 2019, sendo sua última parcela em 31 de janeiro de 2024, e para os demais parcelamentos sua liquidação será em 31 de julho de 2031. O referido saldo é corrigido pelo Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC mais 1% de juros; e
- (b) Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza - Os valores registrados são referentes a ISSQN retidos de terceiros e provisão de ISSQN sobre serviços taxados.

Cronograma de pagamento ICMS parcelado

	30/09/2019	
	Valor	%
Circulante	11.350	16%
2020	10.137	14%
2021	10.137	14%
2022	10.137	14%
2023	10.137	14%
Após 2024	20.289	28%
Não circulante	60.837	84%
Total ICMS parcelamento	72.187	100%

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

18 Imposto de renda e contribuição social diferidos

A Companhia reconheceu imposto de renda e contribuição social diferidos sobre diferenças temporárias, e, imposto de renda sobre prejuízos fiscais e contribuição social sobre o lucro líquido sobre base negativa, considerando as suas projeções de lucro tributável.

Os créditos fiscais diferidos sobre prejuízos fiscais não possuem prazo de prescrição e os seus efeitos financeiros ocorrerão no momento da sua realização. O imposto de renda é calculado à alíquota de 25%, considerando o adicional de 10% e a contribuição social foi constituída à alíquota de 9%.

Dessa forma, os referidos créditos fiscais líquidos estão contabilizados no passivo não circulante, sendo observado o limite de 30% para compensação anual com lucros tributáveis, conforme determinação do CPC 32 - Tributos sobre o lucro.

18.1 Composição dos créditos e débitos de imposto de renda e contribuição social diferidos**(i) Composição dos tributos diferidos**

	30/09/2019	31/12/2018
IRPJ prejuízos fiscais e CSLL sobre base negativa	129.170	154.864
IRPJ e CSLL sobre diferenças temporárias	(240.719)	(193.471)
IRPJ e CSLL sobre reserva de reavaliação (a)	(50.719)	(57.579)
	<u>(162.268)</u>	<u>(96.186)</u>
Total tributos diferidos passivo		

- (a) Em 30 de setembro de 2019 a Companhia apresentava impostos diferidos sobre reserva de reavaliação no montante de R\$ 50.719 (31 de dezembro de 2018 apresenta o montante de R\$ 57.579), cuja redução justifica-se pela realização da amortização.

Movimentação dos tributos diferidos

Saldo em 31/12/2018	(96.186)
Tributos diferidos reconhecidos no resultado do período	(66.082)
IRPJ prejuízos fiscais	(25.694)
IRPJ e CSLL sobre reserva de reavaliação	6.860
Contingências	(2.231)
PCLD	919
AVP-Ajuste a valor presente	(21.734)
VNR	2.736
Swap	(22.283)
Provisão para participação nos lucros	(2.451)
Outras	(2.204)
Saldo em 30/09/2019	(162.268)

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

(ii) Composição do IRPJ e da CSLL sobre diferenças temporárias

	30/09/2019	31/12/2018
Provisão para contingências	33.834	36.066
Provisão para redução ao valor recuperável do contas a receber	144.191	143.272
Provisão para participação nos lucros	11.149	13.601
Depreciação acelerada	(148.436)	(148.436)
Provisão fundo de pensão	14.872	14.872
Custo de captação, AVP e atualização do ativo financeiro	(210.738)	(191.741)
SWAP	(65.644)	(43.362)
Outras despesas não dedutíveis	(19.947)	(17.743)
	<u>(240.719)</u>	<u>(193.471)</u>
Total diferenças temporárias		

18.2 Expectativa de recuperação – Prejuízo fiscal e base negativa

Com base nos estudos técnicos de viabilidade, a Administração estima que a realização dos créditos fiscais possa ser feita até 2021, conforme demonstrado abaixo:

Expectativa de realização	R\$
Impostos diferidos a realizar a 2019	45.360
Impostos diferidos a realizar a 2020	76.249
Impostos diferidos a realizar a 2021	33.255
= Estudo técnico anual examinado pelo Conselho Fiscal (*)	154.864
(-) Impostos diferidos realizados durante o 3º trimestre de 2019	(25.694)
= Saldo a realizar de impostos diferidos em 30 de setembro de 2019	<u>129.170</u>

Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia apresentava o valor de R\$ 154.864, o qual foi utilizado R\$ 25.694 no período de janeiro a setembro de 2019 de imposto de renda diferido sobre prejuízo fiscais e base negativa, apresentando saldo de R\$ 129.170 a realizar de impostos diferidos, no período findo em 30 de setembro de 2019, pois está realizando o benefício fiscal SUDAM de redução de 75% do IRPJ cuja vigência é até 2027.

O estudo técnico de viabilidade, que inclui a recuperação dos impostos diferidos, é revisado anualmente, foi elaborado pela Companhia, deve ser examinado pelo Conselho Fiscal e aprovado pelos órgãos de Administração da Companhia em 29 de março de 2019 referente aos saldos em aberto em 31 de dezembro de 2018.

(*) Informações examinadas pelo Conselho Fiscal e aprovadas pelos órgãos de administração da Companhia anualmente.

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

18.3 Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

A conciliação da despesa calculada pela aplicação das alíquotas fiscais e da despesa do Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social Sobre Lucro Líquido (CSLL) debitada em resultado, nos períodos de 30 de setembro de 2019 e de 30 de setembro de 2018, está demonstrada conforme a seguir:

	30/09/2019		30/09/2018	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro contábil antes do imposto de renda (IRPJ) e da contribuição social (CSLL)	357.053	357.053	227.505	227.505
Alíquota fiscal	25%	9%	25%	9%
Pela alíquota fiscal	89.263	32.135	56.876	20.475
Adições:				
Provisão para contingências	77.546	27.916	30.948	11.141
Provisão para redução ao valor recuperável do contas a receber	108.256	38.972	157.542	56.715
Ajuste a valor presente	3.964	1.427	7.061	2.542
Variação de SWAP	76.660	27.597	255.777	92.080
IRPJ/CSLL sobre reserva de reavaliação	5.044	1.816	5.273	1.898
Provisão para fundo de pensão	32.805	11.810	10.804	3.889
Provisão para participação nos lucros	22.667	8.160	8.137	2.929
Custo de Captação, AVP e atualização do ativo financeiro	2.012	724	12.376	4.455
Outras provisões	1.882	685	13.344	4.805
	<u>330.836</u>	<u>119.107</u>	<u>501.262</u>	<u>180.454</u>
Exclusões:				
Provisão para contingências	(79.186)	(28.507)	(29.911)	(10.768)
Provisão para redução ao valor recuperável do contas a receber	(107.581)	(38.729)	(141.489)	(50.936)
Ajuste a valor presente	(19.945)	(7.180)	-	-
Variação de SWAP	(93.043)	(33.496)	(288.293)	(103.785)
Provisão para fundo de pensão	(32.805)	(11.810)	(10.804)	(3.889)
Provisão para participação nos lucros	(24.469)	(8.809)	(7.886)	(2.839)
Custo de Captação, AVP e atualização do ativo financeiro	-	-	(24.826)	(8.938)
Depreciação acelerada	-	-	(12.214)	-
Outras provisões	-	-	(12.832)	(4.756)
	<u>(357.029)</u>	<u>(128.531)</u>	<u>(528.255)</u>	<u>(185.911)</u>
IRPJ e CSLL	<u>63.070</u>	<u>22.711</u>	<u>29.883</u>	<u>15.018</u>
Compensação base negativa de CSLL	<u>(18.927)</u>	<u>(6.766)</u>	<u>-</u>	<u>(4.546)</u>
Incentivo PAT	<u>(957)</u>	<u>-</u>	<u>(717)</u>	<u>-</u>
Incentivo prorrogação licença maternidade	<u>(62)</u>	<u>-</u>	<u>(46)</u>	<u>-</u>
IRPJ e CSLL no resultado do período	<u>43.124</u>	<u>15.945</u>	<u>29.120</u>	<u>10.472</u>
Alíquota efetiva (excluindo IRPJ/CSLL diferidos)	<u>12%</u>	<u>4%</u>	<u>12,80%</u>	<u>4,60%</u>
Ativo/Passivo fiscal diferido	48.474	17.459	27.807	5.816
(-) IRPJ subvenção governamental	<u>(46.808)</u>	<u>-</u>	<u>(29.120)</u>	<u>-</u>
IRPJ e CSLL no resultado do período	<u>44.790</u>	<u>33.404</u>	<u>27.807</u>	<u>16.288</u>
Alíquota efetiva com ativo fiscal diferido	<u>13%</u>	<u>9%</u>	<u>12%</u>	<u>7%</u>

Em 30 de setembro de 2019, o valor do imposto de renda calculado sobre o lucro de exploração foi de R\$ 49.963 (R\$ 38.827 em 30 de setembro de 2018).

