



NEOENERGIA S.A.
RELEASE | Terceiro Trimestre 2018



ÍNDICE

1. DESTAQUES	3
2. A NEOENERGIA	4
3. REDES	4
3.1. Nossas Distribuidoras	4
3.1.1. Desempenho Operacional	5
3.2.1. Transmissoras em Implementação	12
4. NEGÓCIOS LIBERALIZADOS	13
4.1. Nossas Usinas Termelétricas	13
4.2. Comercialização	13
5. RENOVÁVEIS	14
5.1. Nossas Usinas Hidrelétricas	14
5.1.1. Usinas Hidrelétricas em Implementação	14
5.2. Nossos Parques Eólicos	15
5.2.1. Parques Eólicos em Construção	18
6. INVESTIMENTOS	18
7. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO	17
7.1. Resultado do Trimestre	17
7.2. Receita Operacional Bruta	7
7.3. Deduções da Receita Bruta	19
7.4. Custos e Despesas Operacionais	20
7.5. EBITDA (LAJIDA)	21
7.6. Resultado Financeiro	22
8. ENDIVIDAMENTO	23
8.1. Perfil da Dívida	23
9. RATING	25
9.1. Standard & Poor's	25
9.2. Fitch	25
10. OUTROS DESTAQUES	26
10.1. Tarifas	26
6.2. Bandeiras Tarifárias	27
11. DISCLAIMER	28

1. DESTAQUES

DESTAQUES (R\$ mil)	9M18	9M17	Varição
Receita Operacional Bruta	27.752.197	19.976.559	38,92%
Receita Operacional Líquida	19.154.192	13.897.054	37,83%
Margem Bruta	5.760.553	4.083.624	41,06%
EBITDA	3.464.128	2.122.369	63,22%
Resultado Financeiro	(832.535)	(1.014.578)	(17,94%)
Lucro Líquido	1.215.387	287.984	322,03%
Lucro Atribuído aos Acionistas Controladores	1.169.973	256.266	356,55%
Lucro Atribuído aos Acionistas Minoritários	45.415	31.718	43,18%
Margem Bruta (%)	30,07%	29,38%	0,69 p.p.
Margem EBITDA (%)	18,09%	15,27%	2,81 p.p.
Margem Líquida (%)	6,35%	2,07%	4,27 p.p.

Indicadores Operacionais	9M18	9M17	Varição
Volume de fornecimento para mercado cativo (GWh)	26.178	24.429	7,16%
Consumo de Energia na Área de Concessão	33.201	30.063	10,44%
Número de Clientes	13.728.415	13.540.988	1,38%

Indicadores Financeiros de Dívida	3T18	dez/17	Varição (p.p.)
Dívida Líquida/EBITDA ¹ (Pro-forma)	3,32	3,69	0,37 p.p.
EBITDA/Resultado Financeiro ¹ (Pro-forma)	3,68	2,48	(1,20 p.p.)
Rating Corporativo (S&P)	AAA ²	AA-	

⁽¹⁾ EBITDA proforma e Resultado Financeiro proforma dos últimos 12 meses

⁽²⁾ A partir de 12/07/2018

A Companhia encerrou o período acumulado até setembro de 2018 com EBITDA de R\$ 3,5 bilhões, 63,22% de crescimento em relação ao ano anterior (R\$ 2,1 bilhões). Esse crescimento é explicado, principalmente, pelas revisões e reajustes tarifários das distribuidoras, incorporação da Elektro Holding em agosto de 2017 e ações de otimização dos custos gerenciáveis, principalmente para o segmento de redes. Essa variação alcançou 7,75% entre os períodos, representando 2.30 p.p. menor que a inflação acumulada dos últimos 12 meses (10,05% acumulado setembro/18 - Fonte: FGV).

Vale destacar que a partir de 27 de agosto de 2018, passaram a vigorar novos valores de tarifa da Elektro Redes em função do Reajuste Tarifário publicado pela ANEEL em 21 de agosto de 2018. O efeito médio percebido pelos consumidores cativos foi um aumento de 24,42% na tarifa.

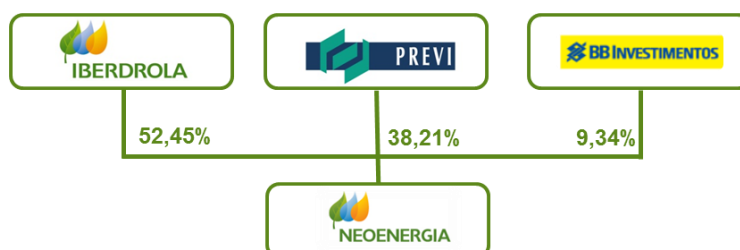
A evolução da Margem Líquida passou de 2,07% para 6,35% comparado aos nove meses acumulado de 2018 e ao mesmo período do ano anterior.

A Neoenergia se destacou nos rankings de algumas das principais publicações do país. No ranking anual dos 200 maiores grupos do Brasil, da revista Exame Melhores e Maiores 2018, a empresa subiu 12 posições, passando da 36ª colocação para a 24ª. No ranking Valor 1000, do jornal Valor Econômico, a empresa confirmou sua ascensão como um dos maiores conglomerados econômicos do país, saindo da 37ª para 25ª colocação, galgando também 12 posições em relação ao ano anterior. Já no ranking 1.000 maiores empresas do país, da revista Isto É Dinheiro, a Neoenergia avançou 19 posições na lista, saltando da 47ª posição para 28ª em 2017.

2. A NEOENERGIA

A **Neoenergia S.A.** (“Neoenergia”) é uma sociedade por ações de capital aberto com o objetivo de atuar como holding, participando no capital de outras sociedades dedicadas às atividades de distribuição, transmissão, geração e comercialização de energia elétrica.

Em 30 de setembro de 2018, a estrutura societária da Neoenergia era a seguinte:



3. REDES

3.1. Nossas Distribuidoras

O Grupo Neoenergia atua no segmento de distribuição por meio das suas controladas Coelba no Estado da Bahia, a Celpe no Estado de Pernambuco e na Paraíba, a Cosern no Estado do Rio Grande do Norte e Elektro nos Estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul.

COELBA

A COELBA possui a concessão para a distribuição de energia elétrica no estado da Bahia, com atuação em 415 dos 417 municípios desse estado.

CELPE

A CELPE detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todos os 185 municípios do Estado de Pernambuco, incluindo o Distrito de Fernando de Noronha, além do município de Pedras de Fogo na Paraíba.

COSERN

A COSERN detém a concessão para exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Rio Grande do Norte, em seus 167 municípios.

ELEKTRO

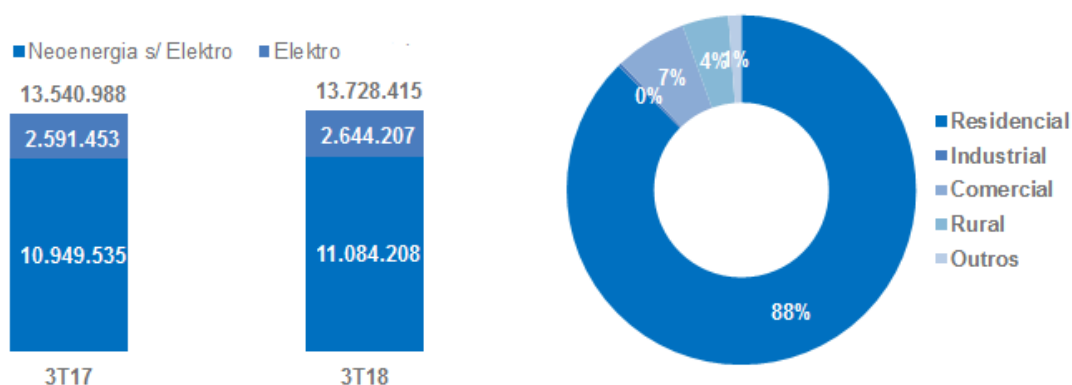
A ELEKTRO possui sua sede no município de Campinas, em São Paulo e é uma concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica que atende a 228 cidades, sendo 223 em São Paulo e 5 no Mato Grosso do Sul.

3.1.1. Desempenho Operacional

3.1.1.1. Número de Consumidores Ativos

No terceiro trimestre de 2018, a Neoenergia, por meio das quatro distribuidoras do Grupo, alcançou o patamar de 13,7 milhões de consumidores ativos, registrando um crescimento de 1,38% considerando a incorporação da Elektro em 24/08/2017, o que representa 187.427 novos clientes. Mesmo sem considerar a referida incorporação tivemos um crescimento de 1,2%, no número de clientes da Companhia, o que representa um crescimento orgânico de 134.673 novos clientes, em relação ao mesmo período do ano anterior.

O gráfico e a tabela a seguir refletem a evolução da quantidade consolidada dos consumidores ativos no terceiro trimestre de 2018:



Número de Consumidores						
Descrição	3T18	3T17	Variação Vertical %		3T18 / 3T17	
			3T18	3T17	Dif.	%
Residencial	12.025.579	11.857.701	87,60%	87,58%	167.878	1,42%
Industrial	42.675	43.690	0,31%	0,32%	(1.015)	(2,32%)
Comercial	907.000	896.716	6,61%	6,62%	10.284	1,15%
Rural	589.301	580.528	4,29%	4,29%	8.773	1,51%
Outros	162.666	161.175	1,18%	1,19%	1.491	0,93%
Poder Público	101.860	101.982	0,74%	0,75%	(122)	(0,12%)
Iluminação Pública	37.837	36.829	0,28%	0,27%	1.008	2,74%
Serviço Público	22.969	22.364	0,17%	0,17%	605	2,71%
Subtotal	13.727.221	13.539.810	100,00%	100,00%	187.411	1,38%
Consumo Próprio	1.171	1.155	0,01%	0,01%	16	1,39%
Suprimento	23	23	0,00%	0,00%	-	-
Total	13.728.415	13.540.988	100,00%	100,00%	187.427	1,38%

3.1.1.2. Número de Consumidores Baixa Renda

Considerando os critérios estabelecidos na Resolução ANEEL nº 414/2010, que define o conceito de consumidores de baixa renda, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, subsidiadas por um benefício criado pelo Governo Federal e regulamentado pela Lei nº 12.212 e pelo Decreto nº 7.583, que consiste em um desconto no pagamento da conta de energia elétrica, estes correspondem, em setembro de 2018, a 20,15% do total de consumidores ativos residenciais da Neoenergia enquanto que os consumidores residenciais convencionais representam 79,85%.

Até setembro de 2018, a Companhia possuía 2.422.991 clientes cadastrados com a tarifa subsidiada. Se desconsiderarmos a incorporação da Elektro, houve uma redução de 5,62% no número de clientes baixa renda se comparados ao mesmo período de 2017. Se consolidados os clientes baixa renda da Elektro, a redução é amenizada para 3,40%, conforme evidenciado na tabela abaixo:

Número de Consumidores Residenciais						
Descrição	3T18	3T17	Variação Vertical %		3T18 / 3T17	
			3T18	3T17	Dif.	%
Convencional	9.602.588	9.349.379	79,85%	78,85%	253.209	2,71%
Baixa Renda	2.422.991	2.508.322	20,15%	21,15%	(85.331)	(3,40%)
Total	12.025.579	11.857.701	100,00%	100,00%	167.878	1,42%

3.1.1.3. Evolução do Mercado

Energia Distribuída NEOENERGIA						
Descrição	3T18	3T17	Variação Vertical %		3T18 / 3T17	
			3T18	3T17	GWh	%
Mercado Cativo	10.262	8.291	74,89%	78,45%	1.970	23,76%
Mercado Livre	3.440	2.277	25,11%	21,55%	1.163	51,07%
Total	13.702	10.569	100,00%	100,00%	3.133,32	29,65%

A energia distribuída para o mercado cativo pelas Distribuidoras da Neoenergia de janeiro a setembro de 2018 registrou alta de 29,65%% na comparação com o mesmo período de 2017 ao considerar a incorporação da Elektro. Desconsiderando a variação da Elektro Redes nos períodos analisados, a energia distribuída para o mercado Cativo apresentou aumento de 3,9%.

Energia Distribuída NEOENERGIA												
Descrição	3T18	3T17	Variação Vertical %		3T18 / 3T17		9M18	9M17	Variação Vertical %		9M18 / 9M17	
			3T18	3T17	GWh	%			9M18	9M17	GWh	%
Mercado Cativo	10.262	8.291	74,89%	78,45%	1.970	23,76%	26.178	24.429	78,85%	81,26%	1.750	7,16%
Mercado Livre	3.440	2.277	25,11%	21,55%	1.163	51,07%	7.023	5.634	21,15%	18,74%	1.389	24,66%
Total	13.702	10.569	100,00%	100,00%	3.133,32	29,65%	33.201	30.063	100,00%	100,00%	3.138,19	10,44%

Energia Distribuída - Celpe												
Descrição	3T18	3T17	Variação Vertical %		3T18 / 3T17		9M18	9M17	Variação Vertical %		9M18 / 9M17	
			3T18	3T17	R\$ MM	%			9M18	9M17	R\$ MM	%
Mercado Cativo	2.555	2.481	78,81%	79,30%	75	3,00%	7.964	7.982	79,81%	80,76%	(18)	(0,23%)
Mercado Livre	687	648	21,19%	20,70%	39	6,07%	2.015	1.902	20,19%	19,24%	113	5,95%
Total	3.242	3.129	100,00%	100,00%	113,82	3,64%	9.979	9.884	100,00%	100,00%	94,94	0,96%

Energia Distribuída - Coelba												
Descrição	3T18	3T17	Variação Vertical %		3T18 / 3T17		9M18	9M17	Variação Vertical %		9M18 / 9M17	
			3T18	3T17	R\$ MM	%			9M18	9M17	R\$ MM	%
Mercado Cativo	3.985	3.814	81,29%	81,59%	171	4,48%	12.200	12.108	82,07%	82,99%	92	0,76%
Mercado Livre	917	861	18,71%	18,41%	57	6,58%	2.665	2.482	17,93%	17,01%	183	7,37%
Total	4.902	4.675	100,00%	100,00%	227,50	4,87%	14.865	14.590	100,00%	100,00%	274,43	1,88%

Energia Distribuída - Cosern												
Descrição	3T18	3T17	Variação Vertical %		3T18 / 3T17		9M18	9M17	Variação Vertical %		9M18 / 9M17	
			3T18	3T17	R\$ MM	%			9M18	9M17	R\$ MM	%
Mercado Cativo	1.115	1.100	80,73%	81,59%	15	1,36%	3.408	3.442	81,51%	82,51%	(34)	(0,98%)
Mercado Livre	266	248	19,27%	18,41%	18	7,23%	773	730	18,49%	17,49%	43	5,96%
Total	1.381	1.348	100,00%	100,00%	32,97	2,44%	4.181	4.171	100,00%	100,00%	9,79	0,23%

Energia Distribuída - Elektro												
Descrição	3T18	3T17	Variação		3T18 / 3T17		9M18	9M17	Variação		Acumulado	
			3T18	3T17	GWh	%			9M18	9M17	R\$ MM	%
Mercado Cativo	2.606	2.602	62,41%	63,71%	4	0,15%	8.084	8.175	63,57%	65,75%	(92)	(1,12%)
Mercado Livre	1.570	1.483	37,59%	36,29%	87	5,88%	4.632	4.258	36,43%	34,25%	374	8,79%
Total	4.176	4.085	100,00%	100,00%	91	2,23%	12.716	12.433	100,00%	100,00%	282,61	2,27%

Os valores de energia distribuída por tipo de cliente Cativo são mostrados na tabela abaixo:

FATURAMENTO DE ENERGIA POR CLASSE	3T18		3T17		Variação (%) 3T18 / 3T17		9M18		9M17		Variação (%) 3T18 / 3T17	
	R\$ Mil	GWh	R\$ Mil	GWh	Receita	Volume	R\$ Mil	GWh	R\$ Mil	GWh	Receita	Volume
Residencial	3.170.297	4.304	2.189.113	3.490	44,82%	23,33%	9.144.706	13.818	6.307.387	10.636	44,98%	29,92%
Industrial	617.150	1.155	490.929	920	25,71%	25,55%	1.817.709	3.405	1.227.075	2.508	48,13%	35,75%
Comercial	1.600.251	2.055	1.134.935	1.699	41,00%	20,95%	4.564.228	6.600	3.206.092	5.121	42,36%	28,87%
Rural	450.292	1.130	287.093	863	56,85%	30,98%	1.123.687	3.013	740.667	2.389	51,71%	26,12%
Poder Público	314.939	452	232.624	392	35,39%	15,24%	884.291	1.432	672.526	1.223	31,49%	17,06%
Iluminação Pública	244.417	595	165.013	495	48,12%	20,23%	629.728	1.762	414.507	1.338	51,92%	31,70%
Serviço Público	288.659	560	164.094	425	63,72%	31,83%	680.537	1.595	417.452	1.186	63,02%	34,49%
Fornecimento Não Faturado	115.298	-	(48.786)	-	(336,33%)	-	124.827	-	(16.599)	-	(852,02%)	-
Mercado Cativo	6.781.303	10.252	4.615.015	8.284	46,94%	23,75%	18.969.713	31.625	12.969.107	24.402	46,27	29,60
Subvenção à tarifa social baixa renda	469.821	-	334.650	-	40,39%	0,00%	1.269.387	-	892.725	-	42,19%	0,00%
Consumo próprio	-	10	-	9	0,00%	14,63%	-	31	-	31	0,00%	0,80%
Reclassificação da receita pela disponibilidade da rede elétrica - consumidor cativo	(3.069.170)	-	(2.150.374)	-	42,73%	0,00%	(8.700.172)	31.656	(6.354.189)	24.433	36,92%	29,56%
Suplimento	790.131	-	724.958	-	8,99%	0,00%	2.015.943	-	1.560.985	-	29,15%	0,00%
Fornecimento de Energia Total	4.972.085	10.262	3.524.248	8.291	41,08%	23,77%	13.554.871	31.656	9.068.628	24.433	49,47%	29,56%
Receita de Uso da Rede - Mercado	367.223	-	224.675	-	63,45%	0,00%	1.003.655	-	512.646	-	85,78%	0,00%
Fornecimento de Energia Concessão	5.339.308	10.262	3.748.924	8.291	42,42%	23,77%	14.558.526	31.656	9.581.274	24.433	61,95%	29,56%

Nas quatro distribuidoras a classe residencial possui maior participação e manteve-se praticamente estável em termos de consumo, desconsiderando o efeito da incorporação, em relação ao terceiro trimestre de 2018.