19 Provisão para processos cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórios

A Companhia é parte (polo passivo) em ações judiciais e processos administrativos perante tribunais e órgãos governamentais, decorrentes do curso normal das suas operações, envolvendo questões fiscais, trabalhistas, aspectos cíveis e outros assuntos. A Administração, com base em informações de seus assessores jurídicos, análise das demandas judiciais pendentes e, quanto às

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

ações trabalhistas, com base nas experiências anteriores referentes às quantias reivindicadas, constituiu provisão em montante considerado suficiente para cobrir as prováveis perdas estimadas com as ações em curso, conforme a seguir demonstrado:

	30/09/2019		31/12/2018	
	Provisão	Depósitos judiciais	Provisão	Depósitos judiciais
Cíveis (a)	73.250	28.287	73.995	17.952
Fiscais	159	97	-	97
Trabalhistas	26.263	32.385	28.865	31.809
Regulatórios	-	-	3.217	-
Total contingências/ depósitos judiciais	99.672	60.769	106.077	49.858
Circulante	22.595	-	25.316	-
Não circulante	77.077	60.769	80.761	49.858

- (a) Dos valores de depósitos judiciais cíveis, R\$ 6.537 se referem a fluxos de contratos de cédulas bancárias que estão sendo depositados no âmbito do processo de recuperação judicial. Esses créditos foram listados no plano de recuperação judicial e foram impugnados pelas instituições financeiras credoras. Os valores permanecerão depositados em juízo até que seja proferida pela justiça uma decisão final de mérito sobre a sujeição ou não dos créditos ao regime recuperacional.

Movimentação dos processos no período

	31/12/2018		30/09/2019			
	Saldo Inicial	Adições	Utilização (1)	Reversão de provisão (2)	Atualização (3)	Saldo Final
Cíveis	73.995	16.024	(13.024)	(7.561)	3.816	73.250
Fiscais	-	137	-	-	22	159
Trabalhistas	28.865	5.446	(5.407)	(2.677)	36	26.263
Regulatórias	3.217	-	(3.372)	-	155	-
Total contingências	106.077	21.607	(21.803)	(10.238)	4.029	99.672

- (1) Gastos efetivos (pagamentos) com contingências judiciais;
 (2) Reversões realizadas no período;
 (3) Atualizações monetárias.

Cíveis

A Companhia figura como ré em 14.823 processos cíveis em 30 de setembro de 2019 (14.968 processos em 31 de dezembro de 2018), sendo 11.062 tramitam em Juizados Especiais (11.437 processos em 31 de dezembro de 2018), os quais, em sua grande maioria, referem-se a pleitos de danos materiais e morais, assim como ressarcimento de valores pagos por consumidores.

Além dos processos provisionados, existem outras contingências cíveis cuja possibilidade de perda em 30 de setembro de 2019 é avaliada pela Administração, com base na análise da

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

gerência jurídica da Companhia com subsídio das atualizações processuais fornecidas por seus assessores legais externos, como possível, no montante de R\$ 336.841 (R\$ 335.454 em 31 de dezembro de 2018) para as quais não foi constituída provisão.

Contingências cíveis (prognóstico provável de perda)	30/09/2019	31/12/2018
Falha no fornecimento	13.735	13.478
Morte por eletroplessão	10.011	9.685
Cobrança indevida	8.644	14.272
Fraude questionada	12.837	8.914
Corte indevido	1.607	1.928
Acidente com terceiros	6.919	6.601
Falha no atendimento	2.205	2.114
Quebra de contrato	1.038	976
Incêndio	2.478	1.947
Portaria do DNAEE	238	225
Regulatório	40	-
Outras	13.498	13.855
Total	73.250	73.995

Contingências cíveis (prognóstico possível de perda)	30/09/2019	31/12/2018
Falha no fornecimento	24.127	24.914
Morte por eletroplessão	3.745	3.545
Acidente com terceiros	470	470
Quebra de contrato	204.637	205.708
Incêndio	219	170
Cobrança indevida	1.510	1.276
Fraude questionada	1.460	481
Corte indevido	179	184
Falha no atendimento	303	193
Regulatório	92.097	-
Outras	8.094	98.513
Total	336.841	335.454

Fiscais

A Companhia figura como ré em 112 processos fiscais em 30 de setembro de 2019 (92 processos em 31 de dezembro de 2018) os quais versam sobre repasse de PIS, COFINS, ICMS, taxa de uso de ocupação do solo, dentre outros assuntos relativos a lançamentos e autuações fiscais.

Existem processos fiscais cuja possibilidade de perda em 30 de setembro de 2019 avaliada pela Administração, com base na análise da gerência jurídica da Companhia com subsídio das atualizações processuais fornecidas por seus assessores legais externos, como possível, no montante de R\$ 17.067 (R\$ 17.014 em 31 de dezembro de 2018) para as quais não foi constituída provisão.

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

Contingências fiscais (prognóstico provável de perda)	30/09/2019	31/12/2018
CIP	5	-
Outras	154	-
Total	159	-

Contingências fiscais (prognóstico possível de perda)	30/09/2019	31/12/2018
ISS	2	11
ICMS	16.165	16.165
Repasse PIS/COFINS na fatura	178	178
CIP	60	-
Outras	662	660
Total	17.067	17.014

Trabalhistas

O passivo trabalhista em 30 de setembro de 2019 é composto por 1.099 reclamações ajuizadas (1.130 reclamações em 31 de dezembro de 2018) por ex-empregados contra a Companhia, com pedidos que variam entre verbas rescisórias, horas extras, periculosidade, equiparação e/ou reenquadramento salarial, doença ocupacional/reintegração, entre outros, assim como por ações movidas por ex-empregados de empresas terceirizadas (responsabilidade subsidiária), que pleiteiam, em sua maioria, verbas rescisórias.

Dos processos trabalhistas existentes, constam atualmente 02 (duas) ações coletivas ajuizadas pelo Ministério Público do Trabalho e 23 (vinte e três) ações coletivas movidas pelos Sindicatos representantes das categorias dos empregados.

Além dos processos provisionados, existem outros processos trabalhistas, cuja possibilidade de perda em 30 de setembro de 2019 é avaliada pela Administração, com base na análise da gerência jurídica da Companhia com subsídio das atualizações processuais fornecidas por seus assessores legais externos, como possível, no montante de R\$ 53.329 (R\$ 50.180 em 31 de dezembro de 2018) para as quais foi constituída provisão.

Contingências trabalhista (prognóstico provável de perda)	30/09/2019	31/12/2018
Hora extra	5.194	4.793
Responsabilidade subsidiária	9.075	9.712
Acidente de trabalho	2.315	2.407
Doença ocupacional/profissional	490	493
Reintegração no emprego	3.229	3.100
Outras	5.960	8.360
Total	26.263	28.865

Contingências trabalhista (prognóstico possível de perda)	30/09/2019	31/12/2018
Hora Extra	1.056	180
Responsabilidade subsidiária	46.775	44.953
Acidente de trabalho	813	757
Doença ocupacional/profissional	677	377
Reintegração No Emprego	355	430

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

Periculosidade	20	20
Danos Morais	1.545	1.353
Outras	2.088	2.110
	<u> </u>	<u> </u>
Total	<u>53.329</u>	<u>50.180</u>

Regulatórias

Em 30 de setembro de 2019, a Companhia não possui valores de processos regulatórios (R\$ 3.217 em 31 de dezembro de 2018) correspondentes a prováveis penalidades a serem aplicadas contra a distribuidora, referente a Termos de Notificação e Auto de Infração da ANEEL, bem como penalidade de Medição de fronteira na CCEE.

A Companhia está sujeita às leis de preservação ambiental e aos respectivos regulamentos nas esferas Federal, Estadual e Municipal. A Companhia considera que a exposição aos riscos ambientais, baseada na avaliação dos dados disponíveis, no atendimento às leis e aos regulamentos aplicáveis, não apresenta impacto relevante em suas demonstrações financeiras ou no resultado de suas operações.

20 Valores a pagar de acordos com plano de recuperação judicial

Em 1º de dezembro de 2014, o Tribunal de Justiça do Estado do Pará decretou com fundamento no que dispõem os artigos 61 e 63 da Lei nº 11.102/05 e diante da manifestação do Administrador Judicial e do Ministério Público por encerrada a recuperação judicial da Companhia, contudo continuam valendo as condições especiais para as dívidas pactuadas quando da recuperação judicial. Essas obrigações encerram quando forem integralmente liquidadas. Esta decisão está plenamente válida, apesar de não ter transitado em julgado ainda.

20.1 Composição da dívida

	30/09/2019	31/12/2018
Circulante		
Credores financeiros (a)	<u>-</u>	<u>17.116</u>
Total circulante	<u>-</u>	<u>17.116</u>
Não circulante		
Credores operacionais (c)	41.704	42.540
Intragrupos	85.716	82.490
Credores financeiros (a)	1.042.753	1.008.129
(-) Ajuste a valor presente (b)	<u>(303.482)</u>	<u>(318.905)</u>
Total não circulante	<u>866.691</u>	<u>814.254</u>
Total valores a pagar de acordos com plano de recuperação judicial	<u>866.691</u>	<u>831.370</u>

- (a) É o grupo de credores dentre os quais estão: (i) instituições financeiras públicas ou privadas; (ii) titulares de créditos decorrentes de operações financeiras ou bancárias, inclusive, mas sem se limitar a, Bonds e créditos decorrentes de operações de derivativos, com ou sem vinculação de recebíveis;
- (b) Em 30 de setembro de 2019, o saldo é composto por: R\$ 266.997 de empréstimos e financiamentos, R\$ 13.874 de credores operacionais, R\$ 22.611 de intragrupos (Em 31 de dezembro de 2018, o saldo do ajuste a valor presente totalizava R\$ 318.905, sendo R\$ 281.208 de empréstimos e financiamentos, R\$ 13.875 de credores operacionais e R\$ 23.822 de intragrupos); e

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

- (c) Valores devidos aos credores ligados à operação da Companhia, tais como prestadores de serviços, fornecedores de materiais, locatários, entre outros que foram homologados no âmbito do Plano de Recuperação Judicial da CELPA.