O Mercado Livre registrou um crescimento de 51,07% no terceiro trimestre de 2018 quando comparado ao mesmo período do ano anterior, considerando a incorporação da Elektro. Desconsiderado a variação da Elektro Redes entre o 3T17 após incorporação e 3T18, o

crescimento foi de 6,1%. Esse movimento é resultado da migração de clientes cativos para o mercado livre, principalmente, das classes industrial e comercial.

3.1.1.4. Balanço Energético (MWh)



A energia injetada, que é a energia fornecida aos clientes próprios da distribuidora e às concessionárias de fronteira acrescida da energia para atendimento aos clientes do ambiente livre e das perdas no sistema de distribuição, atingiu o patamar de 14.565 GWh no terceiro trimestre de 2018 apresentando crescimento de 5,5% quando comparada ao mesmo período de 2017. Do total da energia injetada, 70% foi destinada ao consumo regulado, 24% para o consumo do mercado livre e 0,3% para o suprimento de fronteira. As perdas na Rede Básica e na Distribuição somaram 17%:

BALANÇO ENERGÉTICO (MWh)	3T18	3T17	3T18 / 3T17	
			MWh	%
Venda de energia	10.303.928	10.045.857	258.071	2,57%
Fornecimento	10.261.655	9.997.402	264.253	2,64%
Suprimento para agentes de distribuição	42.273	48.455	(6.182)	(12,76%)
Consumidores Livres/Dist./Ger.	3.440.199	3.239.178	201.021	6,21%
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-
Mercado Atendido	12.362.463	11.936.374	426.089	3,57%
Perdas na Rede Básica	312.206	288.372	23.834	8,27%
Perdas na Distribuição	2.202.772	1.868.705	334.067	17,88%
Perdas Técnicas	1.343.192	1.286.288	56.904	4,42%
Perdas Não Técnicas (PNT)	859.580	582.418	277.162	47,59%
PNT/Energia Requerida (%)	6%	4%	N/A	2 p.p.
Perdas Totais	2.514.978	2.157.077	357.901	16,59%
PT/ Energia Requerida %	16,90%	15,31%	N/A	1,60 p.p

NOTA: Considera volumes *pro-rata* de Mercado Atendido e Perdas para Elektro Redes após incorporação em 24/08/2017 (36 dias do 3T17)

3.1.1.5. DEC e FEC





A qualidade do fornecimento de energia é verificada principalmente pelos indicadores de qualidade DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor, que aferem as falhas ocorridas na rede de distribuição de energia elétrica. O cálculo desses índices considera a média móvel dos últimos 12 meses. Seguem abaixo os indicadores de cada uma das distribuidoras no terceiro trimestre de 2018:

	DEC (horas)		FEC (vezes)	
	3T18	3T17	3T18	3T17
 COELBA				
Total	16,11	20,99	6,94	8,40
Limite regulatório	14,50	15,08	8,42	8,88
 CELPE				
Total	14,34	16,07	6,53	7,36
Limite regulatório	13,83	13,89	9,34	9,27
 COSERN				
Total	11,17	13,58	5,52	7,72
Limite regulatório	12,89	13,39	8,68	9,33
 ELEKTRO				
Total	7,01	7,70	4,19	4,59
Limite regulatório	8,39	8,56	6,50	6,92

3.1.1.6. Perdas

As perdas globais (ou totais) de energia correspondem às perdas técnicas, que é o montante de energia elétrica dissipada no processo de transporte de energia entre o suprimento e o ponto de entrega, e as perdas não técnicas, que correspondem à diferença entre as perdas globais e as perdas técnicas. Nesta parcela de perdas não técnicas são considerados, portanto, os furtos de energia, defeito em equipamentos de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição etc.

No terceiro trimestre de 2018, foram realizadas ações de otimização das perdas globais das distribuidoras, que evoluíram em três das quatro concessionárias, conforme podemos verificar na tabela a seguir. A CELPE foi a única que apresentou uma redução do índice em relação ao ano anterior.

		Perdas	
		3T18	3T17
 COELBA	Técnica	11,10%	11,16%
	Não Técnica	3,85%	3,30%
	Total	14,96%	14,46%
	Limite regulatório	14,32%	12,45%
 CELPE	Técnica	8,31%	8,56%
	Não Técnica	9,25%	8,10%
	Total	17,56%	16,66%
	Limite regulatório	16,11%	16,13%
 COSERN	Técnica	8,45%	8,70%
	Não Técnica	1,65%	0,96%
	Total	10,10%	9,66%
	Limite regulatório	10,70%	11,01%
 ELEKTRO	Técnica	5,71%	5,65%
	Não Técnica	2,57%	2,22%
	Total	8,28%	7,87%
	Limite regulatório	6,57%	6,57%

3.1.1.7. Arrecadação

O desempenho da arrecadação é medido pelo Índice de Arrecadação – IAR, definido pelo quociente do valor total arrecadado com energia elétrica e títulos, inclusive de exercícios anteriores, em relação aos valores faturados por fornecimento de energia no exercício. No gráfico abaixo é apresentado o resultado de setembro/18 (acumulado nos últimos 12 meses) e seu comportamento em relação ao mesmo período do ano anterior.

O índice de arrecadação é um indicador impactado diretamente pela capacidade de pagamento dos clientes, sendo que, o seu desempenho acumulado dos últimos 12 meses, medido no final do terceiro trimestre de 2018. No terceiro trimestre de 2018, o índice de Arrecadação das distribuidoras foi de 96,42% na Coelba, 96,80% na Celpe, 97,73% na Cosern e 99,60% na Elektro, impactado pelos seguintes fatores:

- ✓ Maior acionamento das bandeiras tarifárias quando comparado ao mesmo período de 2017, devido cenário hidrológico desfavorável. O maior acionamento das bandeiras tarifárias amarela ou vermelha, nos patamares 1 ou 2, aumenta a conta de energia paga pelo consumidor final, o que impacta sua capacidade de pagamento.
- ✓ Revisão Tarifária de Cosern e Coelba um aumento de 15,61% para os clientes da Cosern e 16,95% para os clientes da Coelba.

Reajustes tarifários anuais de 2018 de Celpe e Elektro Redes, com efeito médio percebido pelos consumidores de 8,89% e 24,42%, respectivamente.

Os índices de arrecadação das distribuidoras está detalhado abaixo:

	ARRECADAÇÃO	
	3T18	3T17
 COELBA	96,42%	99,60%
 CELPE	96,80%	97,96%
 COSERN	97,73%	99,36%
 ELEKTRO	99,60%	99,30%

3.2. Nossas Transmissoras

A Neoenergia atua no segmento de transmissão por meio das empresas Afluente T, Narandiba S.A e Potiguar Sul, com seus respectivos ativos abaixo detalhados:

Transmissão - Em operação	Localização	Entrada Operação (Prazo ANEEL)	Final da Concessão		
AFLUENTE T (Extensão Total 489,1 Km)					
Linhas de Transmissão					
LT 230 KV Itagibá - Funil C-1	Transmissão	87,80%	BA	13/09/2009	08/08/2027
LT 230 KV Brumado II - Itagibá C-1				13/09/2009	
LT 230 KV Ford - Pólo C-2				02/08/2009	
LT 230 KV Pólo - Camaçari IV C-2				19/01/2015	
LT 230 KV Ford - Pólo C-1				24/11/2009	
LT 230 KV Pólo - Camaçari IV C-1				18/01/2015	
LT 230 KV Tomba - Governador Mangabeira C-1				31/01/2016	
LT 230 KV Tomba - Governador Mangabeira C-2				31/12/1990	
LT 138 KV Funil - Poções C-1				01/05/1993	
Subestações Rede Básica					
Tomba	Transmissão	87,80%	BA	31/12/1990	08/08/2027
Brumado II - 230/69kV				11/12/2002	
Itagibá				13/09/2009	
SE NARANDIBA					
Subestação de Narandiba	Transmissão	100%	BA	06/06/2011	28/01/2039
Subestação Brumado II - 230/138kV				21/09/2014	28/08/2042
Subestação Extremoz II - 230/69kV			RN	04/07/2015	10/05/2042
POTIGUAR SUL (Extensão Total 190,1 Km)					
LT 500 KV Campina Grande III - Ceará-Mirim II-C2	Transmissão	100%	RN/PB	07/11/2016	01/08/2043

AFLUENTE T

No terceiro trimestre de 2018, não houve implantação de novos ativos, mas houve a aquisição de transformadores de potencial e de corrente para modernização da SE Tomba, e a disponibilidade apresentada pela Afluente T foi de 99,90%, acima do limite estabelecido pelo submódulo 25.8 do Procedimento de Rede ONS, que estipula como normal a disponibilidade acima de 98%. Este indicador é importante, pois as concessionárias de transmissão de energia elétrica têm a qualidade do serviço aferida pela ANEEL através da disponibilidade do sistema

de transmissão. A partir deste tempo de indisponibilidade da Transmissora, a ANEEL calcula a Parcela Variável, que é a parcela a ser deduzida da receita da transmissora em função da não prestação adequada do serviço público de transmissão.

NARANDIBA S.A

No terceiro trimestre de 2018 não houve implantação de novos ativos e a disponibilidade apresentada pela Narandiba S.A. foi de 99,96%, acima do limite estabelecido pelo submódulo 25.8 do Procedimento de Rede ONS.

POTIGUAR SUL

No terceiro trimestre de 2018 não houve implantação de novos ativos e a disponibilidade apresentada pela Potiguar Sul foi de 100%, acima do limite estabelecido pelo submódulo 25.8 do Procedimento de Rede ONS.

3.2.1. Transmissoras em Implementação

No quadro a seguir estão relacionadas as transmissoras em implementação do Grupo Neoenergia (data base 30/09/2018):

Transmissão - Em implementação	Tipo	Participação Neoenergia	Localização	Entrada Operação (Prazo ANEEL)	Final da Concessão
EKTT 12-A (Extensão Total 583 Km)					
Linhas de Transmissão					
LT 230 KV Nova Porto Primavera – Rio Brilhante	Transmissão	100,00%	MS / SP	11/08/2022	11/08/2047
LT 230 KV Rio Brilhante – Campo Grande 2			MS	11/08/2022	
LT 230 KV Campo Grande 2 – Imbirussu			MS	11/08/2022	
LT 230 KV Nova Porto Primavera – Inhema 2			MS / SP	11/08/2022	
LT 230 KV Rio Brilhante Dourados 2			MS	11/08/2022	
LT 230 KV Dourados 2 - Dourados			MS	11/08/2022	
Subestações Rede Básica					
SE Dourados 02	Transmissão	100,00%	MS	11/08/2022	11/08/2047
EKTT 13-A					
Subestações Rede Básica					
SE Fernão Dias (COMPARTILHADA)	Transmissão	100,00%	SP	11/02/2021	11/08/2047
EKTT 14-A					
Subestações Rede Básica					
SE Biguaçu (COMPARTILHADA)	Transmissão	100,00%	SC	11/02/2021	11/08/2047
EKTT 15-A					
Subestações Rede Básica					
SE Sobral III (COMPARTILHADA)	Transmissão	100,00%	CE	11/02/2021	11/08/2047
EKTT 1-A (Extensão Total 729 Km)					
Linhas de Transmissão					
LT 500 KV Miracema – Gilbués II	Transmissão	100,00%	TO/PI	09/03/2023	09/03/2048
LT 500 KV Gilbués II – Barreiras II			PI/BA		
EKTT 2-A (Extensão Total 345 Km)					
Linhas de Transmissão					
LT 500 KV Santa Luzia II – Campina Grande III	Transmissão	100,00%	PB	09/03/2018	09/03/2048
LT 500 KV Santa Luzia II – Milagres II			PB/CE		
Subestações Rede Básica					
SE Santa Luzia II	Transmissão	100,00%	PB	09/03/2023	09/03/2048

Com a incorporação da Elektro, em agosto de 2017, somamos 583 km à nossa malha elétrica e quatro subestações de transmissão (uma própria, três compartilhadas). Nos leilões realizados pela ANEEL em 24 de abril de 2017 (Leilão de Transmissão nº 05/2016) foram arrematadas as

linhas dos lotes 4, 20, 22 e 27 (EKTT 12-A, EKTT 13-A, EKTT 14-A e EKTT 15-A, respectivamente) que estão presentes nos estados do Mato Grosso do Sul, São Paulo, Santa Catarina e Ceará. Os novos lotes abrangem seis subestações compartilhadas adicionais.

Através do Leilão de Transmissão 002/2017, que ocorreu dia 15/12/2017, somamos à nossa malha elétrica os lotes 4 e 6 (EKTT 1-A e EKTT 2-A) nos estados do Tocantins, Piauí, Bahia, Paraíba e Ceará. Esses empreendimentos correspondem a 1074 km de Linhas de Transmissão e sete subestações (uma própria e seis compartilhadas).

4. NEGÓCIOS LIBERALIZADOS

4.1. Nossas Usinas Termelétricas

O Grupo Neoenergia atuou no terceiro trimestre de 2018 no segmento de geração termelétrica de por meio de 2 usinas que, em conjunto, somam capacidade instalada de 536,8 MW considerando a planta convencional de geração de ciclo combinado de energia a gás (Termopernambuco) e a termelétrica a diesel (da Celpe) em Fernando de Noronha.

Liberalizados em operação	Tipo de Usina	Participação Direta e Indireta Neoenergia	Localidade	Capacidade Instalada	Energia Assegurada	Data da Concessão	
						Autorização	Vencimento
CELPE							
Fernando de Noronha	Termelétrica Diesel	89,65%	Fernando de Noronha - PE	4,08 MW	1,9 MW	21/12/1989	21/12/2019
TERMOPE							
UTE Termope	Termelétrica - UTE	100,00%	Suape - Ipojuca - PE	532,756 MW	504,1 MW	18/12/2000	18/12/2030

Até setembro de 2018 a UTE TERMOPE estivera 100% despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A geração bruta de energia acumulado até setembro/18 foi de 3.118 GWh, correspondendo a 475,9 MW médios.

4.2. Comercialização

No terceiro trimestre de 2018, contratou-se operações na ordem de 1.452 MWméd. Esse valor foi 12% inferior em relação ao terceiro trimestre do ano anterior.

Destacamos as principais ações:

- (i) Gestão da energia livre das usinas eólicas da FEB e recuperação parcial da inadimplência retida na CCEE;
- (ii) Gestão da Energia Livre de Itapebi, com assunção do risco hidrológico por parte da comercializadora;
- (iii) Coordenação dos estudos e ações objetivando a definição de hedge para gestão do risco hidrológico de CHTP e EAPSA;
- (iv) Análise dos cenários de contratação da energia de Baixo Iguaçu;
- (v) Operação de compra de energia das eólicas da FEB através do MCSD EN e revenda ao mercado gerando resultado para todo o grupo;
- (vi) Estratégia de recomposição do balanço energético de Termopernambuco em função da parada programada para manutenção em agosto/2018;
- (vii) Instalação de 241 sistemas fotovoltaicos em clientes residenciais totalizando 625 kWp instalados até o 3º trimestre de 2018.

5. RENOVÁVEIS

5.1. Nossas Usinas Hidrelétricas

O Grupo Neoenergia atuou no terceiro trimestre de 2018 no segmento de geração hidrelétrica por meio de 6 usinas geradoras, consideradas Renováveis, considerando a parte em que já está em operação de Belo Monte. Além desses empreendimentos em operação, temos participação em 2 hidrelétricas (Baixo Iguaçu e parte de Belo Monte ainda em implementação).