O cronograma de pagamento das parcelas de longo prazo dos valores a pagar de acordos com plano de recuperação judicial é o seguinte:

	30/09/2019	
Vencimento	Valor	%
Circulante	-	0%
2021	81.039	9%
2022	8.843	1%
2023	8.106	1%
Após 2023	1.072.185	124%
Subtotal	1.170.173	135%
(-) Ajuste a valor presente (Não circulante)	(303.482)	(35%)
Não circulante	866.691	100%
Total geral	866.691	100%

20.2 Movimentação dos valores a pagar de acordos com plano de recuperação judicial

	Saldo em 31/12/2018	Juros e encargos	Variação monetária e cambial	Amortização	Ajuste a valor presente	Saldo em 30/09/2019
Credores operacionais	28.665	-	-	(835)	-	27.830
Intragrupo	58.667	3.635	-	(408)	1.211	63.105
Credores financeiros	744.038	39.057	9.925	(31.476)	14.212	775.756
Total	831.370	42.692	9.925	(32.719)	15.423	866.691

21 Outras contas a pagar

	30/09/2019	31/12/2018
Devolução a consumidores	21.813	25.902
ANEEL - autos de infração	3.010	3.010
Convênios de arrecadação	1.521	1.713
Encargos tarifários	15.665	13.004
Multas regulatórias (a)	9.826	1.972
Cauções	15.313	11.982
Questionamentos tributários - CCC (b)	356.428	349.874
Outras contas a pagar	62.976	52.437
Total circulante	486.552	459.894
ANEEL - autos de infração	24.267	25.372
Devolução PLPT Eletrobras (c)	36.953	-
Outras contas a pagar	8.180	8.431
Total não circulante	69.400	33.803
Total outras contas a pagar	555.952	493.697

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

- (a) Os valores referem-se a parcelamentos de processos administrativos regulatórios, que serão quitados em 180 parcelas, com atualização de 1% mais Selic. Tendo seu pagamento inicial em jan/2015 e parcela final em dez/2029, com Adesão em forma de lei 12.249/2010 e Portaria AGU nº 247 de 2014 e incorporações de redes 229/06 ANEEL em R\$ 12.024;
- (b) Refere-se a questionamentos tributários a restituir ao Fundo CCC conforme Resolução Normativa nº 427/11. A variação ocorrida durante o período findo em 30 de setembro de 2019 deve-se, basicamente, à atualização de 100% do IPCA e à inclusão dos novos valores de ICMS, PIS e COFINS. Existem valores a receber no qual seus recebimentos deverão ser finalizados após conclusão da fiscalização que está em curso; e
- (c) Refere-se ao contrato da 4ª Tranche da Eletrobrás com a Companhia para atendimento ao Programa Luz Para Todos - PLPT que foi liberado no montante de R\$ 287.392, no entanto a distribuidora realizou apenas R\$ 250.440. Por força do contrato a Companhia fica obrigada a devolver o valor de R\$ 36.952 à Eletrobrás.

22 Patrimônio líquido

22.1 Capital social

O capital social da Companhia integralizado e subscrito em 30 de setembro de 2019 é de R\$ 1.624.459, (R\$ 1.521.740 em 31 de dezembro de 2018) sem valor nominal, e sua composição por classe de ações e principais acionistas está demonstrada conforme a seguir:

Acionistas	Ações ordinárias	Ações preferenciais nominativas Classe A	Ações preferenciais nominativas Classe B	Ações preferenciais nominativas Classe C	Total	%
Equatorial Energia	2.131.276.838	346.012	2	115.903	2.131.738.755	96,50%
Eletrobrás	20.664.721	121.339	1.074.634	-	21.860.694	0,99%
Outros (minoritários)	52.679.010	1.699.465	10.737	1.085.346	55.474.558	2,51%
Total	<u>2.204.620.569</u>	<u>2.166.816</u>	<u>1.085.373</u>	<u>1.201.249</u>	<u>2.209.074.007</u>	<u>100%</u>

Em 29 de abril de 2019, foi autorizado em assembleia o aumento de capital no momento de R\$ 102.719, pelo movimento da reversa de lucro.

De acordo com o estatuto social, a Companhia fica autorizada a aumentar o seu capital social, independentemente de reforma estatutária, até o limite de R\$ 2.000.000 (dois bilhões de reais), mediante a emissão de novas ações ordinárias, cuja a quantidade não é prevista em estatuto.

Dentro do limite do capital autorizado, o Conselho de Administração será competente para deliberar sobre a emissão de ações, debêntures simples, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição, estabelecendo se o aumento se dará por subscrição pública ou particular, as condições de integralização e o preço da emissão, podendo, ainda, excluir o direito de preferência ou reduzir o prazo para exercício nas emissões cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa de valores ou por subscrição pública, ou em oferta pública de aquisição de controle, nos termos estabelecidos em lei.

As ações preferenciais são inconversíveis em ações ordinárias, gozando de prioridade no recebimento de dividendos. As ações preferenciais classe A terão direito a dividendo mínimo de 6% (seis por cento) a.a. sobre o valor do capital representado por essa classe de ações. As ações preferenciais classe B terão direito a dividendo mínimo de 10% (dez por cento) a.a. sobre o valor do capital representado por essa classe de ações. As ações preferenciais classe C terão direito a dividendo mínimo de 3% (três por cento) a.a. sobre o valor do capital representado por essa classe de ações.

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

22.2 Reserva de reavaliação

Movimentação da reserva de reavaliação

	31/12/2018	Quota de reavaliação	Baixa	30/09/2019
Reserva de reavaliação	169.344	(19.034)	(1.140)	149.170
Encargo tributário	(57.560)	-	6.859	(50.701)
Total	111.784	(19.034)	5.719	98.469

Procedimento admitido pela Lei das Sociedades por Ações (Lei 6.404/76) pelo qual a companhia decidiu adotar a reavaliação dos bens componentes do ativo imobilizado a valores de mercado, obedecendo os dispositivos legais pertinentes. As diferenças entre valores de mercado e valores contábeis deram origem ao saldo credor da reserva de reavaliação no patrimônio líquido.

23 Receita operacional

Em 30 de setembro de 2019 e 2018, a composição do fornecimento de energia elétrica pelas classes de consumidores é demonstrada conforme a seguir:

	30/09/2019		
	Nº de consumidores	MWh	R\$
Residencial	1.768.383	2.073.129	2.354.094
Industrial	3.966	384.299	307.467
Comercial	172.990	1.077.109	1.051.786
Rural	179.827	203.410	142.590
Poder público	19.293	395.902	354.777
Iluminação pública	495	367.220	204.016
Serviço público	2.147	187.377	111.868
Consumo próprio	260	8.914	-
Receita pela disponibilidade - Uso da rede	260	1.048.665	180.201
Suprimento CCEE	-	-	87.341
Baixa renda	542.769	544.837	126.457
Subvenção CDE - Outros	-	-	161.353
Transferência para obrigações especiais - ultrapassagem de demanda/excedente de reativos	-	-	(38.560)
Receita de construção	-	-	557.890
Valores a receber/ devolver da parcela A	-	-	49.426
Atualização dos ativos financeiro e contrato	-	-	71.731
Outras	-	-	55.013
Total receita operacional	2.690.390	6.290.862	5.777.450

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

	30/09/2018		
	Nº de consumidores	MWh	R\$
Residencial	1.682.959	2.097.621	2.106.665
Industrial	3.928	416.293	294.539
Comercial	175.734	1.131.772	956.291
Rural	169.861	204.655	119.220
Poder público	19.066	374.905	338.083
Iluminação pública	496	378.910	187.045
Serviço público	2.097	189.400	58.157
Consumo próprio	242	13.824	-
Receita pela disponibilidade - Uso da rede	191	947.877	134.816
Suprimento CCEE	-	-	311.746
Baixa renda	571.671	635.801	136.168
Subvenção CDE - Outros	-	-	129.993
Transferência para obrigações especiais - ultrapassagem de demanda/excedente de reativos	-	-	(33.332)
Receita de construção	-	-	561.755
Valores a receber/devolver da parcela A e outros itens financeiros	-	-	298.489
Atualização dos ativos financeiro e contrato	-	-	49.800
Outras	-	-	58.152
Total receita operacional	2.626.245	6.391.058	5.707.587

24 Receita operacional líquida

A conciliação da receita bruta para a receita líquida está conforme a seguir demonstrada:

	30/09/2019	30/09/2018
Fornecimento de energia elétrica	4.825.274	4.591.318
Receita de distribuição	4.361.654	3.981.875
Remuneração financeira WACC	252.841	180.961
Valores a receber/devolver de parcela A e outros itens financeiros (a)	49.426	298.489
Subvenção CDE - Outros	161.353	129.993
Suprimento de energia elétrica (b)	87.341	311.746
Receita pela disponibilidade - uso da rede (c)	180.201	134.816
Receita de construção	557.890	561.755
Atualização dos ativos financeiro e contrato	71.731	49.800
Outras receitas	55.013	58.152
Receita operacional bruta	5.777.450	5.707.587
Deduções da receita		
ICMS sobre venda de energia elétrica	(1.021.558)	(935.623)
PIS e COFINS	(560.752)	(421.320)
Encargos do consumidor	(35.223)	(36.390)
ISS	(768)	(722)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(225.758)	(286.389)
Penalidades DIF/FIC e outras	(16.285)	(18.284)
Deduções da receita operacional	(1.860.344)	(1.698.728)
Receita operacional líquida	3.917.106	4.008.859

- (a) A receita foi impactada pela variação negativa R\$ 257.495 dos ativos e passivos regulatórios. Essa redução foi motivada por dois fatores: a) redução nas constituições dos ativos e passivos regulatórios, cuja variação foi negativa em R\$ 168.515 influenciada diretamente pelo reajuste de agosto de 2018 e pelo reajuste de 2019, onde se teve uma ampliação da cobertura tarifária não acompanhada pelo custo real, gerando um delta de CVA menor. b) aumento nas despesas de amortizações R\$ 88.979 influenciada pelos financeiros recebidos no reajuste de 2018 e no reajuste de 2019;
- (b) O saldo de suprimento de energia elétrica elevado em 2018 foi influenciado pelas recontabilizações do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova – MCSD gerando uma receita total no Suprimento de R\$ 252.500, fato esse que não afetou 2019, ficando apenas o valor de R\$ 31.100 relacionado as operações do Mercado de Curto Prazo; e

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

- (c) A variação está relacionada com o aumento da migração do número de clientes do ambiente cativo para o ambiente livre, elevando consideravelmente a receita do período de 2019 em relação ao mesmo período do exercício anterior.

25 Custos do serviço e despesas operacionais

30/09/2019					
Custos/despesas operacionais	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	Provisão para redução ao valor recuperável do contas a receber	Total
Pessoal	23.805	20.664	52.839	-	97.308
Material	4.811	793	771	-	6.375
Serviços de terceiros	86.151	105.642	65.077	-	256.870
Energia elétrica comprada para revenda	1.755.304	-	-	-	1.755.304
Encargo uso do sistema de transmissão e distribuição	284.111	-	-	-	284.111
Custo de construção	557.890	-	-	-	557.890
Provisão para redução ao valor recuperável do contas a receber e perdas com clientes comerciais ¹	-	-	-	95.805	95.805
Provisão para processos cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórios	-	-	11.368	-	11.368
Amortização	175.971	-	29.686	-	205.657
Arrendamento e aluguéis	3.026	2.098	1.884	-	7.008
Subvenção CCC	84.514	-	-	-	84.514
Outros	(226)	(3.647)	2.740	-	(1.133)
Total	2.975.357	125.550	164.365	95.805	3.361.077

30/09/2018					
Custos/despesas operacionais	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	Provisão para redução ao valor recuperável do contas a receber	Total
Pessoal	23.354	22.388	59.419	-	105.161
Material	11.468	1.427	(1.155)	-	11.740
Serviços de terceiros	84.134	107.474	62.457	-	254.065
Energia elétrica comprada para revenda	1.923.315	-	-	-	1.923.315
Encargo uso do sistema de transmissão e distribuição	275.912	-	-	-	275.912
Custo de construção	561.755	-	-	-	561.755
Provisão para redução ao valor recuperável do contas a receber e perdas com clientes comerciais	-	-	-	129.893	129.893
Provisão para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	-	-	16.222	-	16.222
Amortização	159.252	-	28.179	-	187.431
Arrendamento e aluguéis	5.101	1.971	2.936	-	10.008
Subvenção CCC	86.841	-	-	-	86.841
Outros	(124)	1.056	(3.490)	-	(2.558)
Total	3.131.008	134.316	164.568	129.893	3.559.785

¹ A Companhia para fins de comparabilidade e melhor análise optou pela abertura das informações de provisão para redução ao valor recuperável do contas a receber e perdas com clientes comerciais.

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
Informações trimestrais em
30 de setembro de 2019

26 Energia elétrica comprada para revenda

	GWh		R\$	
	30/09/2019	30/09/2018	30/09/2019	30/09/2018
Energia de leilão (a)	6.058	5.931	1.228.327	1.389.746
Contratos Eletronuclear	212	210	51.268	52.157
Contratos cotas de garantias	1.896	2.000	193.646	179.939
Encargo de Serviço do Sistema - ESS/ Energia reserva (b)	-	-	24.671	(1.032)
Energia bilateral	167	-	-	-
Energia de curto prazo - CCEE (c)	-	-	396.231	471.004
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	134	139	53.309	48.104
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (d)	-	-	284.111	275.912
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	-	(192.148)	(216.603)
Total energia elétrica comprada para revenda	8.467	8.280	2.039.415	2.199.227

- (a) A variação refere-se aos custos com contratos de compra de energia, incluindo os de Eletronuclear e cotas de garantia física no ambiente regulado, que tiveram uma redução no volume contratado de 2,25% em relação ao exercício anterior. Considerando apenas as despesas com os contratos no 3º trimestre de 2019 reduziu em 0,86% ao que foi pago no exercício de 2018, devido a menores despesas com o MCSD energia nova, uma maior parcela variável de pagamento. Cabe ressaltar que a despesa apresentada no item Energia Leilão em 2018 está considerando o efeito das Recontabilizações do MCSD Energia Nova no valor de R\$ 165.615, o qual não ocorreu em 2019, resultando em redução de despesa;
- (b) No terceiro trimestre findo em 30 de setembro de 2019, houve uma despesa de R\$ 25.101 referente aos pagamentos de encargos de energia reserva, não havendo receita do resultado referente ao excedente financeiro da energia de reserva, porém em 2018, a Companhia teve receita do resultado referente ao excedente financeiro da energia de reserva apenas em alguns meses do ano e de janeiro a março de 2018;
- (c) A variação ocorrida na Energia de Curto Prazo - CCEE é em virtude das operações de compra de energia no MCP e do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD ocorridas em 2019. Pois, devido ao nível de cobertura contratual, em 2018 aconteceu somente a operação de venda no mercado de curto prazo. Com isso, a despesa na energia comprada para revenda em 2018 (com operação de compra no MCP) é menor que no mesmo período de 2019; e
- (d) Contempla os custos e com encargos de uso e conexão do sistema de transmissão. Estes custos sofreram um aumento em comparação com o período anterior, em decorrência de uma maior contratação de MUST e das novas tarifas aprovadas na nova resolução RAP de nº 2.564 de 25 de junho de 2019, relacionadas à Rede Básica e Conexão que tiveram um aumento de 12% em relação a resolução anterior, incorporadas ao Reajuste Anual de 2019.

27 Outras despesas operacionais líquidas

	30/09/2019	30/09/2018
Perda/ganho na desativação de bens e direito (a)	95.782	15.651
Indenização por danos a terceiros	1.760	1.017
Provisão para perda de estoque	5.538	4.828
Outras receitas operacionais	-	5.600
Total outras despesas operacionais líquidas	103.080	27.096

- (a) No exercício de 2019 a Companhia passou pelo seu 5º Ciclo de revisão tarifária. Entre outros processos destacamos o considerável número de bens desativados do ativo imobilizado, baixas estas, devidamente fiscalizadas e aprovadas pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF (Nota Técnica no 147/2019-SGT/SRM/ANEEL, de 02/08/2019).