Renováveis em Operação	Tipo de Usina	Participação Direta e Indireta Neoenergia	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	
						Autorização	Vencimento
HIDRELÉTRICAS							
ITAPEBI							
UHE Itapebi ¹	Hidrelétrica - UHE	100,00%	Rio Jequitinhonha - BA	462,01	209,1	28/05/1999	31/08/2035
CORUMBÁ III							
UHE Corumbá III	Hidrelétrica - UHE	70,00%	Rio Corumbá - GO	96,45	50,9	07/11/2001	14/02/2037
BAGUARI I							
UHE Baguari	Hidrelétrica - UHE	51,00%	Rio Doce - MG	140,00	84,7	15/08/2006	31/12/2039
ÁGUAS DA PEDRA							
UHE Dardanelos	Hidrelétrica - UHE	51,00%	Rio Aripuanã - MT	261,00	154,9	03/07/2007	02/01/2043
TELES PIRES							
Teles Pires	Hidrelétrica - UHE	51,00%	Rio Teles Pires - MT/PA	1.819,80	930,7	07/06/2011	06/06/2046
BELO MONTE							
Belo Monte	Hidrelétrica - UHE	10,00%	Rio Xingu - PA	11.233,10	4.571	26/08/2010	25/08/2045

5.1.1. Usinas Hidrelétricas em Implementação

No quadro a seguir estão relacionadas às usinas hidrelétricas em construção do Grupo Neoenergia (data base 30/09/2018):

Renováveis em Construção	Tipo de Usina	Participação Direta e Indireta da Neoenergia	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Instalada (MW)	Data da Concessão	
						Autorização	Vencimento
HIDRELÉTRICAS							
BELO MONTE							
Belo Monte	Hidrelétrica - UHE	10,00%	Rio Xingu - PA	11.233,10	4.571	26/08/2010	25/08/2045
GERAÇÃO CÉU AZUL							
Baixo Iguaçu	Hidrelétrica - UHE	70,00%	Rio Iguaçu - PR	350,2	171,3	20/08/2012	14/09/2049

UHE BELO MONTE

A Neoenergia possui 10% de participação na Norte Energia, controladora da UHE Belo Monte, através da SPE Belo Monte Participações S.A. Durante o ano de 2017, a UHE Belo Monte alcançou marcos importantes, como a finalização da motorização do Sítio Pimental, de 233,1 MW através da entrada em operação comercial das unidades geradoras 5 e 6, cada uma com potência de 38,8 MW. No Sítio Belo Monte entraram em operação as unidades geradoras 4, 5, 6 e 7 (a unidade geradora 8 estava em fase final de testes para início da operação comercial), cada uma com potência de 611,11 MW. Em 01/02/2018 a UG 8 entrou em operação comercial adicionando mais 611,11 MW na potência instalada e alcançando 100% da garantia física do empreendimento que é de 4.571 MW médios. Em 13/06/2018 entrou em operação comercial a UG 9 adicionando mais 611,11 MW, e, em 20/09/2018, a UG 10 de 611,11 MW entrou em fase de teste para início da operação comercial, dessa forma, o empreendimento tem, nesse momento, 6.344,2 MW de potência instalada de um total de 11.233,1 MW com 15 unidades geradoras em operação comercial e 100% da sua garantia física, o que permite acessar 100% da receita proveniente do ACR. Adicionalmente, vale destacar que a usina contratou o seguro SPR100, de forma a mitigar o risco hidrológico para a energia comercializada no ACR.

UHE BAIXO IGUAÇU

Sobre a UHE Baixo Iguaçu, a Neoenergia, através da sua subsidiária integral Geração Céu Azul, arrematou a concessão para construção e exploração da Usina Hidrelétrica de Baixo Iguaçu no 7º Leilão de Energia Nova A-5 organizado pela ANEEL. A UHE localizada no Rio Iguaçu, estado do Paraná, terá capacidade instalada de 350,2 MW e 171,3 MW médios de garantia física. Em 03 de maio de 2016 foi emitido o Despacho n.º 1.078 da ANEEL reconhecendo como excludente de responsabilidade 756 dias. Em 15 de fevereiro de 2017 foi instruído novo Pedido de Excludente de Responsabilidade e de Alteração de Cronograma relativo à UHE Baixo Iguaçu, tendo em vista manifestações que interferiram diretamente no andamento das atividades do canteiro de obras da Usina. Em 7 de novembro de 2017 através da resolução autorizativa nº 6.712 a ANEEL reconheceu 46 dias adicionais de excludente de responsabilidade.

A partir de dezembro de 2017 foram assinados termos aditivos dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEARs entre a Geração Céu Azul e as distribuidoras postergando o início do período de suprimento para o dia 12 de novembro de 2018.

Em 19 de março de 2018 foi assinado o 3º aditivo do Contrato de Concessão prevê a entrada em operação da 1ª Unidade Geradora (UG) em 05/07/2018, a 2ª UG em 05/09/2018 e a 3ª UG em 03/11/2018. A Neoenergia, através da sua subsidiária integral Geração Céu Azul S.A., vendeu no leilão A-6 ocorrido em 31/08/2018, 23,4 MW médios de energia no Ambiente Regulado – ACR, ao preço de R\$151,68/MWh, valor teto do leilão. A venda é por 30 anos, a partir de Jan/2024 e até essa data a energia continua livre (ACL).

Em setembro de 2018, estavam mobilizados aproximadamente 850 funcionários do Consórcio Construtor Baixo Iguaçu e a obra transcorre em ritmo normal. Sendo realizadas como principais atividades: Barragem – execução da cortina de injeção e execução da Barragem de aterro. Unidades Geradoras (UG) 1 e 2 – em andamento as atividades de comissionamento e UG 3 – Ajuste das palhetas diretrizes, preparação do cabeçote Kaplan, função do pino guia do eixo superior do Gerador, Vertedouro – pintura e acabamentos finais. Linha de Transmissão – Comissionamento das Torres.

5.2. Nossos Parques Eólicos

No terceiro trimestre de 2018, o Grupo atuou no segmento de geração renovável por meio de 17 parques eólicos, com uma capacidade instalada de 515,8 MW. Além desses empreendimentos em operação, temos 15 parques eólicos em construção, que agregarão ao Grupo 471,90 MW de capacidade instalada.

Renováveis em Operação	Tipo de Usina	Participação Direta e Indireta Neoenergia	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	
						Autorização	Vencimento
PARQUES EÓLICOS							
EOL Arizona 1	Eólica - UEE	100,00%	Rio do Fogo - RN	28,00	12,9	04/03/2011	03/03/2046
EOL Caetité 1			Caetité - BA	30,00	13	29/10/2012	28/10/2042
EOL Caetité 2				30,00	12,1	07/02/2011	06/02/2046
EOL Caetité 3			Bodó e Santana do Mato - RN	30,00	11,2	24/02/2011	23/02/2046
EOL Calango 1				30,00	13,9	28/04/2011	27/04/2046
EOL Calango 2			Bodó/RN	30,00	11,9	09/05/2011	08/05/2046
EOL Calango 3			Bodó, Santana do Matos e Bodó/RN	30,00	13,9	30/05/2011	29/05/2046
EOL Calango 4			Bodó/RN	30,00	12,8	19/05/2011	18/05/2046
EOL Rio do Fogo (ENEEL)			Rio do Fogo - RN	49,30	17,9	19/12/2001	18/12/2031
EOL Canoas			São José do Sabugi e Junc	31,50	17,7	04/08/2015	03/08/2050
EOL Calango 5			Bodó/RN	30,00	13,7	02/06/2011	01/06/2046
EOL Lagoa 2			São José do Sabugi e Sant	31,50	17,5	04/08/2015	03/08/2050
EOL Mel 2			Areia Branca - RN	20,00	9,8	28/02/2011	27/02/2046
EOL Calango 6			Bodó e Cerro Corá/RN	30,00	18,5	20/11/2014	19/11/2049
EOL Lagoa 1			São José do Sabugi e Sant	31,50	18,7	04/08/2015	03/08/2050
EOL Santana 1			Bodó, Lagoa Nova e Cerro	30,00	17,3	14/11/2014	13/11/2049
EOL Santana 2			Bodó e Lagoa Nova/RN	24,00	13,1	14/11/2014	13/11/2049

5.2.1. Parques Eólicos em Construção

Em 20 de dezembro de 2017, ocorreu o Leilão de Geração de Energia “A-6”, realizado por meio de sistema eletrônico no qual a Neoenergia comercializou a energia de 9 parques eólicos: Canoas 2 (34,7MW), Canoas 4 (34,7MW), Chafariz 1 (34,7MW), Chafariz 2 (34,7MW), Chafariz 3 (34,7MW), Chafariz 6 (31,2MW), Chafariz 7 (34,7MW), Lagoa 3 (34,7MW), Lagoa 4 (20,08MW), total de 294,18 MW de potência instalada os quais tiveram suas outorgas publicadas em junho de 2018. Os contratos de comercialização de energia determinam a entrada em operação comercial em 01 de janeiro de 2023.

Adicionalmente, o Grupo possui em fase de implementação 6 empreendimentos eólicos, denominados Canoas 3 (34,7 MW), Chafariz 4 (34,7MW), Chafariz 5 (34,7MW), Ventos de Arapuá 1 (24,3MW), Ventos de Arapuá 2 (34,7MW) e Ventos de Arapuá 3 (13,9MW), que aguardam a publicação de sua autorização (Outorga) e serão comercializados no ambiente livre.

Renováveis em Construção	Tipo de Usina	Participação Direta e Indireta da Neoenergia	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Instalada (MW)	Data da Concessão	
						Autorização	Vencimento
PARQUES EÓLICOS							
CANOAS 2	Eólica - UEE	100,00%	São José do Sabugi e Santa Luzia-PB	34,70	17,3	19/06/18	18/06/53
CANOAS 4			São José do Sabugi/PB	34,70	16,7	19/06/18	18/06/53
CHAFARIZ 1			Santa Luzia-PB	34,70	17,7	19/06/18	18/06/53
CHAFARIZ 2			Santa Luzia-PB	34,70	17,5	19/06/18	18/06/53
CHAFARIZ 3			Santa Luzia-PB	34,70	18,1	19/06/18	18/06/53
CHAFARIZ 6			Santa Luzia-PB	31,20	15,2	19/06/18	18/06/53
CHAFARIZ 7			Santa Luzia-PB	34,70	19	19/06/18	18/06/53
LAGOA 3			São José do Sabugi/PB	34,70	18,3	19/06/18	18/06/53
LAGOA 4			São José do Sabugi e Santa Luzia-PB	20,80	11,7	19/06/18	18/06/53
CANOAS 3			São José do Sabugi e Santa Luzia-PB	34,70	16,8	Aguardando de publicação de outorga	
CHAFARIZ 4			Santa Luzia e Areia de Baraúnas/PB	34,70	17,8		
CHAFARIZ 5			Santa Luzia/PB	34,70	16,6		
VENTOS DE ARAPUÁ 1			Areia de Baraúnas/PB	24,30	11,6		
VENTOS DE ARAPUÁ 2			Areia de Baraúnas, São Mateus e São José do Sabugi/PB	34,70	17,2		
VENTOS DE ARAPUÁ 3			Areia de Baraúnas e São Mateus/PB	13,90	5,9		

6. INVESTIMENTOS

O Grupo Neoenergia encerrou o terceiro trimestre de 2018 com investimento total de R\$1.350.231 mil, montante que compreende todos os investimentos realizados pelas companhias as quais o Grupo Neoenergia controla e consolida (R\$ 1.132.217 mil), bem como os realizados pelas empresas não controladas pelo Grupo (R\$ 218.014).

Estão abaixo discriminados os investimentos consolidados por segmento:

Investimentos ⁽¹⁾	3T18	3T17	Variação 3T18x3T17	9M18	9M17	Variação 9M18x9M17	2017
Descrição							
Redes ⁽²⁾	974.995	869.401	12,15%	2.188.540	2.293.082	(4,56%)	3.150.301
Liberalizado ⁽³⁾	23.786	5.009	374,87%	69.222	20.593	236,14%	37.574
Renováveis ⁽⁴⁾	133.282	156.350	(14,75%)	311.069	381.917	(18,55%)	814.665
Holding	154	93	65,59%	463	404	14,60%	1.218
Total	1.132.217	1.030.853	9,83%	2.569.294	2.695.996	(4,70%)	4.003.758

⁽¹⁾ Em milhares de reais, exceto onde indicada outra unidade de medida

⁽²⁾ Distribuição representa cerca de 97% e Transmissão restante

⁽³⁾ Representado por Serviços

⁽⁴⁾ Representado por eólicas e hidrelétricas

Os demais investimentos realizados pelas companhias de controle conjunto ou coligadas correspondem ao montante de R\$ 218.014 mil no acumulado do terceiro semestre de 2018.

7. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO

7.1. Resultado do Trimestre

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS (em R\$ mil)	3T18	3T17	3T18 X 3T17		9M18	9M17	9M18 X 9M17	
			R\$	%			R\$	%
Receita Bruta	10.292.894	8.103.007	2.189.887	27,03%	27.752.197	19.976.559	7.775.638	38,92%
(-) Deduções da Receita Bruta	(3.101.877)	(2.257.956)	(843.921)	37,38%	(8.598.005)	(6.079.505)	(2.518.500)	41,43%
Impostos	(2.488.488)	(1.781.911)	(706.577)	39,65%	(6.868.344)	(4.863.898)	(2.004.446)	41,21%
Encargos Setoriais	(613.389)	(476.045)	(137.344)	28,85%	(1.729.661)	(1.215.607)	(514.054)	42,29%
Receita Operacional Líquida	7.191.017	5.845.051	1.345.966	23,03%	19.154.192	13.897.054	5.257.138	37,83%
(-) Receita de construção	952.795	788.906	163.889	20,77%	2.146.128	1.875.578	270.550	14,42%
(-) Outras receitas	287.130	136.469	150.661	110,40%	650.011	436.387	213.624	48,95%
Receita Operacional Líquida (s/Rec. Construção e Outras Receitas)	5.951.092	4.919.676	1.031.416	20,97%	16.358.053	11.585.089	4.772.964	41,20%
Valor justo ativo indenizável da concessão	202.229	25.463	176.766	694,21%	394.865	184.431	210.434	114,10%
Valores a Receber da parcela A e Outros Itens Financeiros	198.822	785.766	(586.944)	(74,70%)	760.689	743.973	16.716	2,25%
Custos de Bens Não Gerenciáveis	(4.106.564)	(3.603.925)	(502.639)	13,95%	(10.992.365)	(7.685.896)	(3.306.469)	43,02%
Energia comprada para revenda	(3.681.947)	(3.180.574)	(501.373)	15,76%	(9.134.025)	(6.844.366)	(2.289.659)	33,45%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição e Transmissão	(310.663)	(316.932)	6.269	(1,98%)	(1.515.405)	(533.593)	(981.812)	184,00%
Combustível para produção de energia	(113.954)	(106.419)	(7.535)	7,08%	(342.935)	(307.937)	(34.998)	11,37%
Margem Bruta	2.046.757	1.341.214	705.543	52,60%	5.760.553	4.083.624	1.676.929	41,06%
Custos e Despesas Gerenciáveis	(837.318)	(777.090)	(60.228)	7,75%	(2.632.680)	(2.160.622)	(472.058)	21,85%
Resultado da Equivalência Patrimonial	(32.297)	(92.662)	60.365	(65,15%)	(53.579)	(124.216)	70.637	(56,87%)
Equivalência patrimonial	10.952	(58.707)	69.659	(118,66%)	81.109	(52.589)	133.698	(254,23%)
Amortização de mais-valia	(43.249)	(33.955)	(9.294)	27,37%	(134.688)	(71.627)	(63.061)	88,04%
EBITDA	1.305.292	616.423	688.869	111,75%	3.464.128	2.122.369	1.341.759	63,22%
Amortização / Depreciação	(281.258)	(219.310)	(61.948)	28,25%	(826.729)	(591.958)	(234.771)	39,66%
Resultado Financeiro	(265.403)	(358.083)	92.680	(25,88%)	(832.535)	(1.014.578)	182.043	(17,94%)
Lucro antes dos impostos	715.382	5.075	710.307	N/A	1.670.176	444.206	1.225.970	275,99%
IR e CSLL	(200.227)	(20.955)	(179.272)	855,51%	(454.789)	(156.222)	(298.567)	191,12%
Lucro (Prejuízo) do Período	515.155	(15.880)	531.035	N/A	1.215.387	287.984	927.403	322,03%
Lucro Líquido Consolidado	498.783	(18.436)	517.219	N/A	1.169.973	256.266	913.707	356,55%
Lucro atribuído aos Acionistas	16.373	2.556	13.817	540,57%	45.415	31.718	13.697	43,18%
Minoritários								

7.2. Receita Operacional Bruta

FATURAMENTO DE ENERGIA POR CLASSE	3T18		3T17		Variação (%) 3T18 / 3T17		9M18		9M17		Variação (%) 9M18 / 9M17	
	R\$ Mil	GWh	R\$ Mil	GWh	Receita	Volume	R\$ Mil	GWh	R\$ Mil	GWh	Receita	Volume
Residencial	3.170.297	4.304	2.189.113	3.490	44,82%	23,33%	9.144.706	13.818	6.307.387	10.636	44,98%	29,92%
Industrial	617.150	1.155	490.929	920	25,71%	25,55%	1.817.709	3.405	1.227.075	2.508	48,13%	35,75%
Comercial	1.600.251	2.055	1.134.935	1.699	41,00%	20,95%	4.564.228	6.600	3.206.092	5.121	42,36%	28,87%
Rural	450.292	1.130	287.093	863	56,85%	30,98%	1.123.687	3.013	740.667	2.389	51,71%	26,12%
Poder Público	314.939	452	232.624	392	35,39%	15,24%	884.291	1.432	672.526	1.223	31,49%	17,06%
Iluminação Pública	244.417	595	165.013	495	48,12%	20,23%	629.728	1.782	414.507	1.358	51,92%	31,70%
Serviço Público	268.659	560	164.094	425	63,72%	31,83%	690.537	1.595	417.452	1.186	63,02%	34,49%
Fornecimento Não Faturado	115.298	-	(48.786)	-	(336,33%)	-	124.827	-	(16.599)	-	(852,02%)	-
 Mercado Cativo	6.781.303	10.252	4.615.015	8.284	46,94%	23,75%	18.969.713	31.625	12.969.107	24.402	46,27	29,60
Subvenção à tarifa social baixa renda	469.821	-	334.650	-	40,39%	0,00%	1.269.387	-	892.725	-	42,19%	0,00%
Consumo próprio	-	10	-	9	0,00%	14,63%	-	31	-	31	0,00%	0,80%
Reclassificação da receita pela disponibilidade da rede elétrica - consumidor cativo	(3.069.170)	-	(2.150.374)	-	42,73%	0,00%	(8.700.172)	31.656	(6.354.189)	24.433	36,92%	29,56%
Suprimento	790.131	-	724.958	-	8,99%	0,00%	2.015.943	-	1.560.985	-	29,15%	0,00%
Fornecimento de Energia Total	4.972.085	10.262	3.524.249	8.291	41,08%	23,77%	13.554.871	31.656	9.068.628	24.433	49,47%	29,56%
Receita de Uso da Rede - Mercado	367.223	-	224.675	-	63,45%	0,00%	1.003.655	-	512.646	-	95,78%	0,00%
Fornecimento de Energia Concessão	5.339.308	10.262	3.748.924	8.291	42,42%	23,77%	14.558.526	31.656	9.581.274	24.433	51,95%	29,56%

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (em R\$ mil)	3T18	3T17	3T18 X 3T17		9M18	9M17	9M18 X 9M17	
			R\$	%			R\$	%
Fornecimento de Energia Total	4.972.085	3.524.249	1.447.836	41,08%	13.554.871	9.068.628	4.486.243	49,47%
Receita de Uso da Rede - Mercado Livre Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	367.223	224.675	142.548	63,45%	1.003.655	512.646	491.009	95,78%
Receita de Uso da Rede - Mercado Cativo	445.669	492.568	(46.899)	(9,52%)	936.671	985.158	(48.487)	(4,92%)
Receita de Uso da Rede - Mercado Cativo	3.069.170	2.150.374	918.796	42,73%	8.700.172	6.354.189	2.345.983	36,92%
Valores a Receber da parcela A e Outros Itens Financeiros	198.822	785.766	(586.944)	(74,70%)	760.689	743.973	16.716	2,25%
Receita de construção da infraestrutura da concessão	952.795	788.906	163.889	20,77%	2.146.128	1.875.578	270.550	14,42%
Outras receitas	287.130	136.469	150.661	110,40%	650.011	436.387	213.624	48,95%
Receita Operacional Bruta	10.292.894	8.103.007	2.189.887	27,03%	27.752.197	19.976.559	7.775.638	38,92%

A Neoenergia apresentou no terceiro trimestre de 2018 Receita Bruta de R\$ 10.292.894 mil, representando aumento de 27,03% em relação ao valor de R\$ 8.103.007 mil no mesmo período em 2017.

As distribuidoras – Coelba, Celpe, Cosern e Elektro Redes – que integram a categoria Redes, participaram com 91,77% do total da Receita Bruta em 3T18, equivalente a R\$ 9.446.012 mil. A Elektro Redes, incorporada à Neoenergia em 24 de agosto de 2017, contribuiu no terceiro trimestre de 2018 com R\$ 2.543.449 mil, que também foi beneficiado pelos efeitos da revisão tarifária de Cosern e Coelba, a partir de 22 de abril de 2018, com efeito médio percebido pelo consumidor de 15,61% e 16,95%, respectivamente, e pelos efeitos dos reajustes tarifários anuais de 2018 de Celpe e Elektro Redes, com efeito médio percebido pelos consumidores de 8,89% e 24,42%, respectivamente. Ainda em função dos reajustes, essas duas últimas distribuidoras apresentaram crescimento da receita operacional bruta: a Celpe teve aumento de 12,07% (R\$ 242.484 mil) quanto comparada à receita bruta do 3T17 e a Elektro Redes, de 9,00% (R\$ 209.939 mil) em relação ao mesmo período de 2017.

A Receita de Fornecimento Faturado no Mercado Cativo (Fornecimento de Energia Total) foi de R\$ 4.972.085 mil em 3T18, 41,08% acima que o mesmo período de 2017, corresponde à variação de R\$ 1.447.836 mil, impactada positivamente pelos montantes de Fornecimento não faturado e Subvenção à Tarifa Social Baixa Renda que somam o valor de R\$ 585.119 mil. Se desconsiderarmos o fornecimento não faturado, a variação dos consumidores cativos é de R\$ 2.002.204 mil. A Coelba contribuiu na receita faturada para o mercado cativo com R\$ 2.615.000 mil, a Cosern com R\$ 718.373 mil, a Elektro Redes com R\$ 1.711.123 mil e a Celpe contribuiu com R\$ 1.737.818 mil – sendo as duas primeiras afetadas positivamente pelos efeitos de suas revisões tarifárias as duas últimas afetadas positivamente pelos efeitos do reajuste tarifário anual.

A Receita de Uso da Rede no mercado cativo apresentou no terceiro trimestre de 2018 uma variação de 42,73%, representando aumento de R\$ 918.796 mil quando comparado ao mesmo período de 2017, quando foi registrado o montante de R\$ 2.150.374. Esse aumento é

consequência da variação positiva do volume de energia distribuída no 3T18 e também do impacto positivo das revisões e reajustes tarifários das distribuidoras do Grupo.

A energia distribuída no mercado cativo no terceiro trimestre de 2018 totalizou 10.262 GWh (considerando o consumo próprio 10 GWh), um aumento no volume de 23,77% com relação a 3T17, impactada pela contribuição da Elektro Redes com 1.710 GWh.

O mercado livre exigiu a entrega de 3.440 GWh de energia durante o trimestre, representando aumento de 51,07% em relação ao mesmo período do ano anterior, principalmente ocasionada pela contribuição da Elektro Redes (1.049 GWh). Se desconsiderarmos o efeito da incorporação da Elektro Redes, em 2017, o aumento do volume de entrega exigido pelo mercado livre seria de 6,48%. Com esse aumento a Receita de Uso da Rede do Mercado Livre registrou um crescimento de R\$ 142.548 mil em relação ao 3T17.

A energia distribuída (cativo + livre) totalizou no 3T18 o volume de 13.702 GWh (considerando o consumo próprio de 10 GWh), um acréscimo de 29,65% comparativamente ao período de 2017, influenciado, principalmente, pela carga da Elektro Redes (2.759 GWh).

Na receita consolidada de suprimento de energia no terceiro trimestre de 2018 foi verificado um aumento de R\$ 65.173 mil quando comparada ao mesmo período de 2017 em função da incorporação da Elektro, apesar da redução da energia comercializada em 3T18 que foi da ordem de 1.452 MW méd ou seja uma redução de 12% em relação a 3T17.

A variação negativa de R\$ 586.944 mil, 74,70% nos “Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros” entre o terceiro trimestre de 2017 e o terceiro trimestre de 2018 deve-se principalmente dos saldos homologados pela ANEEL na revisão tarifária e reajuste tarifário. Cabe destacar que tal variação não impacta a Receita Operacional Líquida visto que possui contrapartida no faturamento da Companhia.

A Receita de Construção apresentou aumento de R\$ 163.889 mil em relação ao 3T17, entretanto, existe a contrapartida de Custos no mesmo valor e, portanto, o efeito é nulo no EBITDA. Estes valores estão relacionados a investimentos em infraestrutura líquidos de recursos de obrigações especiais.

7.3. Deduções da Receita Bruta

DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA (em R\$ mil)	3T18	3T17	3T18 X 3T17		9M18	9M17	9M18 X 9M17	
			R\$	%			R\$	%
Receita Operacional Bruta	10.292.894	8.103.007	2.189.887	27,03%	27.752.197	19.976.559	7.775.638	38,92%
Deduções da Receita Bruta	(3.101.877)	(2.257.956)	(843.921)	37,38%	(8.598.005)	(6.079.505)	(2.518.500)	41,43%
IMPOSTOS (ICMS / PIS / COFINS / ISS)	(2.488.488)	(1.781.911)	(706.577)	39,65%	(6.868.344)	(4.863.898)	(2.004.446)	41,21%
ICMS	(1.560.090)	(1.119.718)	(440.372)	39,33%	(4.433.846)	(3.191.747)	(1.242.099)	38,92%
PIS	(165.026)	(117.417)	(47.609)	40,55%	(432.283)	(295.469)	(136.814)	46,30%
COFINS	(759.781)	(541.144)	(218.637)	40,40%	(1.990.943)	(1.366.986)	(623.957)	45,64%
ISS	(3.591)	(3.632)	41	(1,13%)	(11.272)	(9.696)	(1.576)	16,25%
ENCARGOS SETORIAIS	(613.389)	(476.045)	(137.344)	28,85%	(1.729.661)	(1.215.607)	(514.054)	42,29%
Quota para reserva global de reversão - PROINFA	(342)	(384)	42	(10,94%)	(1.110)	(1.210)	100	(8,26%)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(556.072)	(328.545)	(227.527)	69,25%	(1.627.473)	(871.508)	(755.965)	86,74%
Programa de Eficientização Energética - PEE	(26.763)	(21.461)	(5.302)	24,71%	(74.136)	(51.616)	(22.520)	43,63%
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	(10.705)	(8.585)	(2.120)	24,69%	(29.655)	(20.802)	(8.853)	42,56%
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	(3.807)	(3.503)	(304)	8,68%	(10.694)	(9.614)	(1.080)	11,23%
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	27.398	(13.706)	41.104	(299,90%)	105.252	(33.610)	138.862	(413,16%)
Encargos do Consumidor - PROINFA	(18.371)	(6.385)	(11.986)	187,72%	(36.629)	(21.545)	(15.084)	70,01%
Encargos do Consumidor - CCRBT	(16.608)	(81.280)	64.672	(79,57%)	(30.403)	(181.743)	151.340	(83,27%)
Outros	(8.119)	(12.196)	4.077	(33,43%)	(24.813)	(23.959)	(854)	3,56%
Receita Operacional Líquida	7.191.017	5.845.051	1.345.966	23,03%	19.154.192	13.897.054	5.257.138	37,83%

As Deduções da Receita Bruta registraram um aumento de R\$ 843.921 mil comparativamente ao terceiro trimestre de 2017.

Na linha de impostos incidentes sobre a receita, o aumento de 39,65% (R\$ 706.577 mil) foi consequência do maior volume faturado no ano quando comparado ao terceiro trimestre de 2017. O aumento de 28,8% dos custos com encargos setoriais é explicado pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que encerrou o período R\$ 227.527 maior que 3T17, impactada pelos ajustes e revisões tarifárias das distribuidoras. Este aumento dos custos com encargos setoriais foi parcialmente compensado pela linha de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D, onde houve um ressarcimento homologado pela Aneel no reajuste tarifário da Elektro Redes de agosto de 2018, referente ao repasse ao consumidor de uma devolução de cobrança excedente de ICMS, instituída pela Lei nº 12.111/2009, que foi repassado às tarifas de energia elétrica, e recolhido ao Tesouro Nacional, no período de janeiro de 2010 a dezembro de 2012.

A Neoenergia encerrou o terceiro trimestre de 2018 com Receita Operacional Líquida de R\$ 7.191.017 mil, aumento de 23,03% (R\$ 1.345.966 mil) em relação ao mesmo período do ano anterior.

7.4. Custos e Despesas Operacionais

CUSTOS E DESPESAS (em R\$ mil)	3T18	3T17	3T18 X 3T17		9M18	9M17	9M18 X 9M17	
			R\$	%			R\$	%
Não-gerenciáveis	(4.106.564)	(3.603.925)	(502.639)	13,95%	(10.992.365)	(7.685.896)	(3.306.469)	43,02%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(3.681.947)	(3.180.574)	(501.373)	15,76%	(9.134.025)	(6.844.366)	(2.289.659)	33,45%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição e Transmissão	(310.663)	(316.932)	6.269	(1,98%)	(1.515.405)	(533.593)	(981.812)	184,00%
Combustível para produção de energia	(113.954)	(106.419)	(7.535)	7,08%	(342.935)	(307.937)	(34.998)	11,37%
Gerenciáveis	(837.318)	(777.090)	(60.228)	7,75%	(2.632.680)	(2.160.622)	(472.058)	21,85%
Pessoal	(319.286)	(245.759)	(73.527)	29,92%	(985.905)	(698.140)	(287.765)	41,22%
Material	(38.018)	(20.005)	(18.013)	90,04%	(105.380)	(60.873)	(44.507)	73,11%
Serviços de terceiros	(387.717)	(387.666)	(51)	0,01%	(1.180.928)	(1.095.217)	(85.711)	7,83%
Provisões Líquidas - PCLD	(70.906)	(10.343)	(60.563)	585,55%	(223.947)	43.502	(267.449)	(614,80%)
Provisões Líquidas - Contingências	(25.363)	17.740	(43.103)	(242,97%)	(88.611)	15.173	(103.784)	(684,00%)
Outros	3.972	(131.057)	135.029	(103,03%)	(47.909)	(365.067)	317.158	(86,88%)
Total (Gerenciáveis + Não)	(4.943.882)	(4.381.015)	(562.867)	12,85%	(13.625.045)	(9.846.518)	(3.778.527)	38,37%
Depreciação e amortização	(281.258)	(219.310)	(61.948)	28,25%	(826.729)	(591.958)	(234.771)	39,66%
Custos de construção	(952.795)	(788.906)	(163.889)	20,77%	(2.146.128)	(1.875.578)	(270.550)	14,42%
Total	(6.177.935)	(5.389.231)	(788.704)	14,63%	(16.597.902)	(12.314.054)	(4.283.848)	34,79%

Os Custos e Despesas Operacionais no 3T18 atingiram o montante de R\$ 6.177.935 mil, apresentando aumento de R\$ 788.704 mil, que equivale a 14,63% em relação ao terceiro trimestre de 2017, impactados pela consolidação dos custos dos ativos incorporados em agosto de 2017. Além disto, as quatro distribuidoras apresentaram, no terceiro trimestre de 2018, significativo aumento dos custos não gerenciáveis em função do aumento dos custos com energia elétrica comprada para revenda no mercado de curto prazo, impactado pela alta do PLD e aumento da tarifa da energia de cotas de garantia física, conforme REH 2.421/18. Além destes fatores, houve o aumento dos encargos de uso de sistema de transmissão, afetados pelo reajuste tarifário da Rede Básica para a Elektro Redes, vigente a partir de agosto de 2018. Em contrapartida, houve aumento do excedente financeiro do Encargo de Energia de Reserva no montante de R\$ 129.435 mil devido à recomposição da Conta de Energia de Reserva (CONER). Esse excedente, que configura uma devolução às distribuidoras, atua como redutor dos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição.

Na Coelba, a variação dos custos não gerenciáveis foi de 2,72% (R\$ 34.608), na Cosern de 6,87% (R\$ 24.456 mil), na Celpe de 7,02% (R\$ 62.304 mil) e na Elektro Redes de 12,40% (R\$ 136.293 mil). O aumento de 15,76% (R\$ 501.373 mil) dos custos da energia elétrica comprada para revenda quando comparados aos montantes registrados no terceiro trimestre de 2017, foi decorrente principalmente das variações (i) R\$ 119.800 mil com custos de contratos por cotas de garantias físicas; e (ii) de R\$ 515.100 mil com os custos de energia adquirida em ambiente livre (ACL) em relação ao mesmo período de 2017. Esse aumento foi parcialmente compensado pela redução de R\$ 424.124 mil no volume de energia adquirida no ambiente regulado (ACR) e pela redução de R\$ 129.301 mil no volume de energia adquirida no mercado de curto prazo. Entretanto, vale ressaltar que, de acordo com as normas tarifária vigentes, quaisquer variações nos custos não gerenciáveis têm garantia de repasse tarifário, garantindo o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, ainda que temporalmente afetem o fluxo de caixa da Companhia.