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

28 Resultado financeiro líquido

	30/09/2019	30/09/2018
Receitas financeiras		
Rendas financeiras	53.494	51.963
Valores a receber/devolver parcela A	26.880	31.497
Operações com instrumentos financeiros derivativos (a)	72.085	406.832
Acréscimo moratório de energia vendida	102.918	90.828
Variação monetária e cambial da dívida	56	-
Variação monetária e cambial da caução STN	-	16.799
PIS/COFINS sobre receita financeira	(12.195)	(7.299)
Atualização sub-rogação CCC	1.734	1.038
Descontos obtidos	34	2
Outras receitas financeiras (b)	96.135	2.995
Total de receitas financeiras	341.141	594.655
Despesas financeiras		
Valores a receber/devolver parcela A	(35.114)	(28.152)
Operações com instrumentos financeiros derivativos (a)	(17.862)	(293.184)
Variação monetária e cambial da dívida (c)	(109.839)	(231.419)
Variação monetária e cambial da caução STN	-	(6.477)
Encargos da dívida (c)	(185.311)	(155.173)
Atualização de eficientização e contingências	(7.034)	(10.643)
Multas regulatórias	(2)	(258)
Juros, multas s/ operação de energia (d)	(12.449)	-
Despesa financeira de AVP	(15.856)	(28.245)
Encargos com partes relacionadas	(471)	(412)
Juros passivos (e)	(45.857)	(22.058)
Descontos concedidos	(7.093)	(4.880)
Outras despesas financeiras	(148)	(8.227)
Total de despesas financeiras	(437.036)	(789.128)
Resultado financeiro líquido	(95.895)	(194.473)

- (a) Refere-se principalmente à contratação de operações de SWAP, que trocam Dólar+spread por CDI+spread, onde a principal variação refere-se ao câmbio sobre essas operações. No período findo de 30 de setembro de 2019, o principal efeito refere-se à variação cambial, gerando receita com a redução do dólar em 7,47%, saindo de R\$ 3,87 em 31 de dezembro de 2018 para R\$ 4,16 em 30 de setembro de 2019, contra uma despesa em 2018 com crescimento do dólar em 21,04% saindo de R\$ 3,31 em 31 de dezembro de 2017 para R\$ 4,00 em 30 de setembro de 2018;
- (b) Atualização monetária do saldo da Sub-rogação CCC, no valor de 95.230;
- (c) Despesa cambial menor no atual período devido à (i) redução no saldo da dívida estrangeira até Set/19, em comparação ao aumento acumulado desta dívida ocorrido até Set/18, e (ii) um aumento de menor impacto no dólar, saindo de R\$ 3,87 em 31 de dezembro de 2018 para R\$ 4,16 em 30 de setembro de 2019, frente ao aumento bastante significativo, saindo de R\$ 3,31 em 31 de dezembro de 2017 para R\$ 4,00 em 30 de setembro de 2018. Os aumentos nas despesas de variação monetária e encargos da dívida estão diretamente relacionados ao aumento no saldo da dívida da Companhia, saindo de R\$ 2.961 em dezembro de 2018 para R\$ 4.468 em setembro de 2019, versus o crescimento de R\$ 2.867 em dezembro de 2017 para R\$ 3.592 em setembro de 2018;
- (d) Trata-se de atualização financeira a ICMS dos processos nº 42019690037759/182018510000117/18201851000013; e
- (e) Variação refere-se ao IOF do contrato de liberação com BNDES e diferencial de alíquota de ICMS referentes à outubro e dezembro de 2018.

29 Instrumentos financeiros**29.1 Considerações gerais**

A Companhia efetuou análise dos seus instrumentos financeiros, a saber: caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes, ativos financeiros da concessão, fornecedores, empréstimos e financiamentos, debêntures e derivativos, procedendo as devidas adequações em sua

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
Informações trimestrais em
30 de setembro de 2019

contabilização, quando necessário.

A Administração desses instrumentos financeiros é por meio de estratégias operacionais e controles internos visando assegurar liquidez, rentabilidade e segurança. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das condições contratadas versus condições vigentes no mercado.

A Administração faz uso dos instrumentos financeiros visando remunerar ao máximo suas disponibilidades de caixa, manter a liquidez de seus ativos e proteger-se de variações de taxas de juros ou câmbio e obedecer aos índices financeiros constituídos em seus contratos de financiamento (*covenants*), sendo eles dívida líquida sobre LAJIDA ajustado² (DL/LAJIDA Ajustado) e dívida líquida sobre a dívida líquida somada ao patrimônio líquido (DL/DL+PL).

29.2 Política de utilização de derivativos

A Companhia utiliza operações com derivativos, apenas para conferir proteção às oscilações de indexadores macroeconômicos e conferir proteção às oscilações de cotações de moedas estrangeiras. Estas operações não são realizadas em caráter especulativo. Em 30 de setembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018 a Companhia possuía operações de instrumentos financeiros derivativos contratados.

29.3 Categoria e valor justo dos instrumentos financeiros

Os valores justos estimados de ativos e passivos financeiros da Companhia foram determinados por meio de informações disponíveis no mercado e metodologias apropriadas de avaliações. Entretanto, considerável julgamento foi requerido na interpretação dos dados de mercado para produzir a estimativa do valor de realização mais adequado. Como consequência, as estimativas a seguir não indicam, necessariamente, os montantes que poderão ser realizados no mercado de troca corrente. O uso de diferentes metodologias de mercado pode ter um efeito material nos valores de realização estimados.

Os saldos contábeis e os valores de mercado dos instrumentos financeiros incluídos no balanço patrimonial em 30 de setembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018 estão identificados conforme a seguir:

² O LAJIDA Ajustado é calculado por meio do LAJIDA acrescido ou reduzido por itens que entendemos como não recorrentes ou que não afetam a nossa geração de caixa, como perda/ganho na desativação de bens e direito.

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

Ativo	Categoria dos instrumentos financeiros	30/09/2019		31/12/2018	
		Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Caixa e equivalentes de caixa	Custo amortizado	190.860	190.860	118.146	118.146
Caixa e equivalentes de caixa (Fundo de investimentos)	Valor justo por meio do resultado	1.423.735	1.423.735	715.045	715.045
Contas a receber de clientes	Custo amortizado	2.147.250	2.147.250	2.175.862	2.175.862
Instrumentos financeiros derivativos	Valor justo por meio do resultado	59.562	59.562	142.451	142.451
Sub-rogação da CCC - valores aplicados	Valor justo por meio do resultado	18.378	18.378	9.056	9.056
Ativo financeiro de concessão - Distribuidoras	Valor justo por meio do resultado	2.875.902	2.875.902	2.260.840	2.260.840
Total do ativo		<u>6.715.687</u>	<u>6.715.687</u>	<u>5.421.400</u>	<u>5.421.400</u>

Passivo	Categoria dos instrumentos financeiros	30/09/2019		31/12/2018	
		Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Fornecedor	Custo amortizado	580.504	580.504	567.524	567.524
Empréstimos e financiamentos	Custo amortizado	2.066.351	2.037.117	1.382.295	1.366.598
Instrumentos financeiros derivativos	financeiros ao valor justo	-	-	14.915	14.915
Valores a pagar de acordo com o plano de recuperação judicial	Custo amortizado	866.691	806.293	831.370	831.370
Debêntures	Custo amortizado	<u>1.525.177</u>	<u>1.591.912</u>	<u>1.578.971</u>	<u>1.641.244</u>
Total do passivo		<u>5.038.723</u>	<u>5.015.826</u>	<u>4.375.075</u>	<u>4.421.651</u>

- **Caixa e equivalente de caixa** - são classificados como custo amortizado.
- **Investimentos de curto prazo e Fundo de investimento** - são classificados como de valor justo através do resultado. A hierarquia de valor justo dos investimentos de curto prazo é nível 2.
- **Contas a receber de clientes** - decorrem diretamente das operações da Companhia, são classificados como custo amortizado, e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável.
- **Ativo financeiro de concessão** - são classificados como valor justo por meio do resultado, são ativos financeiros que representam o direito incondicional de receber uma determinada quantia ao final do prazo de concessão. Nível 3 na hierarquia de valor justo.
- **Fornecedores** - decorrem diretamente da operação da Companhia e são classificados como custo amortizado.
- **Empréstimos e financiamentos** - tem o propósito de gerar recursos para financiar os programas de investimentos da Companhia e eventualmente gerenciar necessidades de curto prazo. São classificados como custo amortizado e estão contabilizados pelos seus valores amortizados.
- **Valores a pagar de acordos com plano de recuperação judicial** - decorrente do plano de recuperação judicial da CELPA que são classificados como passivo ao custo amortizado.
- **Debêntures** - são classificadas como custo amortizado e estão contabilizados pelo seu valor amortizado. Para fins de divulgação, as debêntures tiveram seus valores de mercado calculados com base em taxas de mercado secundário da própria dívida ou dívida equivalente, divulgadas pela ANBIMA.

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

- **Instrumentos financeiros derivativos** - são classificados pelo valor justo através do resultado e de outros resultados abrangentes, tendo como objetivo a proteção às oscilações de taxa de juros e moeda estrangeira. Para as operações de swaps, a determinação do valor de mercado foi realizada utilizando as informações de mercado disponíveis. Nível 2 na hierarquia de valor justo.

29.4 Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia possui contratos de *swap* com o banco Citibank referente às operações em moeda estrangeira, com seu vencimento final em 05 de julho de 2022, contabilizado a valor justo por meio de outros resultados abrangentes, e a segunda com vencimento em 12 de junho de 2023, contabilizado a valor justo por meio do resultado. Em 30 de setembro de 2019, os saldos dos contratos de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira com o Citibank é R\$ 1.007.680 (em 31 de dezembro de 2018, R\$ 1.069.521).