Os custos e despesas gerenciáveis registrados no terceiro trimestre de 2018 (R\$ 837.318 mil) apresentaram aumento de 7,75% quando comparados ao mesmo período de 2017 (R\$ 777.090 mil). Mesmo considerando o efeito da incorporação da Elektro Redes em agosto de 2017, que representa um impacto de aproximadamente R\$ 330.800 mil, a variação dos custos gerenciáveis no período foi de 7,75%, 2,30p.p. menor que a inflação acumulada dos últimos 12 meses (10,05% acumulado setembro/18 - Fonte: FGV), refletindo as ações para otimização de custos conduzidas pela Companhia. Individualmente, duas das quatro distribuidoras – Coelba e Elektro Redes – lograram reduzir seus custos gerenciáveis quando comparados aos valores registrados no terceiro trimestre de 2017 em 10,51% e 12,67%, respectivamente.

7.5. EBITDA (LAJIDA)

Atendendo a Instrução CVM nº 527 demonstramos no quadro abaixo a conciliação do EBITDA (sigla em inglês para Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização, LAJIDA) e, complementamos que os cálculos apresentados estão alinhados com os critérios dessa mesma instrução:

Conciliação EBITDA (R\$ mil)	3T18	3T17	3T18 X 3T17		9M18	9M17	9M18 X 9M17	
			R\$	%			R\$	%
Lucro Líquido Consolidado	498.783	(18.436)	517.219	N/A	1.169.973	256.266	913.707	356,55%
Lucro atribuído aos Acionistas Minoritários	16.373	2.556	13.817	540,57%	45.415	31.718	13.697	43,18%
Lucro líquido do período	515.155	(15.880)	531.035	N/A	1.215.387	287.984	927.403	322,03%
Despesas financeiras	(2.376.097)	(942.099)	(1.433.998)	152,21%	(5.531.802)	(2.600.443)	(2.931.359)	112,73%
Receitas financeiras	2.110.694	584.016	1.526.678	261,41%	4.699.267	1.585.865	3.113.402	196,32%
Imposto de renda e contribuição social	(200.227)	(20.955)	(179.272)	855,51%	(454.789)	(156.222)	(298.567)	191,12%
Depreciação e Amortização	(281.258)	(219.310)	(61.948)	28,25%	(826.729)	(591.958)	(234.771)	39,66%
Amortização de mais-valia	(43.249)	(33.955)	(9.294)	27,37%	(134.688)	(71.627)	(63.061)	88,04%
EBITDA	1.305.292	616.423	688.869	111,75%	3.464.128	2.122.369	1.341.759	63,22%

A Neoenergia consolidou em 3T18 EBITDA de R\$ 1.305.292 mil com aumento de 111,75%, equivalente a R\$ 688.869 mil, em relação ao 3T17. Na composição do EBITDA, o segmento de Redes representa 81,56% (R\$ 1.064.589 mil) e o segmento de Renováveis representa 19,51% (R\$ 254.609 mil). No acumulado de nove meses, a Companhia registrou crescimento de 63,22%, impactado positivamente pela incorporação da Elektro Redes e pelos resultados positivos das revisões e reajustes tarifários, bem como pelas ações de otimização dos custos operacionais, principalmente para o segmento de redes.

7.6. Resultado Financeiro

Receitas Financeira (em R\$ mil)	3T18	3T17	3T18 X 3T17		9M18	9M17	9M18 X 9M17	
			R\$	%			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	85.367	64.756	20.611	31,83%	228.077	148.675	79.402	53,41%
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	50.006	12.898	37.108	287,70%	148.101	79.000	69.101	87,47%
Variações monetárias e cambial - Dívida (a)	1.151.336	387.130	764.206	197,40%	2.020.051	849.803	1.170.248	137,71%
Variações monetárias e cambial - Outras	(47.082)	28.258	(75.340)	(266,61%)	3.380	58.210	(54.830)	(94,19%)
Instrumentos financeiros derivativos	818.203	61.173	757.030	N/A	2.207.152	384.041	1.823.111	474,72%
Atualização de depósitos judiciais	5.735	1.904	3.831	201,21%	16.206	13.882	2.324	16,74%
Atualização do ativo financeiro setorial	22.352	(81)	22.433	N/A	40.978	-	40.978	-
(-) PIS e COFINS sobre receita financeira	(12.010)	(7.101)	(4.909)	69,13%	(32.517)	(16.703)	(15.814)	94,68%
Outras receitas financeiras	36.787	35.079	1.708	4,87%	67.839	68.957	(1.118)	(1,62%)
Total	2.110.694	584.016	1.526.678	261,41%	4.699.267	1.585.865	3.113.402	196,32%

Despesas Financeira (em R\$ mil)	3T18	3T17	3T18 X 3T17		9M18	9M17	9M18 X 9M17	
			R\$	%			R\$	%
Encargos de dívidas	(68.767)	(244.382)	175.615	(71,86%)	(814.109)	(638.337)	(175.772)	27,54%
Variações monetárias e cambial - Dívida (a)	(1.727.364)	(171.858)	(1.555.506)	905,11%	(3.552.893)	(807.889)	(2.745.004)	339,77%
Variações monetárias e cambial - Outras	29.453	(45.376)	74.829	(164,91%)	(27.531)	(68.542)	41.011	(59,83%)
Instrumentos financeiros derivativos	(524.965)	(358.892)	(166.073)	46,27%	(875.131)	(750.541)	(124.590)	16,60%
Benefícios pós-emprego e outros benefícios	(23.584)	(22.922)	(662)	2,89%	(70.754)	(68.768)	(1.986)	2,89%
IOF	(10.861)	(2.401)	(8.460)	352,35%	(21.691)	(7.696)	(13.995)	181,85%
Encargos P&D/PEE	(5.438)	(1.958)	(3.480)	177,73%	(11.709)	(6.227)	(5.482)	88,04%
Atualização do passivo financeiro setorial	-	(9.079)	9.079	(100,00%)	-	(23.760)	23.760	(100,00%)
Atualização provisão para contingências	(26.380)	(27.116)	736	(2,71%)	(71.372)	(67.910)	(3.462)	5,10%
Outras despesas financeiras	(18.191)	(58.115)	39.924	(68,70%)	(86.612)	(160.773)	74.161	(46,13%)
Total	(2.376.097)	(942.099)	(1.433.998)	152,21%	(5.531.802)	(2.600.443)	(2.931.359)	112,73%

RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO (em R\$ mil)	3T18	3T17	3T18 X 3T17		9M18	9M17	9M18 X 9M17	
			R\$	%			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	85.367	64.756	20.611	31,83%	228.077	148.675	79.402	53,41%
Juros, comissões e acréscimo moratório	50.006	12.898	37.108	287,70%	148.101	79.000	69.101	87,47%
Encargos de dívida, variações monetárias e cambiais	(644.795)	(29.110)	(615.685)	N/A	(2.346.951)	(596.423)	(1.750.528)	293,50%
Variações monetárias e cambial - Outras	(17.629)	(17.118)	(511)	2,99%	(24.151)	(10.332)	(13.819)	133,75%
Instrumentos financeiros derivativos	293.238	(297.719)	590.957	(198,49%)	1.332.021	(366.500)	1.698.521	(463,44%)
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(20.645)	(25.212)	4.567	(18,11%)	(55.166)	(54.028)	(1.138)	2,11%
Atualização do ativo / passivo financeiro setorial	22.352	(9.160)	31.512	(344,02%)	40.978	(23.760)	64.738	(272,47%)
Obrigações pós emprego	(23.584)	(22.922)	(662)	2,89%	(70.754)	(68.768)	(1.986)	2,89%
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(9.713)	(34.496)	24.783	(71,84%)	(84.690)	(122.442)	37.752	(30,83%)
Total	(265.403)	(358.083)	92.680	(25,88%)	(832.535)	(1.014.578)	182.043	(17,94%)

O Resultado Financeiro Líquido da Neoenergia no terceiro trimestre de 2018 foi uma despesa de R\$ 265.403 mil, melhora de R\$ 92.680 mil em relação à despesa financeira apresentada no resultado financeiro do terceiro trimestre de 2017 (R\$ 358.083 mil).

Para a linha de Receita de Aplicações Financeiras o resultado positivo comparado ao 3T17, de R\$ 20.611 mil foi devido, principalmente, ao aumento de volume das disponibilidades, efeito relacionado à incorporação do Grupo Elektro Holding, incluindo os parques da Força Eólica que não eram consolidadas anteriormente, impactando positivamente em R\$ 36.598 mil. Em contrapartida, ocorreu a redução de 0,66 pontos percentuais no CDI acumulado no período, impactando negativamente a renda de aplicação financeira em R\$ 15.987 mil.

Para as linhas de Encargos de dívida, variações monetárias e cambiais e Instrumentos financeiros derivativos a piora de R\$ 24.728 mil no resultado líquido foi devido aos seguintes fatores:

- (i) No 3T18 houve 16,0% de aumento no volume médio de dívida nas empresas da Neoenergia em relação ao mesmo período do ano anterior. O efeito da incorporação do Grupo Elektro Holding, incluindo os parques da Força Eólica que não eram consolidadas anteriormente, contribuiu para o aumento das despesas com dívida em 3T18. Esse efeito

combinado representou uma variação desfavorável de R\$ 53.920 mil, comparado ao mesmo período de 2017.

(ii) Adicionalmente, a redução dos juros incorporados aos investimentos (Juros sobre Obras em Andamento – JOA) representou um efeito desfavorável de R\$ 10.395 mil.

(iii) Em contrapartida, a queda do CDI e da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) – principais indexadores da dívida consolidada – resultou em redução do custo médio da dívida, registrando uma variação favorável de R\$ 39.587 mil nas despesas financeiras com dívida no 3T18 em comparação ao mesmo período de 2017.

A variação positiva de R\$ 31.512 mil da atualização do ativo/passivo financeiro setorial é resultante do aumento da remuneração financeira das CVA's e demais componentes financeiros em amortização com base nos saldos homologados pela Aneel nos processos tarifários de 2017 e 2018 e apurados entre os períodos, e da diminuição da atualização financeira dos itens em constituição - CVA's e demais componentes financeiros devido à diminuição dos saldos apurados do 3T18 em relação ao 3T17, em conformidade com os procedimentos definidos pela Aneel através do PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária com caráter normativo e que consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários. Na tabela abaixo apresentamos os principais indexadores:

Índices	3T18	3T17	Δ	%
CDI	1,59%	2,25%	(0,67 p.p.)	(29,62%)
TJLP	6,56%	7,00%	(0,44 p.p.)	(6,29%)
USD	4,0039	3,1680	0,84	26,39%
IPCA	0,72%	0,59%	0,13 p.p.	21,99%

8. ENDIVIDAMENTO

8.1. Perfil da Dívida

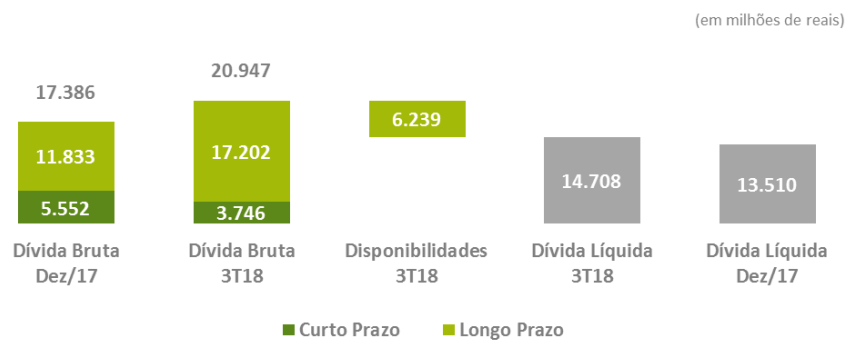
Em Setembro de 2018, a dívida bruta consolidada da Neoenergia, incluindo empréstimos, debêntures e instrumentos financeiros, foi de R\$ 20.947.262 mil (dívida líquida R\$ 14.708.190 mil), apresentando 20% de crescimento em relação a Dezembro de 2017. O endividamento total em Setembro de 2018, da Neoenergia contava com 82% da dívida contabilizada no longo prazo e 18% no curto prazo.

Devido à incorporação da Elektro Holding S.A. pela Companhia, em 24 de Agosto de 2017, após a consolidação contábil, nos termos do Pronunciamento Técnico CPC 36 – Demonstrações Consolidadas, a Companhia reconheceu, no momento da incorporação, o saldo de todas as linhas de balanço, incluindo, mas não se limitando, a dívida total. Entretanto, o resultado da Companhia combinado com o da Elektro Holding passou a ser consolidado apenas a partir da data da incorporação. Em decorrência desse critério contábil assimétrico entre as linhas de balanço e resultado, há o descasamento temporal na consolidação, o que afeta de maneira desproporcional a apuração do EBITDA e do Resultado Financeiro, acarretando o descumprimento de obrigações, por parte da Companhia, de manutenção de indicadores calculados com base no EBITDA e no Resultado Financeiro, previstos originalmente nos contratos financeiros.

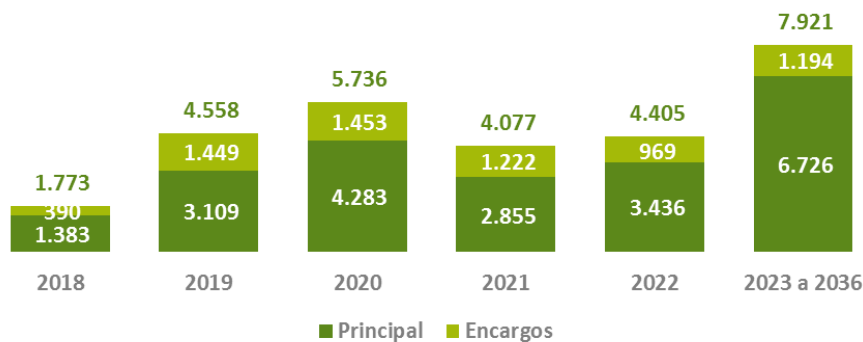
Nesse sentido, todos os contratos que preveem apuração de índices financeiros com base nas demonstrações financeiras consolidada da Neoenergia S.A. obtiveram anuência para deixar de apurar os referidos índices por 12 meses, ou foram aditados ou ainda obtiveram anuência prévia para alteração da metodologia de cálculo destes índices financeiros para prever a

inclusão do resultado dos últimos 12 meses das companhias que foram ou venham a ser controladas em virtude de processos de incorporação (cálculo pró-forma).

Considerando a apuração Proforma, o indicador Dívida Líquida/EBITDA seria de 3,32 no terceiro trimestre de 2018 versus 3,69 em Dezembro de 2017, representando uma melhora no perfil de crédito da Companhia.



O gráfico abaixo apresenta o cronograma de vencimentos de principal e juros da dívida (em reais milhões), utilizando as curvas *forward* de mercado para os indexadores e moedas atrelados ao endividamento da Companhia vigente em 30 de setembro de 2018. Sendo assim, as informações apresentadas abaixo diferem das do cronograma de vencimentos apresentado nas demonstrações financeiras de 30 de setembro de 2018, que considera os índices e moedas realizados no encerramento do período e não as projeções de mercado.



A consolidação das dívidas do grupo possui a maior concentração de dívida no ano de 2020. Em setembro de 2018, Coelba apresentava amortizações no volume de R\$ 521.530 mil, Cosern somava amortizações no montante de R\$ 229.146 mil, Termope com amortizações no valor de R\$ 185.148 mil, Geração Céu Azul, com amortizações de R\$ 150.000 mil e Itapebi, com o montante de R\$ 98.449 mil.

No ano de 2020 a maior parte da dívida está concentrada nas distribuidoras Coelba e Celpe, com o volume de R\$ 1.557.548 mil e R\$ 1.214.550 mil respectivamente, seguido pela Elektro Redes com o valor de R\$ 536.589 mil de dívida. O volume destas distribuidoras representam 77,25% do total do volume de amortizações do grupo previstas para este período.

9. RATING

9.1. Standard & Poor's

Em 12 de janeiro de 2018, a Standard & Poor's – S&P rebaixou os ratings de crédito corporativo atribuídos à Neoenergia e suas subsidiárias para 'BB-' na Escala Global e 'brAA-'/Perspectiva Estável na Escala Nacional Brasil. Este movimento foi reflexo do rebaixamento do Rating soberano do Brasil, devido à condição de setor regulado em que a Neoenergia está inserida.