Apresentamos abaixo os valores dos instrumentos derivativos da Companhia, vigentes em 30 de setembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018, que podem ser assim resumidos:

Operações passivas		Valor justo	
Objetivo de proteção de risco de mercado	Indexadores	30/09/2019	31/12/2018
Citibank-542 MM			
Ponta ativa	US\$ + libor + 1,39% a.a.	596.383	697.727
Ponta passiva	117,25% do CDI	(560.093)	(561.217)
Total		36.290	136.510
Citibank - 390 MM			
Ponta ativa	US\$ + Libor + 0,84% a.a.	422.269	395.038
Ponta passiva	111,8% do CDI	(398.997)	(404.012)
Total		23.272	(8.974)
Líquido circulante		241	(14.915)
Líquido não circulante		59.321	142.451
Total		59.562	127.536

Técnicas de avaliação específicas utilizadas para instrumentos financeiros derivativos: Preços de mercado das instituições financeiras. O valor justo de swaps de taxa de juros é calculado pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados com base nas curvas de rendimento adotadas pelo mercado.

Destacamos que, como as regras contábeis que tratam do assunto exigem que o *swap* seja contabilizado a valor de mercado, por mais que a proteção seja perfeita do ponto de vista de caixa, podem ocorrer oscilações nos resultados.

29.5 Gerenciamento dos riscos financeiros

O Conselho de Administração da Companhia tem a responsabilidade global sobre o estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de risco da Companhia. Os riscos descritos a seguir são uma compilação dos riscos apontados pelas diversas áreas da Companhia, em suas áreas de especialidades. A Administração da Companhia define a forma de tratamento e os responsáveis por acompanhar cada um dos riscos levantados, para sua prevenção e controle.

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
Informações trimestrais em
30 de setembro de 2019

As políticas de gerenciamento de risco do Grupo a que pertence são estabelecidos para identificar e analisar os riscos aos quais a Companhia está exposta, para definir limites de riscos e controles apropriados, e para monitorar os riscos e a aderência aos limites definidos. As políticas de gerenciamento de risco e os sistemas são revisados regularmente para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia. A Companhia através de suas normas e procedimentos de treinamento e gerenciamento, busca manter um ambiente de disciplina e controle no qual todos os funcionários tenham consciência de suas atribuições e obrigações.

O Comitê de Auditoria da Controladora Equatorial Energia S.A., supervisiona a forma como a Administração monitora a aderência aos procedimentos de gerenciamento de risco das Companhias do Grupo, e revisa a adequação da estrutura de gerenciamento de risco em relação aos riscos aos quais a Companhia está exposta. O Comitê de Auditoria da Controladora, Equatorial Energia, é auxiliado pelo time de auditoria interna na execução de suas atribuições. A auditoria interna realiza revisões regulares e esporádicas nos procedimentos de gerenciamento de risco, e o resultado é reportado para o Comitê de Auditoria da Controladora Equatorial Energia S.A.

Em de 30 de setembro de 2019, não houve mudança nas políticas de gerenciamento de risco da Companhia em relação ao exercício anterior, findo em 31 de dezembro de 2018.

(i) **Risco de crédito**

Risco de crédito é o risco da Companhia em incorrer em perdas financeiras caso um cliente ou uma contraparte em um instrumento financeiro falhe em cumprir com suas obrigações contratuais. Esse risco é principalmente proveniente das contas a receber de clientes e de instrumentos financeiros da Companhia. A Administração acompanha as situações em aberto e para mitigar o risco de inadimplência, é realizado anualmente *workshop* de cobrança para identificação dos principais grupos de inadimplentes e tomadas de decisões estratégicas para combatê-los. Periodicamente o comitê de cobrança acompanha a execução e eficiência de todas as decisões tomadas no *workshop*. A Companhia utiliza todas as ferramentas de cobrança permitidas pelo órgão regulador, tais como corte por inadimplência, negativação de débitos e negociação das posições em aberto. Para mitigar o risco das instituições financeiras depositárias de recursos ou de investimentos financeiros, a Companhia seleciona apenas instituições com baixo risco, avaliadas por agências de *rating*. A Companhia preserva seus ativos de concessão de acordo com a legislação vigente e monitora as possíveis definições nas regras de reversão da concessão.

O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito.

A Companhia possui bens ou outros ativos dados em garantia de suas operações para a obtenção de crédito, dentre os quais alienação fiduciária e percentual de recebíveis sobre a receita operacional líquida.

Contas a receber

A exposição da Companhia a risco de crédito é influenciada principalmente pelas características individuais de cada cliente. Contudo, a Administração também considera os fatores que podem influenciar o risco de crédito da sua base de clientes, incluindo o risco de não pagamento do mercado e do Estado no qual os clientes estão localizados. Tendo em vista a atividade da Companhia, não há uma concentração relevante da receita em um grupo específico da carteira de clientes.

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

A Companhia limita a sua exposição ao risco de crédito de contas a receber, estabelecendo um prazo máximo de pagamento de acordo com a classe consumidora, e após transcorrido esse prazo, o fornecimento de energia fica sujeito a corte, e o seu restabelecimento somente ocorre após regularização do débito.

A Companhia não exige garantias com relação a contas a receber de clientes e outros recebíveis. A Companhia não tem contas a receber de clientes e ativos de contrato para os quais nenhuma provisão de perda é reconhecida por causa da garantia.

A carteira de clientes da Companhia está representada da seguinte forma:

	%	
	30/09/2019	31/12/2018
Classe consumidora		
Residencial	61,0%	61,1%
Industrial	6,5%	7,0%
Comercial	14,4%	14,7%
Rural	4,5%	4,3%
Poder público	8,1%	7,5%
Iluminação pública	1,5%	1,7%
Serviço público	4,0%	3,7%
Total	100%	100%

A Companhia registrou uma provisão para perda que representa sua estimativa de perdas referentes à Contas a receber de clientes, conforme apresentado na nota 6.2, incluindo o movimento na provisão para perdas por redução ao valor recuperável durante o exercício.

Em 30 de setembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018, a exposição máxima ao risco de crédito para contas a receber de clientes por classe consumidora estava assim apresentada:

Classe consumidora	30/09/2019				Total
	Consumidores faturados	Consumidores não faturados	Parcelamentos	Baixa renda e viva luz	
Residencial	407.348	128.176	881.348	30.719	1.447.591
Industrial	102.290	8.090	44.568	-	154.948
Comercial	174.223	47.434	119.885	-	341.542
Rural	49.296	9.014	47.972	-	106.282
Poder público	99.093	26.216	68.943	-	194.252
Iluminação pública	21.002	189	13.622	-	34.813
Serviço público	31.715	10.649	52.930	-	95.294
Total	884.967	229.768	1.229.268	30.719	2.374.722

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

Classe consumidora	31/12/2018				Total
	Consumidores faturados	Consumidores não faturados	Parcelamentos	Baixa renda e viva luz	
Residencial	450.948	99.286	860.635	29.816	1.440.685
Industrial	111.294	7.366	45.737	-	164.397
Comercial	189.936	38.710	118.602	-	347.248
Rural	49.669	7.030	44.970	-	101.669
Poder público	85.683	22.114	67.993	-	175.790
Iluminação pública	23.925	144	16.550	-	40.619
Serviço público	52.305	9.380	25.142	-	86.827
Total	963.760	184.030	1.179.629	29.816	2.357.235

Caixa e equivalente de caixa

A Companhia detém caixa e equivalentes de caixa de R\$ 1.614.595 em 30 de setembro de 2019 (R\$ 833.191 em 31 de dezembro de 2018). O Caixa e equivalentes de caixa são mantidos com bancos e instituições financeiras que possuem *rating* entre AA- e AA+, baseado na agência de *rating*.

A Companhia considera que o seu caixa e equivalentes de caixa têm baixo risco de crédito com base nos ratings de crédito externos das contrapartes. Quando da aplicação inicial do CPC 48 / IFRS 9, a Companhia julgou não ser necessário a constituição de provisão.

Ativo financeiro setorial, ativo contratual (infraestrutura em construção) e ativo financeiro da concessão

A Administração da Companhia considera reduzido o risco desses créditos, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente: (i) referente a custos não recuperados por meio de tarifa (ativo financeiro setorial); e (ii) referente aos investimentos em curso e efetuados em infraestrutura e que não foram amortizados até o vencimento da concessão (ativo contratual e ativo financeiro da concessão).

Derivativos

Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras que possuem *rating* entre AA- e AA+, baseado nas agências de *rating*.

(ii) Risco de liquidez

Risco de liquidez é o risco de que a Companhia irá encontrar dificuldades em cumprir as obrigações associadas com seus passivos financeiros que são liquidados com pagamentos em caixa ou com outro ativo financeiro. A abordagem da Companhia na Administração da liquidez é de garantir, na medida do possível, que sempre terá liquidez suficiente para cumprir com suas obrigações no vencimento, tanto em condições normais como de estresse, sem causar perdas inaceitáveis ou risco de prejudicar a reputação da Companhia. Para determinar a capacidade financeira da Companhia em cumprir adequadamente os compromissos assumidos, os fluxos de vencimentos dos recursos captados e de outras obrigações fazem parte das divulgações. Informações com maior detalhamento sobre os empréstimos captados pela Companhia são apresentadas nas notas explicativas nº 15 (Empréstimos e financiamentos) e 16 (Debêntures).

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

A Companhia tem obtido recursos a partir da sua atividade comercial e do mercado financeiro, destinando-os principalmente ao seu programa de investimentos e à administração de seu caixa para capital de giro e compromissos financeiros.