Em 24 de janeiro de 2018, a Standard & Poor's – S&P reafirmou os ratings de crédito corporativo de longo prazo 'BB-' na escala global e os de longo e curto prazos 'brAA-/brA-1+' na Escala Nacional Brasil atribuídos à Neoenergia e suas subsidiárias em 12 de janeiro de 2018. A perspectiva dos ratings corporativos permanece estável.

Em 11 de julho de 2018, a a Standard & Poor's – S&P elevou os ratings de acordo com nova metodologia de crédito nas escalas nacional e regionais. Em razão dessa mudança, o rating da Neoenergia elevou-se de brAA- (estável) para brAAA (estável), o que representa a mais alta capacidade geral de uma Companhia para honrar suas obrigações financeiras.

Rating Corporativo - Escala Nacional	2016	2017	2018	
			Até 11/07	A partir de 12/07
NEOENERGIA	AA-	AA-	AA-	AAA
Perspectiva	Negativa	Negativa	Estável	Estável
CELPE	AA-	AA-	AA-	AAA
Perspectiva	Negativa	Negativa	Estável	Estável
COSERN	AA-	AA-	AA-	AAA
Perspectiva	Negativa	Negativa	Estável	Estável
ELEKTRO REDES	AA-	AA-	AA-	AAA
Perspectiva	Negativa	Negativa	Estável	Estável
ITAPEBI (Rating de Emissão)	A+	A+	-	
TERMOPE (Rating de Emissão)	A+	A+	A+	A++
NC Energia (Rating de Emissão)	A+	A+	A+	A++

9.2. Fitch

Em 26 de julho de 2017, a Fitch Ratings atribuiu a nota de crédito AA+, com observação negativa, para o rating corporativo da Elektro Redes. Em 04 de setembro removeu a observação negativa e rebaixou para AA-, com perspectiva estável e em 14 de dezembro, afirmou esta nota de crédito para a Companhia.

Para Calango 6, em 18 de janeiro de 2016, a Fitch atribuiu a nota A+, com perspectiva estável. Em 16 de junho a agência colocou essa nossa de crédito em observação positiva. E em 05 de janeiro de 2018, a Fitch elevou o rating para AA-, com perspectiva estável.

Em relação à Lagoa 1, em 11 de julho de 2017, a Fitch atribuiu o rating A+. Em 02 de outubro, a agência eleva o rating para AA- e em 04 de janeiro de 2018, atribui o rating de AA-, com perspectiva estável.

Rating Corporativo - Escala Nacional	2016	2017	2018
ELEKTRO REDES	-	AA-(bra)	AA-
Perspectiva	-	Estável	Estável
Calango 6 (Rating de Emissão)	A+	A+	AA-
Lagoa 1 (Rating de Emissão)	-	AA-	AA-

10. OUTROS DESTAQUES

10.1. Tarifas

Dois parâmetros importantes que interferem nas Revisões Tarifárias Periódicas das Distribuidoras foram revisados no início de 2018.

Um desses parâmetros é o Custo Médio Ponderado de Capital – WACC. Em março foi publicada a Resolução Normativa nº 807/2018 na qual a ANEEL decidiu prorrogar a vigência do WACC atual de 8,09% até 31/12/2019; e antecipar a revisão metodológica do cálculo do WACC, a ser definida em 2019 e que terão efeito a partir de janeiro de 2020.

O segundo parâmetro é a definição dos Custos Operacionais Regulatórios que foi discutido por meio da audiência pública nº 52/2017 encerrada em janeiro de 2018. Como resultado a ANEEL acatou o pleito de diversos agentes no sentido de reconhecimento tarifário dos custos de desativação e alienação de ativos.

COELBA e COSERN

Em 17 de abril de 2018, a ANEEL aprovou, em reunião pública, as novas tarifas da 4ª Revisão Tarifária Periódica (“RTP 2018”), que entraram em vigor a partir de 22 de abril de 2018, para Coelba e para Cosern. O efeito médio percebido pelos consumidores cativos em relação à tarifa atualmente praticada foi um aumento de 16,95% para os clientes da COELBA e 15,61% para os clientes da Cosern, conforme nível de tensão a seguir:

Grupo de Consumo	Efeito Médio para o consumidor da COELBA	Efeito Médio para o consumidor da COSERN
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	16,17%	17,47%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	17,27%	14,88%
Efeito tarifário médio AT+BT	16,95%	15,61%

CELPE

Atualmente vigoram os valores homologados no reajuste tarifário de 2018 da Celpe na qual, por meio da Resolução Homologatória nº 2.388/2018, foram homologadas novas tarifas cujo efeito tarifário médio percebido pelos consumidores foi de:

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	9,90%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	8,47%
Efeito tarifário médio AT + BT	8,89%

As tarifas entraram em vigor a partir do dia 29 de abril de 2018 com vigência até 28 de abril de 2019, quando a ANEEL irá publicar o novo reajuste tarifário anual da distribuidora.

A Celpe passou por Revisão Tarifária Periódica em 2017. A próxima Revisão Tarifária Periódica da Celpe ocorrerá em 2021.

ELEKTRO

Atualmente vigoram os valores homologados no reajuste tarifário de 2018 da Elektro no qual, por meio da Resolução Homologatória ANEEL nº 2.347/2018, foram homologadas novas tarifas cujo efeito tarifário médio percebido pelos consumidores na época foi de:

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	26,75%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	23,20%
Efeito tarifário médio AT+BT	24,42%

As tarifas entraram em vigor a partir do dia 27 de agosto de 2018 com vigência até 26 de agosto de 2019, quando a ANEEL irá publicar o novo reajuste tarifário anual da distribuidora.

A Elektro passou por Revisão Tarifária Periódica em 2015. A próxima Revisão Tarifária Periódica da Elektro ocorrerá em 2019, sendo uma das primeiras empresas do setor a entrar no 5º ciclo de Revisão Tarifária.

6.2. Bandeiras Tarifárias

O sistema de bandeiras tarifárias tem como finalidade indicar para os consumidores se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de energia elétrica, e visa cobrir os custos adicionais de geração térmica, os custos com compra de energia no mercado de curto prazo, ESS e o risco hidrológico.

O sistema possui três classificações de bandeiras que indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade.

Os intervalos de valores por kWh são detalhados abaixo:

Bandeira verde: A tarifa não sofre nenhum acréscimo.

- (i) Bandeira amarela: A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido. Ou seja, R\$ 1,00 para cada 100 kWh consumidos, sem contar com os impostos.
- (ii) Bandeira vermelha patamar 1: A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,03 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido. Ou seja, R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos, sem contar com os impostos.

- (iii) Bandeira vermelha patamar 2: A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,05 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido. Ou seja, R\$ 5,00 para cada 100 kWh consumidos, sem contar com os impostos.

Abaixo as bandeiras acionadas nos últimos meses:

	Cor da Bandeira	
	2018	2017
jan	verde	verde
fev	verde	verde
mar	verde	amarela
abr	verde	vermelha
mai	amarela	vermelha
jun	vermelha 2	verde
jul	vermelha 2	amarela
ago	vermelha 2	vermelha
set	vermelha 2	amarela

11. DISCLAIMER

Esse documento foi preparado pela Neoenergia S.A. ("NEOENERGIA"), visando indicar a situação geral e o andamento dos negócios da Companhia. O documento é propriedade da NEOENERGIA e não deverá ser utilizado para qualquer outro propósito sem a prévia autorização escrita da NEOENERGIA.

A informação contida neste documento reflete as atuais condições e nosso ponto de vista até esta data, estando sujeitas a alterações. O documento contém declarações que apresentam expectativas e projeções da NEOENERGIA sobre eventos futuros. Estas expectativas envolvem vários riscos e incertezas, podendo, desta forma, haver resultados ou consequências diferentes daqueles aqui discutidos e antecipados, não podendo a Companhia garantir a sua realização.

Todas as informações relevantes, ocorridas no período e utilizadas pela Administração na gestão da Companhia, estão evidenciadas neste documento e nas Demonstrações Financeiras Intermediárias.

Demais informações sobre a empresa podem ser obtidas no Formulário de Referência, disponível no site da CVM e no site de Relações com Investidores da NEOENERGIA (ri.neoenergia.com.br).



NEOENERGIA S.A.
RELEASE | Third Quarter 2018



TABLE OF CONTENTS

1. HIGHLIGHTS.....	3
2. NEOENERGIA.....	4
3. NETWORKS.....	4
3.1.1. Operating Performance.....	5
3.2.1. Transmission lines under Implementation	11
4. DEREGULATED BUSINESSES	12
4.1. Our Thermoelectric Plants	12
4.2. Commercialization.....	12
5. RENEWABLES	12
5.1. Our Hydroelectric Plants	12
5.1.1. Hydroelectric Plants under Implementation	13
5.2. Our Wind Farms.....	14
5.2.1. Wind Farms under Construction	14
6. INVESTMENTS	15
7. CONSOLIDATED ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE	15
7.1. Quarterly Results.....	16
7.2. Gross Operating Revenue	16
7.3. Deductions from Gross Revenue	18
7.4. Operating Costs and Expenses	18
7.5. EBITDA	19
7.6. Financial Income	20
8. INDEBTEDNESS	21
8.1. Debt Profile.....	21
9. RATING	23
9.1. Standard & Poor's	23
9.2. Fitch.....	23
10. OTHER HIGHLIGHTS.....	24
10.1. Tariffs	24
10.2. Tariff Flags	25
11. DISCLAIMER.....	26

1.HIGHLIGHTS

HIGHLIGHTS (R\$ thousand)	9M18	9M17	Variation
Gross Operating Revenue	27,752,197	19,976,559	38.92%
Net Operating Revenue	19,154,192	13,897,054	37.83%
Gross Margin	5,760,553	4,083,624	41.06%
EBITDA	3,464,128	2,122,369	63.22%
Financial Result	(832,535)	(1,014,578)	(17.94%)
Net Income (Loss)	1,215,387	287,984	322.03%
Profit Assigned to Controlling Shareholders	1,169,973	256,266	356.55%
Profit Assigned to Minority Shareholders	45,415	31,718	43.18%
Gross Margin (%)	30.07%	29.38%	0.69 p.p.
EBITDA Margin (%)	18.09%	15.27%	2.81 p.p.
Net Margin (%)	6.35%	2.07%	4.27 p.p.
Operating Indicators	9M18	9M17	Variation (%)
Volume of supply to captive market (GWh)	26,178	24,429	7.16%
Energy Consumption in the Concession Area	33,201	30,063	10.44%
Number of Clients	13,728,415	13,540,988	1.38%
Debt Financial Indicators	3Q18	jan/17	Variation (p.p.)
Net Debt /EBITDA ¹ (Pro-forma)	3.32	3.69	0.37 p.p.
EBITDA/Financial Result ¹ (Pro-forma)	3.68	2.48	(1.20 p.p.)
Corporate Rating (S&P)	AAA2	AA-	

(1) Pro-forma EBITDA and pro-forma Financial Results last 12 months

(2) As of 07/12/2018

The Company ended the year-to-date period until September 2018 with EBITDA of R\$ 3.5 billion, 63.22% increase over the previous year (R\$ 2.1 billion). This result is mainly explained by tariff reviews and annual tariff resets of the Group's distributors, Elektro Holding merger in August 2017 and actions to optimize manageable costs, which varied 7.75% compared to the same period of 2017, representing 2.30 p.p. below the accumulated inflation in 12 months period (10.5% accumulated as of September/2018 – Source: FGV).

It is important to point out that, as of August 27, 2018, Elektro Redes new tariff rates became effective due to the Tariff Reset published by ANEEL on August 21, 2018. The average effect perceived by captive consumers was 24.42% increase in the tariff.

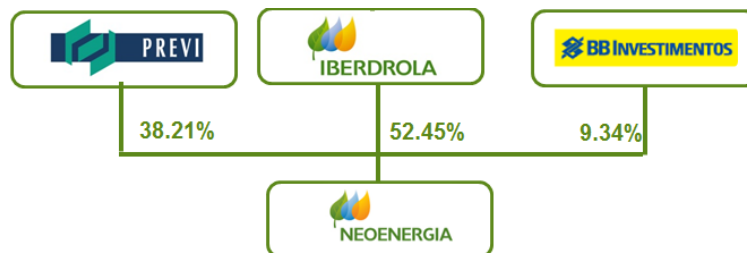
Net Margin increased from 2.07% to 6.35% compared to the nine months accumulated in 2018 and the same period of previous year.

Neoenergia highlighted in the rankings of some of the country's leading publications. In the annual ranking among the 200 largest groups in Brazil, by the magazine *Exame Melhores e Maiores 2018*, the company climbed 12 positions, going from the 36th to the 24th place. The newspaper *Valor Econômico's* ranking of "Valor 1000" yearbook confirmed its rise as one of the country's largest economic conglomerates: the company jumped from 37th (2016) to 25th (2017) place, also climbing 12 positions. In the ranking of *Isto É Dinheiro*, Neoenergia advanced 19 positions in the list of the 1,000 largest companies in the country, jumping from 47th to 28th place in 2017.

2. NEOENERGIA

Neoenergia S.A. ("Neoenergia") is a publicly-held corporation whose purpose is to operate as a holding company participating in the capital of other companies engaged in distribution, transmission, generation and sale of electric energy.

On September 30, 2018, the corporate structure of Neoenergia was as follows:



3. NETWORKS

3.1. Our Distributors

The Neoenergia Group operates in the distribution segment through its subsidiaries Coelba in the State of Bahia, Celpe in the State of Pernambuco and Paraíba, Cosern in the State of Rio Grande do Norte and Elektro in the States of São Paulo and Mato Grosso do Sul.

COELBA

COELBA holds the concession for the distribution of electric power in the state of Bahia, with operations in 415 of the 417 municipalities in that state.

CELPE

CELPE holds the concession for electricity distribution in all 185 municipalities in the State of Pernambuco, including the District of Fernando de Noronha, in addition to the municipality of Pedras de Fogo in Paraíba.

COSERN

COSERN holds the concession to operate the public electricity distribution service throughout the State of Rio Grande do Norte in its 167 municipalities.

ELEKTRO

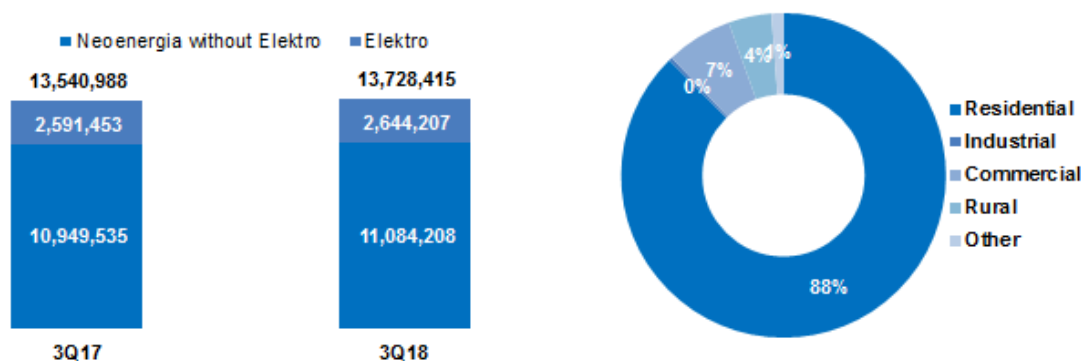
ELEKTRO is headquartered in the city of Campinas, in the state of São Paulo, and is a public energy distribution utility that serves 228 cities, of which 223 are in São Paulo and 5 in Mato Grosso do Sul.

3.1.1. Operating Performance

3.1.1.1. Number of Active Consumers

In the third quarter of 2018, Neoenergia, through the Groups four distributors, reached the level of 13.7 million active consumers, recording a growth of 1.38% considering the merger of Elektro on 08/24/2017, which represents 187,427 new customers. Even disregarding this merger we had an increase of 1.2% in the number of Company's customers, representing an organic growth of 134,673 new customers, compared to the same period of the previous year.

The chart and table below reflect the evolution of the consolidated number of active consumers in the third quarter of 2018:



Number of Consumers						
Description	3Q18	3Q17	Vertical Variation %		3Q18 / 3Q17	
			3Q18	3Q17	Dif.	%
Residential	12,025,579	11,857,701	87.60%	87.58%	167,878	1.42%
Industrial	42,675	43,690	0.31%	0.32%	(1,015)	(2.32%)
Commercial	907,000	896,716	6.61%	6.62%	10,284	1.15%
Rural	589,301	580,528	4.29%	4.29%	8,773	1.51%
Other	162,666	161,175	1.18%	1.19%	1,491	0.93%
Government	101,860	101,982	0.74%	0.75%	(122)	(0.12%)
Street Light	37,837	36,829	0.28%	0.27%	1,008	2.74%
Public Service	22,969	22,364	0.17%	0.17%	605	2.71%
Subtotal	13,727,221	13,539,810	100.00%	100.00%	187,411	1.38%
Own Consumptior	1,171	1,155	0.01%	0.01%	16	1.39%
Supply	23	23	0.00%	0.00%	-	-
Total	13,728,415	13,540,988	100.00%	100.00%	187,427	1.38%

3.1.1.2. Number of Low-Income Consumers

Considering the criteria set forth in ANEEL Resolution 414/2010, which defines the concept of low-income consumers, characterized by differentiated tariffs for the use of electricity, subsidized by a benefit created by the Federal Government and regulated by Law 12,212 and

by Decree nº 7,583 that consists of a discount on the payment of the electricity bill, these corresponded, in September 2018, to 20.15% of total residential active consumers of Neoenergia, while conventional residential consumers represented 79.85%.