A gestão dos investimentos financeiros tem foco em instrumentos de curto prazo, de modo a promover máxima liquidez e fazer frente aos desembolsos. A geração de caixa da Companhia e sua pouca volatilidade nos recebimentos e obrigações de pagamentos ao longo dos meses do ano, prestam à Companhia estabilidade nos seus fluxos, reduzindo o seu risco de liquidez.

A Companhia busca manter o nível de seu caixa e equivalentes de caixa e outros investimentos com mercado ativo em um montante superior às saídas de caixa para liquidação de endividamento para os próximos 12 meses. O índice de disponibilidade por dívida de curto prazo era de 14,2 em 30 de setembro de 2019 (6,1 em 31 de dezembro de 2018).

Exposição ao risco de liquidez

A seguir, estão os vencimentos contratuais de passivos financeiros na data da demonstração financeira. Esses valores são brutos e não descontados, projetados conforme curvas futuras de mercado para os indexadores e moedas, e incluem pagamentos de juros contratuais e excluem o impacto dos acordos de compensação:

	30/09/2019						
	Valor contábil	Fluxo de caixa contratual total	2 meses ou menos	2-12 meses	1-2 anos	2-5 anos	Mais que 5 anos
Passivos financeiros não derivativos							
Empréstimos bancários com garantia	855.158	1.176.051	10.582	42.189	92.867	491.762	538.651
Empréstimos bancários sem garantia	1.211.193	1.454.395	7.802	411.618	464.424	570.551	-
Subtotal - Empréstimos e Financiamentos	2.066.351	2.630.446	18.384	453.807	557.291	1.062.313	538.651
Títulos de dívida emitidos sem garantia	1.024.878	1.328.974	37.852	38.495	82.087	1.170.540	-
Títulos de dívida emitidos com garantia	500.299	610.004	-	60.413	130.561	419.030	-
Subtotal - Debêntures	1.525.177	1.938.978	37.852	98.908	212.648	1.589.570	-
Empréstimos bancários com garantia	122.331	175.296	1.008	10.894	13.908	98.043	51.443
Empréstimos bancários sem garantia	744.360	1.616.840	-	40.651	40.617	122.452	1.413.120
Subtotal - Demais passivos financeiros não derivativos	866.691	1.792.136	1.008	51.545	54.525	220.495	1.464.563
Fornecedores	580.504	580.504	558.889	21.615	-	-	-
Total passivos financeiros não derivativos	5.038.723	6.942.064	616.133	625.875	824.464	2.872.378	2.003.214
Swaps de taxas de juros utilizados para hedging	(61.694)	(162.085)	1.528	(46.979)	(27.360)	(89.274)	-
Total passivos financeiros derivativos	(61.694)	(162.085)	1.528	(46.979)	(27.360)	(89.274)	-

Adicionalmente, conforme divulgado nas notas explicativas nº 15 e 16, a Companhia possui operações financeiras com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*). O não cumprimento futuro desta cláusula contratual restritiva pode exigir que a Companhia liquide a dívida antes da data prevista. Estas cláusulas contratuais restritivas são monitoradas regularmente pela diretoria financeira e reportada periodicamente para a Administração para garantir que o contrato esteja

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

sendo cumprido. Não gerando qualquer expectativa futura de que as condições acordadas não sejam cumpridas pela Companhia.

(iii) **Riscos de mercado**

Risco de mercado é o risco de que alterações nos preços de mercado - tais como taxas de câmbio, taxas de juros e preços de ações - irão afetar os ganhos da Companhia ou o valor de seus instrumentos financeiros, compreendendo ainda os limitadores de endividamento definidos em contratos, cujo descumprimento pode implicar em vencimento antecipado, conforme descritos a diante desta nota explicativa. O objetivo do gerenciamento de risco de mercado é gerenciar e controlar as exposições a riscos de mercado, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno.

A Companhia utiliza derivativos para gerenciar riscos de mercado. Todas essas operações são conduzidas dentro das orientações estabelecidas pelo Comitê de Gerenciamento de Risco.

Geralmente, a Companhia busca aplicar *instrumentos financeiros derivativos* para gerenciar a volatilidade no resultado.

(iv) **Risco de taxa de câmbio**

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta das flutuações no câmbio. Passivo financeiro da Companhia estão suscetíveis a variações cambiais, em função dos efeitos da volatilidade da taxa de câmbio sobre aqueles saldos atrelados a moedas estrangeiras, principalmente o dólar. Atualmente a exposição ao câmbio é de 22,5% (28,9% em 2018), de sua dívida (respectivo a empréstimos e financiamentos, credores financeiros de recuperação judicial e AVP de credores financeiros em moeda estrangeira) conforme demonstrado a seguir:

Indexador	R\$ MM	Custo médio (a.a.)	Prazo final médio (mês/ano)	Prazo médio (em anos)	Part. (%)
Libor (com Swap CDI)	1.008	6,9%	nov/22	2,7	22,5%
Moeda estrangeira	1.008	6,9%		2,7	22,5%
CDI	1.293	7,5%	dez/23	3,3	29,6%
Pré-fixado	704	9,5%	out/21	12,6	13,8%
IGP-M	256	4,4%	set/34	13,5	5,8%
IPCA	1.210	8,8%	abr/26	4,4	27,7%
Moeda nacional	3.360	8,1%	ago/26	6,1	76,9%
Total	4.368	7,8%		5,4	100%

A Companhia monitora continuamente as taxas de câmbio e de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade da contratação de derivativos para se proteger contra o risco de volatilidade dessas taxas.

A Companhia possui duas dívidas em moeda estrangeira, e ambas possuem SWAP para proteção contra as oscilações de câmbio.

A sensibilidade da dívida foi demonstrada em cinco cenários, em conformidade com a Instrução nº 475 da CVM, um cenário com a taxa projetada para 12 meses (Cenário Provável); mais dois cenários com apreciação de 25% (Cenário II) e 50% (Cenário III) da cotação da moeda estrangeira considerada. Incluímos ainda mais dois cenários com o efeito inverso ao

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

determinado na instrução para demonstrar os efeitos com a redução de 25% (Cenário IV) e 50% (Cenário V).

A moeda utilizada na análise de sensibilidade e os seus respectivos cenários estão demonstrados a seguir:

Operação	Risco	Saldo em R\$ (exposição)	Risco do fluxo de caixa ou valor justo associado à taxa de juros ou variação cambial				
			Impacto no resultado				
			Cenário Provável	Cenário II +25%	Cenário III +50%	Cenário IV -25%	Cenário V -50%
Passivos financeiros Empréstimos, financiamentos e debêntures	USD	(1.007.681)	(1.027.059)	(1.283.824)	(1.540.589)	(770.295)	(513.530)
Impacto no resultado			(19.378)	(256.765)	(513.530)	256.765	513.530
Swap - Ponta Ativa	USD	1.018.652	1.038.241	1.297.802	1.557.362	778.681	519.121
Impacto no resultado (swap)			19.589	259.560	519.121	(259.560)	(519.121)
Referência para passivos financeiros Dólar USD/R\$ (12 meses)		Taxa projetada	Taxa em 30/06/2019	+25%	+50%	-25%	-50%
		4,24	4,16	5,30	6,36	3,18	2,12

Fonte: B3

(v) Risco de vencimento antecipado

A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com *covenants* que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis. O descumprimento desses índices pode implicar em vencimento antecipado das dívidas. A Administração acompanha suas posições, bem como projeta seu endividamento futuro para atuar preventivamente aos limites de endividamento mencionados nas notas explicativas nº 15 (Empréstimos e financiamentos) e 16 (Debêntures).

Em consideração aos contratos sujeitos à Recuperação Judicial, a novação dos créditos incitou a suspensão de cláusulas contratuais de vencimento antecipado e de *covenants* financeiros e não financeiros, salvo quando acordado entre as partes.

(vi) Risco de taxa de juros

As variações das taxas de juros da economia afetam tanto os ativos quanto os passivos financeiros da Companhia. A seguir são demonstrados os impactos dessas variações na rentabilidade dos investimentos financeiros e no endividamento em moeda nacional da Companhia.

A sensibilidade dos ativos e passivos financeiros da Companhia foi demonstrada em cinco cenários.

A seguir é apresentado em conformidade com a Instrução nº 475 da CVM, um cenário com a taxa projetada para 12 meses (Cenário Provável) mais dois cenários com apreciação de 25% (Cenário II) e 50% (Cenário III) dos indexadores.

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
 Informações trimestrais em
 30 de setembro de 2019

Incluimos, ainda, mais dois cenários com o efeito inverso ao determinado na instrução para demonstrar os efeitos com a redução de 25% (Cenário IV) e 50% (Cenário V) desses indexadores.

Risco do fluxo de caixa ou valor justo associado à taxa de juros ou variação cambial (R\$ Mil)								
Impacto no resultado								
		Saldo em R\$ (exposição)	Cenário Provável	Cenário II +25%	Cenário III +50%	Cenário IV -25%	Cenário V -50%	
Operação Ativos Financeiros	Risco							
Aplicações financeiras	CDI	1.552.448	1.626.500	1.719.064	1.737.577	1.682.039	1.663.526	
Impacto no resultado			74.052	92.565	111.078	55.539	37.026	
Passivos Financeiros								
Empréstimos, financiamentos e debêntures	CDI	(1.293.086)	(1.354.766)	(1.431.866)	(1.447.287)	(1.401.026)	(1.385.606)	
	IGP-M	(256.276)	(265.066)	(276.054)	(278.252)	(271.659)	(269.461)	
	IPCA	(1.209.796)	(1.246.090)	(1.291.457)	(1.300.529)	(1.273.310)	(1.264.237)	
Total de passivos financeiros		(2.759.158)	(2.865.922)	(2.999.377)	(3.026.068)	(2.945.995)	(2.919.304)	
	CDI		(61.680)	(77.100)	(92.520)	(46.260)	(30.840)	
	IGP-M		(8.790)	(10.988)	(13.185)	(6.593)	(4.395)	
	IPCA		(36.294)	(45.367)	(54.442)	(27.220)	(18.147)	
Impacto no resultado			(106.764)	(133.455)	(160.147)	(80.073)	(53.382)	
Swap - Ponta Passiva	R\$	(959.090)	(1.004.838)	(1.062.024)	(1.073.461)	(1.039.150)	(1.027.713)	
Impacto no resultado (swap)			(45.749)	(57.186)	(68.623)	(34.311)	(22.874)	
Efeito Líquido no resultado (swap)			65.338	355.925	626.923	(186.070)	(457.068)	
Efeito líquido no resultado			(32.713)	(40.891)	(49.069)	(24.534)	(16.356)	
Referência para ativos e passivos financeiros			Taxa projetada (BMF)	Taxa em 30/09/2019	25%	50%	-25%	-50%
CDI (% 12 meses)			4,77	6,25	5,96	7,16	3,58	2,39
SELIC (% 12 meses)			4,85	6,25	6,06	7,28	3,64	2,43
TLP (% 12 meses)			3,00	3,00	3,75	4,50	2,25	1,50
TJLP (% 12 meses)			5,95	6,65	7,44	8,93	4,46	2,98
IGP-M (% 12 meses)			3,43	3,37	4,29	5,15	2,57	1,72
IPCA A (%12 meses)			3,00	3,00	3,75	4,50	2,25	1,50

Fonte: B3

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
Informações trimestrais em
30 de setembro de 2019

(vii) Risco de escassez de energia

O Sistema Elétrico Brasileiro é abastecido predominantemente pela geração hidrelétrica. Um período prolongado de escassez de chuva, durante a estação úmida, reduzirá o volume de água nos reservatórios dessas usinas, trazendo como consequência o aumento no custo na aquisição de energia no mercado de curto prazo e na elevação dos valores de Encargos de Sistema em decorrência do despacho das usinas termelétricas. Em uma situação extrema poderá ser adotado um programa de racionamento, que implicaria em redução de receita. Com a finalidade de incentivar o uso racional da energia, o governo através do Decreto nº 8.401/2015, criou a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (conta bandeiras) no sentido de sinalizar a situação hidrológica do país, contendo assim o consumo de energia de forma não racional.

(viii) Risco da revisão e do reajuste das tarifas de fornecimento

Os Processos de Revisão e Reajuste Tarifários são garantidos por contrato e empregam metodologias previamente definidas. Alterações na metodologia vigente devem ser amplamente discutidas e contarão com contribuições da Companhia, concessionárias e demais agentes do Setor. Em caso de evento imprevisível que venha a afetar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, poderá a Companhia justificar e requerer ao regulador a abertura de uma Revisão Tarifária Extraordinária, ficando a realização desta a critério do regulador. A própria ANEEL também poderá proceder com Revisões Extraordinárias caso haja criação, alteração ou exclusão de encargos e/ou tributos, para seu repasse às tarifas.

29.6 Gestão do capital

A política da Administração da Companhia é manter uma base sólida de capital para manter a confiança do investidor, dos credores e do mercado e o desenvolvimento futuro do negócio. A Administração monitora o retorno de capital e também o nível de dividendos para os acionistas.

A Administração procura manter um equilíbrio entre os mais altos retornos possíveis com níveis adequados de alavancagem e as vantagens e a segurança proporcionada por uma posição de capital saudável, estabelecendo e acompanhando as diretrizes dos níveis de endividamento e liquidez, assim como as condições de custo e prazo dos financiamentos contratados.

30 Eventos subsequentes

Em reunião realizada em 21 de outubro de 2019, o Conselho de Administração da Equatorial Energia, controladora da CELPA e da Equatorial Maranhão, aprovou, dentre outras matérias, a celebração de Acordo de Investimento entre a Equatorial Energia e o Itaú Unibanco S.A. (“Itaú”), por meio do qual, entre outras matérias, as partes acordaram regular os termos e condições para a realização de um investimento, pelo Itaú, na Equatorial Distribuição, através da subscrição e integralização de ações preferenciais do capital social da Equatorial Distribuição (“Operação”).

Como consequência dessa contribuição, (i) a Equatorial Distribuição passou a ser controladora direta da CELPA e da Equatorial Maranhão, com participação correspondente a 96,5% do capital social total da CELPA e a 65,11% do capital social total da Equatorial Maranhão, passando a Equatorial Energia a ser controladora indireta da CELPA e da Equatorial Maranhão; e (ii) a Equatorial Distribuição assumiu, em substituição à Equatorial Energia, a qualidade de emissora das Debêntures.

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
Informações trimestrais em
30 de setembro de 2019

Com a conclusão da Operação, o Itaú passará a ser titular da totalidade das ações preferenciais de emissão da Equatorial Distribuição, representativas de 9,9% do capital social total da Equatorial Distribuição, e a Equatorial Energia, por sua vez, será titular da totalidade das ações ordinárias de emissão da Equatorial Distribuição, representativas 90,1% do capital social total da Equatorial Distribuição.

* * *

Conselho de Administração

Armando de Souza Nascimento

Augusto Miranda da Paz Júnior

Carlos Augusto Leone Piani

Firmino Ferreira Sampaio Neto

Conselho Fiscal

Paulo Roberto Franceschi

Saulo Tarso Alves de Lara

Vanderlei Dominguez da Rosa

Notas Explicativas

Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA
Informações trimestrais em
30 de setembro de 2019

Diretoria Executiva

Marcos Antônio Souza de Almeida
Diretor Presidente

Alexandre Joaquim Santos Cardoso
Diretor

Bruno Pinheiro Macedo Couto
Diretor

Carla Ferreira Medrado
Diretora

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima
Diretor

Rubens Jose de Figueiredo Briseno
Diretor

Sérgio Ricardo de Andrade Oliveira
Diretor

Tatiana Queiroga Vasques
Diretora

Tinn Freire Amado
Diretor

Geovane Ximenes de Lira
Gerente de Contabilidade e Tributos
Contador
CRC PE 012996-O-3 S-PA

Pareceres e Declarações / Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais-ITR

Aos Acionistas e Administradores da
Centrais Elétricas do Pará S.A.
Belém – PA

Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias, da Centrais Elétricas do Pará S.A. ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais – ITR referente ao trimestre findo em 30 de setembro de 2019, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2019 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para o período de três e nove meses findos naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A administração da Companhia é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias de acordo com o CPC 21(R1) e a norma internacional IAS 34 – Interim Financial Reporting, emitida pelo International Accounting Standards Board – IASB, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 - Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

Conclusão sobre as informações intermediárias

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o CPC 21(R1) e a IAS 34, aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros Assuntos - Demonstrações do valor adicionado

As informações trimestrais acima referidas incluem as demonstrações do valor adicionado (DVA), referentes ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2019, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de IAS 34. Essas demonstrações foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais, com o objetivo de concluir se elas estão conciliadas com as informações contábeis intermediárias e registros contábeis, conforme aplicável, e se sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essas demonstrações do valor adicionado não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa Norma e de forma consistente em relação às informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Belém, 12 de novembro de 2019

KPMG Auditores Independentes
CRC PA-000742/F

Marcelo Pereira Gonçalves
Contador CRC 1SP220026/O-3

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras

Declaramos, na qualidade de Diretores Estatutários da Centrais Elétricas do Pará S.A.- CELPA., nos termos do: (i) inciso VI do parágrafo 1º do artigo 25 da Instrução ICVM 480, que revimos, discutimos e concordamos com as informações contábeis intermediárias, referente ao período findo em 30 de setembro de 2019.

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente

Declaramos na qualidade de Diretores Estatutários da Centrais Elétricas do Pará S.A.- CELPA., nos termos do: (i) inciso V do parágrafo 1º do artigo 25 da Instrução CVM nº 480 de 7 de dezembro de 2009 ("ICVM 480"), conforme alterada, que revimos, discutimos e concordamos, sem quaisquer ressalvas, com as opiniões expressas no relatório sobre a revisão de informações trimestrais - ITR emitido em 12 de novembro de 2019 pela KPMG Auditores Independentes, auditores independentes da Companhia, referente as informações contábeis intermediárias da Companhia do período findo em 30 de setembro de 2019.