By September 2018, the Company had 2,422,991 registered customers with the subsidized rate. If we disregard the merger of Elektro, there was 5.62% reduction in the number of low-income customers compared to the same period in 2017. If Elektro's low-income customers are consolidated that drop is reduced to 3.40%, as evidenced in the table below:

Number of Residential Consumers						
Description	3Q18	3Q17	Vertical Variation %		3Q18 / 3Q17	
			3Q18	3Q17	Dif.	%
Conventional	9,602,588	9,349,379	79.85%	78.85%	253,209	2.71%
Low Income	2,422,991	2,508,322	20.15%	21.15%	(85,331)	(3.40%)
Total	12,025,579	11,857,701	100.00%	100.00%	167,878	1.42%

3.1.1.3. Market Development

Energy Distributed NEOENERGIA						
Description	3Q18	3Q17	Vertical Variation %		3Q18 / 3Q17	
			3Q18	3Q17	GWh	%
Captive Market	10,262	8,291	74.89%	78.45%	1,970	23.76%
Free Market	3,440	2,277	25.11%	21.55%	1,163	51.07%
Total	13,702	10,569	100.00%	100.00%	3,133.32	29.65%

The energy distributed to the captive market by Neoenergia Distributors from January to September 2018 recorded an increase of 29.65% compared to the same period in 2017 when considering the merger of Elektro. Excluding the variation of Elektro Redes in the periods analyzed, the energy distributed to the Captive market increased by 3.9%.

Energy Distributed NEOENERGIA												
Description	3Q18	3Q17	Vertical Variation %		3Q18 / 3Q17		9M18	9M17	Vertical Variation %		9M18 / 9M17	
			3Q18	3Q17	3Q18	3Q17			9M18	9M17	9M18	9M17
Captive Market	10,262	8,291	74.89%	78.45%	1,970	23.76%	26,178	24,429	78.85%	81.26%	1,750	7.16%
Free Market	3,440	2,277	25.11%	21.55%	1,163	51.07%	7,023	5,634	21.15%	18.74%	1,389	24.65%
Total	13,702	10,569	100.00%	100.00%	3,133.32	29.65%	33,201	30,063	100.00%	100.00%	3,138.19	10.44%

Energy Distributed - Celpe												
Description	3Q18	3Q17	Vertical Variation %		3Q18 / 3Q17		9M18	9M17	Vertical Variation %		9M18 / 9M17	
			3Q18	3Q17	R\$ MM	%			9M18	9M17	R\$ MM	%
Captive Market	2,555	2,481	78.81%	79.30%	75	3.00%	7,964	7,982	79.81%	80.76%	(18)	(0.23%)
Free Market	687	648	21.19%	20.70%	39	6.07%	2,015	1,902	20.19%	19.24%	113	5.95%
Total	3,242	3,129	100.00%	100.00%	113.82	3.64%	9,979	9,884	100.00%	100.00%	94.94	0.96%

Energy Distributed - Coelba												
Description	3Q18	3Q17	Vertical Variation %		3Q18 / 3Q17		9M18	9M17	Vertical Variation %		9M18 / 9M17	
			3Q18	3Q17	R\$ MM	%			9M18	9M17	R\$ MM	%
Captive Market	3,985	3,814	81.29%	81.59%	171	4.48%	12,200	12,108	82.07%	82.99%	92	0.76%
Free Market	917	861	18.71%	18.41%	57	6.58%	2,665	2,482	17.93%	17.01%	183	7.37%
Total	4,902	4,675	100.00%	100.00%	227.50	4.87%	14,865	14,590	100.00%	100.00%	274.43	1.88%

Energy Distributed - Cosern												
Description	3Q18	3Q17	Vertical Variation %		3Q18 / 3Q17		9M18	9M17	Vertical Variation %		9M18 / 9M17	
			3Q18	3Q17	R\$ MM	%			9M18	9M17	R\$ MM	%
Captive Market	1,115	1,100	80.73%	81.59%	15	1.36%	3,408	3,442	81.51%	82.51%	(34)	(0.98%)
Free Market	266	248	19.27%	18.41%	18	7.23%	773	730	18.49%	17.49%	43	5.96%
Total	1,381	1,348	100.00%	100.00%	32.97	2.44%	4,181	4,171	100.00%	100.00%	9.79	0.23%

Energy Distributed - Elektro												
Description	3Q18	3Q17	Vertical Variation %		3Q18 / 3Q17		9M18	9M17	Vertical Variation %		9M18 / 9M17	
			3Q18	3Q17	R\$ MM	%			9M18	9M17	R\$ MM	%
Captive Market	2,606	2,602	62.41%	63.71%	4	0.15%	8,084	8,175	63.57%	65.75%	(92)	(1.12%)
Free Market	1,570	1,483	37.59%	36.29%	87	5.88%	4,632	4,258	36.43%	34.25%	374	8.79%
Total	4,176	4,085	100.00%	100.00%	91	2.23%	12,716	12,433	100.00%	100.00%	282.61	2.27%

In the four distributors, the residential class had a larger share and remained practically stable in terms of consumption, disregarding the effect of the merger, compared to the third quarter of 2018.

The Free Market recorded a growth of 51.07% in the third quarter of 2018 when compared to the same period of the previous year, considering the merger of Elektro. Disregarding the variation of Elektro Redes between the 3Q17 after the merger and the 3Q18, growth was 6.1%. That movement is a result of the migration of captive clients to the free market, mainly of the industrial and commercial classes.

3.1.1.4. Energy Balance (MWh)





The energy injected – which is the energy supplied to the distributor's own customers and to bordering concessionaires plus energy to service customers in the free environment and losses in the distribution system – reached the level of 14,565 GWh in the third quarter of 2018, showing a 5.5% growth when compared to the same period of 2017. Of the total injected energy, 70% was destined to regulated consumption, 24% to free market consumption and 0.3% to border supply. Losses in the Basic Grid and Distribution totaled 17%:

ENERGY BALANCE (MWh)	3Q18	3Q17	3Q18 / 3Q17	
			MWh	%
Energy Sale	10,303,928	10,045,857	258,071	2.57%
Supply	10,261,655	9,997,402	264,253	2.64%
Supply to Distribution Agents	42,273	48,455	(6,182)	(12.76%)
Free Consumers/Dist./Gen.	3,440,199	3,239,178	201,021	6.21%
Basic Grid Consumers	-	-	-	-
Market Served	12,362,463	11,936,374	426,089	3.57%
Basic Grid Losses	312,206	288,372	23,834	8.27%
Distribution Losses	2,202,772	1,868,705	334,067	17.88%
Technical Losses	1,343,192	1,286,288	56,904	4.42%
Non-Technical Losses (PNT)	859,580	582,418	277,162	47.59%
PNT/Energy Required (%)	6%	4%	N/A	2 p.p.
Total Losses	2,514,978	2,157,077	357,901	16.59%
PT/Energy Required	16.90%	15.31%	N/A	1,60 p.p
Total	14,877,441	14,093,451	783,990	5.56%

NOTE: Considers *pro-rata* volumes for Market Served and Losses regarding Elektro Redes after the incorporation process on August, 24th 2017 (36 days for the 3Q17).

3.1.1.5. DEC and FEC

The quality of the power supply is confirmed mainly by the DEC quality indicator - Equivalent Duration of Interruption per Consumer, and FEC - Equivalent Frequency of Interruption by Consumer, which measures the failures occurred in the electricity distribution network. The calculation of these indices considers the moving average of the last 12 months. Below are the indicators for each of the distributors in the third quarter of 2018:

	DEC (hours)		FEC (frequency)		
	3Q18	3Q17	3Q18	3Q17	
 COELBA	Total	16.11	20.99	6.94	8.40
	Regulatory limit	14.50	15.08	8.42	8.88
 CELPE	Total	14.34	16.07	6.53	7.36
	Regulatory limit	13.83	13.89	9.34	9.27
 COSERN	Total	11.17	13.58	5.52	7.72
	Regulatory limit	12.89	13.39	8.68	9.33
 ELEKTRO	Total	7.01	7.70	4.19	4.59
	Regulatory limit	8.39	8.56	6.50	6.92

3.1.1.6. Losses

Overall (or total) energy losses correspond to technical losses, which are the amounts of electrical energy dissipated in the energy transport process between the supply and the point of delivery, and non-technical losses, which correspond to the difference between the overall losses and technical losses. Therefore non-technical losses include the theft of energy, defects in measurement equipment, errors in the billing process, consumer units without measuring equipment and other.

In the third quarter of 2018, actions were taken to optimize the overall losses of the distributors, which evolved in three of the four concessionaires, as shown in the table below. CELPE was the only distributor that presented a reduction to the index compared to the previous year.

	Losses	
	3Q18	3Q17
 COELBA		
Technical	11.10%	11.16%
Non-Technical	3.85%	3.30%
Total	14.96%	14.46%
Regulatory Limit	14.32%	12.45%
 CELPE		
Technical	8.31%	8.56%
Non-Technical	9.25%	8.10%
Total	17.56%	16.66%
Regulatory Limit	16.11%	16.13%
 COSERN		
Technical	8.45%	8.70%
Non-Technical	1.65%	0.96%
Total	10.10%	9.66%
Regulatory Limit	10.70%	11.01%
 ELEKTRO		
Technical	5.71%	5.65%
Non-Technical	2.57%	2.22%
Total	8.28%	7.87%
Regulatory Limit	6.57%	6.57%

3.1.1.7. Collection

The performance of the collection is measured by the Collection Rate – IAR (Portuguese acronym for Índice de Arrecadação), defined by the quotient of the total revenue from electric energy and securities, including in prior years, compared to the amounts billed for energy supply in the year. The chart below shows the result of September/18 (accumulated in the last 12 months) and its behavior compared to the same period of the previous year.

The collection rate is an indicator directly affected by customers' ability to pay, and its cumulative performance in the last 12 months measured at the end of the third quarter of 2018. In the third quarter of 2018, the Collection Rate of the distributors was 96.42% in Coelba, 96.80% in Celpe, 97.73% in Cosern and 99.60% in Elektro, impacted by the factors that follow:

- ✓ Greater prompting of the tariff flags when compared to the same period of 2017, due to the unfavorable hydrological scenario. The greater prompting of yellow or red tariff flags at levels 1 or 2 increases the energy bill paid by the final consumers, which affects their ability to pay.
- ✓ The tariff adjustment for Cosern's customers represented 15.61%, and for Coelba's customers 16.95%.
- ✓ The average tariff adjustment granted in 2018 was 8.89% for Celpe, 15.42% for Coelba and 15.61% for Cosern.

The collection rates of the distributors are detailed below:

	COLLECTION	
	3Q18	3Q17
 COELBA	96.42%	99.60%
 CELPE	96.80%	97.96%
 COSERN	97.73%	99.36%
 ELEKTRO	99.60%	99.30%

3.2. Our Transmission Lines

Neoenergia operates in the transmission segment through Afluente T, Narandiba S.A. and Potiguar Sul, and their relevant assets are detailed below:

Transmission - In operation			Location	start of operation (ANEEL term)	End of Concession
AFLUENTE T (Total Extension 489.1 Km)					
Transmission Lines					
LT 230 KV Itagibá - Funil C-1				09/13/09	
LT 230 KV Brumado II - Itagibá C-1				09/13/09	
LT 230 KV Ford - Pólo C-2				08/02/2009	
LT 230 KV Pólo - Camaçari IV C-2				01/19/15	
LT 230 KV Ford - Pólo C-1	Transmission	87.8%	BA	11/24/09	08/08/2027
LT 230 KV Pólo - Camaçari IV C-1				01/18/15	
LT 230 KV Tomba - Governador Mangabeira C-1				01/31/16	
LT 230 KV Tomba - Governador Mangabeira C-2				12/31/90	
LT 138 KV Funil - Poçoas C-1				05/01/1993	
Substations Basic Grid					
Tomba				12/31/90	
Brumado II - 230/69kV	Transmission	87.8%	BA	12/11/2002	08/08/2027
Itagibá				09/13/09	
SE NARANDIBA					
Narandiba Substation			BA	06/06/2011	01/28/39
Brumado II Substation- 230/138kV	Transmission	100%		09/21/2014	08/28/42
Extremoz II Substation- 230/69kV			RN	07/04/2015	05/10/2042
POTIGUAR SUL (Total Extension 190.1 Km)					
LT 500 KV Campina Grande III - Ceará-Mirim II-C2	Transmission	100%	RN/PB	11/07/2016	08/01/1943

AFLUENTE T

In the third quarter of 2018, no new assets were put into service, but there was an acquisition of power and current transformers for upgrading SE Tomba, and the availability of Afluente T was 99.90%, above the limit established by sub-module 25.8 of the National System Operator - ONS Network Procedure, which specifies availability of more than 98% as normal. This indicator is important, given that the concessionaires of electric power transmission have the quality of their service assessed by ANEEL according to the availability of the transmission system. After this time of unavailability of the Transmission service, ANEEL calculates the Variable Portion, which is the portion to be deducted from the transmission company's revenue due to failure in providing acceptable public transmission services.

NARANDIBA S.A

In the third quarter of 2018, no new assets were added, and the availability showed by Narandiba S.A. was 99.96%, above the limit established by sub-module 25.8 of the ONS Network Procedure.

POTIGUAR SUL

In the third quarter of 2018, no new assets were put into service, and the availability showed by Potiguar Sul was 100%, above the limit established by sub-module 25.8 of the ONS Network Procedure.

3.2.1. Transmission lines under Implementation

The table below lists the transmission lines currently under implementation by the Neoenergia Group (base date 09/30/2018):

Transmission - Under Implementation	Type	Neoenergia Share	Location	Start of Operation (ANEEL term)	End of Concession
EKTT 12-A (Total Extension 583 Km)					
Transmission Lines					
LT 230 KV Nova Porto Primavera – Rio Brilhante	Transmission	100.00%	MS / SP	08/11/2022	08/11/1947
LT 230 KV Rio Brilhante – Campo Grande 2			MS	08/11/2022	
LT 230 KV Campo Grande 2 – Imbirussu			MS	08/11/2022	
LT 230 KV Nova Porto Primavera – Inhema 2			MS / SP	08/11/2022	
LT 230 KV Rio Brilhante Dourados 2			MS	08/11/2022	
LT 230 KV Dourados 2 - Dourados			MS	08/11/2022	
Basic grid Substations					
SE Dourados 02	Transmission	100.00%	MS	08/11/2022	08/11/1947
EKTT 13-A					
Basic Grid Substations					
SE Fernão Dias (SHARED)	Transmission	100.00%	SP	02/11/2021	08/11/1947
EKTT 14-A					
Basic Grid Substations					
SE Biguaçu (SHARED)	Transmission	100.00%	SC	02/11/2021	08/11/1947
EKTT 15-A					
Basic Grid Substations					
SE Sobral III (SHARED)	Transmission	100.00%	CE	02/11/2021	08/11/1947
EKTT 1-A (Total Extension 729 Km)					
Transmission Lines					
LT 500 KV Miracema – Gilbués II	Transmission	100.00%	TO/PI	03/09/2023	03/09/1948
LT 500 KV Gilbués II – Barreiras II			PI/BA		
EKTT 2-A (Total Extension 345 Km)					
Transmission Lines					
LT 500 KV Santa Luzia II – Campina Grande III	Transmission	100.00%	PB	03/09/2018	03/09/1948
LT 500 KV Santa Luzia II – Milagres II			PB/CE		
Basic Grid Substations					
SE Santa Luzia II	Transmission	100.00%	PB	03/09/2023	03/09/1948

With the merger of Elektro in August 2017, we added 583 km to our electrical grid and four transmission substations (one own and three shared). In auctions held by ANEEL on April 24, 2017 (Transmission Auction n° 05/2016) the lines of batches 4, 20, 22 and 27 (EKTT 12-A, EKTT 13-A, EKTT 14-A and EKTT 15-A, respectively) were acquired. These lines are located in the states of Mato Grosso do Sul, São Paulo, Santa Catarina and Ceará. The new batches cover six additional shared substations.

In Transmission Auction 002/2017, which was held on 12/15/2017, we added batches 4 and 6 (EKTT 1-A and EKTT 2-A) to our electrical grid in the states of Tocantins, Piauí, Bahia, Paraíba

and Ceará. These projects correspond to 1,074 km of Transmission Lines and seven substations (one own and six shared).

4. DEREGULATED BUSINESSES

4.1. Our Thermoelectric Plants

In the third quarter of 2018, the Neoenergia Group operated in the thermoelectric generation segment with two plants with total combined installed capacity of 536.8 MW, considering the conventional combined cycle gas-fired power plant (Termopernambuco) and the diesel-fueled thermoelectric plant (of Celpe) in Fernando de Noronha.

Deregulated in Operation	Type of Plant	Neoenergia Direct and Indirect Shareholding	Location	Installed Capacity	Assured Energy	Date of Concession	
						Autorization	Expiration
CELPE							
Fernando de Noronha	Diesel Thermoelectric	89.65%	Fernando de Noronha - PE	4.08	1.9 MW	12/21/89	12/21/19
TERMOPE							
UTE Termope	Thermoelectric - UTE	100.00%	Suape - Ipojuca - PE	532756.00	504.1 MW	12/18/00	12/18/30

By September 2018, UTE TERMOPE had been 100% dispatched by the National Electric System Operator (ONS). The year-to-date gross energy generation by September/18 was 3.118 GWh, corresponding to 475.9 average MW.

4.2. Commercialization

In the third quarter of 2018, operations in the order of 1,452 MWh were contracted. This figure was 12% lower than that of the third quarter of the previous year.

We highlight the main actions:

- (i) Management of the free energy of the wind power plants of FEB, and partial recovery of the delinquency retained in the CCEE;
- (ii) Itapebi Free Energy Management, with the hydrological risk assumed by the trading agent;
- (iii) Coordination of studies and actions aimed at defining the hedge for the management of the hydrological risk of CHTP and EAPSA;
- (iv) Analysis of the energy contracting scenarios of Baixo Iguaçu;
- (v) Operation of energy purchase from the wind farms of FEB through the New Energy Mechanism of Compensation of Surplus and Deficit - NMCS EN, and resale to the market generating results for the whole group;
- (vi) Strategy for the recovery of Termopernambuco's energy balance due to the August/2018 scheduled maintenance shutdown;
- (vii) Installation of 241 photovoltaic systems in residential customers totaling 625 kWp installed until the third quarter of 2018.

5. RENEWABLES

5.1. Our Hydroelectric Plants

The Neoenergia Group operated in the third quarter of 2018 in the hydroelectric generation segment with 6 generating plants considered as Renewable, considering the part of Belo Monte

that is already in operation. In addition to these projects in operation, we have a share in 2 hydroelectric plants (Baixo Iguaçu and part of Belo Monte still being implemented).

Renewables in Operation	Type of Plant	Neoenergia Direct and Indirect Shareholding	Location	Installed Capacity	Assured Energy	Date of Concession	
						Authorization	Expiration
HydroelectricS							
ITAPEBI							
UHE Itapebi¹	Hydroelectric - UHE	100.00%	Jequitinhonha River - BA	462.01	209.1 MW	05/28/99	08/31/35
CORUMBÁ III							
UHE Corumbá III	Hydroelectric - UHE	70.00%	Corumbá River- GO	96.45	50.9 MW	11/07/2001	02/14/37
BAGUARI I							
UHE Baguari	Hydroelectric - UHE	51.00%	Doce River- MG	140.00	84.7 MW	08/15/06	12/31/39
ÁGUAS DA PEDRA							
UHE Dardanelos	Hydroelectric - UHE	51.00%	Aripuanã River - MT	261.00	154.9 MW	07/03/2007	01/02/1943
TELES PIRES							
Teles Pires	Hydroelectric - UHE	51.00%	Teles Pires River - MT/PA	1.819.8	930.7 MW	06/07/2011	06/06/2046
BELO MONTE							
Belo Monte	Hydroelectric - UHE	10.00%	Xingu River - PA	11.233.1	4.571 MW	08/26/10	08/25/45

5.1.1. Hydroelectric Plants under Implementation

In the table below, we list the Neoenergia Group hydroelectric plants under construction (base date 30/09/2018):

Renewables under Construction	Type of Plant	Neoenergia Direct and Indirect Shareholding	Location	Installed Capacity	Assured Energy	Date of Concession	
						Authorization	Expiration
HYDROELECTRIC PLANTS							
BELO MONTE							
Belo Monte	Hydroelectric - UHE	10.00%	Xingu River - PA	11.233.1	4.571 average MW	08/26/2010	08/25/45
GERAÇÃO CÉU AZUL							
Baixo Iguaçu	Hydroelectric - UHE	70.00%	Iguaçu River - PR	350.2	171.3 MW	08/20/2012	09/14/49

HPP BELO MONTE

Neoenergia has 10% stake in Norte Energia, the holding of HPP Belo Monte, through SPE (Specific Purpose Venture) Belo Monte Participações S.A. In 2017, HPP Belo Monte achieved important milestones such as the completion of the motorization of Sítio Pimental, with 233.1 MW by means of the start of commercial operation of generating units 5 and 6, each with power of 38.8 MW. In Sítio Belo Monte, generating units 4, 5, 6 and 7 started operations (generating unit 8 was in the final stage of tests for starting commercial operation), each with 611.11 MW of power. On 02/01/2018, UG 8 started commercial operation adding 611.11 MW to the installed capacity and reaching 100% of the physical guarantee of the project, which is of 4,571 average MW. On 06/13/2018, UG 9 started commercial operation, adding 611.11 MW, and on 09/20/2018 the 611.11-MW UG 10 entered the test phase for the start of commercial operation. Thus, the project now has 6,344.2 MW of installed power of a total of 11,233.1 MW, with 15 generating units in commercial operation and 100% of its physical guarantee, which allows access to 100% of the revenue from the ACR (Regulated Environment). Additionally, it is worth mentioning that the plant took out insurance SPR100 in order to mitigate the hydrological risk for the energy sold in the ACR.

HPP BAIXO IGUAÇU

As regards HPP Baixo Iguaçu, Neoenergia, through its wholly owned subsidiary Geração Cielo Azul won the concession for the construction and exploitation of Hydroelectric Power Plant Baixo Iguaçu at the 7th A-5 New Energy Auction held by ANEEL. The HPP located in River Iguaçu, in the state of Paraná, will have installed capacity of 350.20 MW and 171.3 average MW of physical guarantee. On May 3, 2016 ANEEL issued Dispatch n° 1.078 recognizing 756-day Exclusion of Liability. On February 15, 2017, a new Order for Exclusion of Liability and Change of Schedule concerning HPP Baixo Iguaçu was filed, in view of protests that directly

interfered in the progress of activities at the construction site of the Plant. On November 7, 2017, by way of Authorizing Resolution nº 6.712, ANEEL granted a further 46-day exclusion of liability.

In December 2017, amendment terms were added to the CCEARs between Geração Céu Azul and the distributors postponing the beginning of the supply period to November 12, 2018.

On March 19, 2018, the 3rd amendment to the Concession Agreement was executed providing for the start of operation of the 1st Generating Unit (UG) on 07/05/2018, the 2nd UG on 09/05/2018 and the 3rd UG on 11/03/2018.

Neoenergia, through its wholly-owned subsidiary Geração Cielo Azul SA, sold at the A-6 auction held on 08/31/2018, 23.4 average MW of energy in the Regulated Environment (ACR) at the price of R\$151.68/MWh, cap value of the auction. The sale is for 30 years, from Jan/2024 and, until that date, the energy remains free (ACL).

In September 2018, some 850 employees of Consórcio Construtor Baixo Iguaçu were mobilized, and the work flows at normal pace. The main activities are: Dam - construction of the grout curtain and the embankment Dam; Generating Units (UG) 1 and 2 - commissioning and UG 3 activities in progress – Adjustment of guide vanes, preparation of Kaplan head, top guide pin function of the Generator; Spillway - painting and final finishing. Transmission Line - Commissioning of Towers.

5.2. Our Wind Farms

In the third quarter of 2018, the Group operated in the renewable generation segment with 17 wind farms with installed capacity of 515.8 MW. In addition to these operating ventures, we have 15 wind farms under construction, which will add to the Group 471.90 MW of installed capacity.

Renewables in Operation	Type of Plant	Neoenergia Direct and Indirect Shareholding	Location	Installed Capacity	Assured Energy	Date of Concession	
						Authorization	Expiration
WIND FARMS							
EOL Arizona 1	Wind Farm - UEE	100.00%	Rio do Fogo - RN	28.00	12.9 MW	03/04/2011	03/03/2046
EOL Caetité 1			Caetité - BA	30.00	13 MW	10/29/12	10/28/42
EOL Caetité 2				30.00	12.1 MW	02/07/2011	02/06/1946
EOL Caetité 3				30.00	11.2 MW	02/24/11	02/23/46
EOL Calango 1				Bodó e Santana do Mato - RN	30.00	13.9 MW	04/28/11
EOL Calango 2			Bodó/RN	30.00	11.9 MW	05/09/2011	05/08/1946
EOL Calango 3			Bodó, Santana do Matos and J. J. de Sá - RN	30.00	13.9 MW	05/30/11	05/29/46
EOL Calango 4			Bodó/RN	30.00	12.8 MW	05/19/11	05/18/46
EOL Rio do Fogo (ENEEL)			Rio do Fogo - RN	49.3	17.9 MW	12/19/01	12/18/31
EOL Canoas			São José do Sabugi and J. J. de Sá - RN	31.5	17.7 MW	08/04/2015	08/03/1950
EOL Calango 5			Bodó/RN	30.00	13.7 MW	06/02/2011	06/01/1946
EOL Lagoa 2			São José do Sabugi and J. J. de Sá - RN	31.5	17.5 MW	08/04/2015	08/03/1950
EOL Mel 2			Areia Branca - RN	20.00	9.8 MW	02/28/11	02/27/46
EOL Calango 6			Bodó e Cerro Corá/RN	30.00	18.5MW	11/20/14	11/19/49
EOL Lagoa 1			São José do Sabugi and J. J. de Sá - RN	31.5	18.7 MW	08/04/2015	08/03/1950
EOL Santana 1			Bodó, Lagoa Nova and Cerro Corá - RN	30.00	17.3MW	11/14/14	11/13/49
EOL Santana 2			Bodó and Lagoa Nova/RN	24.00	13.1MW	11/14/14	11/13/49

5.2.1. Wind Farms under Construction

On December 20, 2017, the "A-6" Power Generation Auction was held by means of an electronic system in which Neoenergia traded the power of 9 wind farms: Canoas 2 (37.4MW), Canoas 4 (34.7MW), Chafariz 1 (34.7MW), Chafariz 2 (34.7MW), Chafariz 3 (34.7MW), Chafariz 6 (31.2MW), Chafariz 7 (34.7MW), Lagoa 3 (34.7MW), Lagoa 4 (20.8MW), totaling 294.18 MW of installed power, which had their concessions granted in June 2018. The energy commercialization contracts provide for the commercial operation to start on January 1, 2023.

Additionally, the group has 6 wind projects undergoing deployment, namely Canoas 3 (34.7 MW), Chafariz 4 (34.7MW), Chafariz 5 (34.7MW), Ventos de Arapuá 1 (24.3MW), Ventos de Arapuá 2 (34.7MW) and Ventos de Arapuá 3 (13.9MW), which await the publication of their authorization (Grant) and will be traded in the free environment.

Renewables under Construction	Type of Plant	Neoenergia Direct and Indirect Shareholding	Location	Installed Capacity	Assured Energy	Date of Concession	
						Authorization	Expiration
WIND FARMS							
CANOAS 2	Wind Farm - UEE	100.00%	São José do Sabugi and S	34.7	17.3MW	06/19/18	06/18/53
CANOAS 4			São José do Sabugi/PB	34.7	16.7MW	06/19/18	06/18/53
CHAFARIZ 1			Santa Luzia-PB	34.7	17.7MW	06/19/18	06/18/53
CHAFARIZ 2			Santa Luzia-PB	34.7	17.5MW	06/19/18	06/18/53
CHAFARIZ 3			Santa Luzia-PB	34.7	18.1MW	06/19/18	06/18/53
CHAFARIZ 6			Santa Luzia-PB	31.2	15.2MW	06/19/18	06/18/53
CHAFARIZ 7			Santa Luzia-PB	34.7	19 MW	06/19/18	06/18/53
LAGOA 3			São José do Sabugi/PB	34.7	18.3MW	06/19/18	06/18/53
LAGOA 4			São José do Sabugi and S	20.8	11.7MW	06/19/18	06/18/53
CANOAS 3			São José do Sabugi and S	34.7	16.8 MW	Awaiting editing of grant	
CHAFARIZ 4			Santa Luzia and Areia de B	34.7	17.8 MW		
CHAFARIZ 5			Santa Luzia/PB	34.7	16.6 MW		
VENTOS DE ARAPUÁ			Areia de Baraúnas/PB	24.3	11.6 MW		
VENTOS DE ARAPUÁ 2			Areia de Baraúnas, São Mamede and Santa Luzia/PB	34.7	17.2 MW		
VENTOS DE ARAPUÁ 3			Areia de Baraúnas and Sã	13.9	5.8 MW		

6. INVESTMENTS

The Neoenergia Group ended the third quarter of 2018 with total investments of R\$1,350,231 thousand, an amount that comprises all the investments made by the companies that the Neoenergia Group controls and consolidates (R\$1,132,217 thousand), as well as the investments made by companies not controlled by the Group (R\$ 218,014 thousand).

Consolidated investments by segment are as follows:

Investments ⁽¹⁾	3Q18		3Q17		2017	Variation 3Q18x3Q17	
	Year to date	Quarter	Year to date	Quarter	Year	Year to date	Quarter
Grids ⁽²⁾	2,188,540	974,995	2,293,082	869,401	3,150,301	(4.56%)	12.15%
Deregulated ⁽³⁾	69,222	23,786	20,593	5,009	37,574	236.14%	374.87%
Renewable ⁽⁴⁾	311,069	133,282	381,917	156,350	814,665	(18.55%)	(14.75%)
Holding	463	154	404	93	1,218	14.60%	65.59%
Total	2,569,294	1,132,217	2,695,996	1,030,853	4,003,758	(4.70%)	9.83%

⁽¹⁾ In thousands of reais, except where otherwise indicated in other measure unit

⁽²⁾ Distribution represents some 97% and Transmission the remaining

⁽³⁾ Represented by Services

⁽⁴⁾ Represented by wind farms and hydroelectric plants

The other investments made by jointly controlled companies or associated companies correspond to the amount R\$ 218,014 thousand in the year-to-date for the third quarter of 2018.

7. CONSOLIDATED ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE

7.1. Quarterly Results

STATEMENT OF INCOME (in R\$ thousand)	3Q18	3Q17	3Q18 X 3Q17		9M18	9M17	9M18 X 9M17	
			R\$	%			R\$	%
Gross Revenue	10,292,894	8,103,007	2,189,887	27.03	27,752,197	19,976,559	7,775,638	38.92
(-) Deductions from Gross Revenue	(3,101,877)	(2,257,956)	(843,921)	37.38	(8,598,005)	(6,079,505)	(2,518,500)	41.43
Taxes	(2,488,488)	(1,781,911)	(706,577)	39.65	(6,868,344)	(4,863,898)	(2,004,446)	41.21
Sector Charges	(613,389)	(476,045)	(137,344)	28.85	(1,729,661)	(1,215,607)	(514,054)	42.29
Net Operating Revenue	7,191,017	5,845,051	1,345,966	23.03	19,154,192	13,897,054	5,257,138	37.83
(-) Construction revenue	952,795	788,906	163,889	20.77	2,146,128	1,875,578	270,550	14.42
(-) Other Revenues	287,130	136,469	150,661	110.40	650,011	436,387	213,624	48.95
Net Operating Revenue (w/out Construction Revenue and Other Revenues)	5,951,092	4,919,676	1,031,416	20.97	16,358,053	11,585,089	4,772,964	41.20
Fair value of indemnifiable concession assets	202,229	25,463	176,766	694.21	394,865	184,431	210,434	114.10
Receivables from Part A and Other Financial Items	198,822	785,766	(586,944)	(74.70)	760,689	743,973	16,716	2.25
Cost of Non-Manageable Assets	(4,106,564)	(3,603,925)	(502,639)	13.95	(10,992,365)	(7,685,896)	(3,306,469)	43.02
Energy purchased for resale	(3,681,947)	(3,180,574)	(501,373)	15.76	(9,134,025)	(6,844,366)	(2,289,659)	33.45
Charges for the use of the Distribution and Transmission System	(310,663)	(316,932)	6,269	(1.98)	(1,515,405)	(533,593)	(981,812)	184.00
Fuel for Energy Production	(113,954)	(106,419)	(7,535)	7.08	(342,935)	(307,937)	(34,998)	11.37
Gross Margin	2,046,757	1,341,214	705,543	52.60	5,760,553	4,083,624	1,676,929	41.06
Manageable Costs and Expenses	(837,318)	(777,090)	(60,228)	7.75	(2,632,680)	(2,160,622)	(472,058)	21.85
Equity Accounting Result	(32,297)	(92,662)	60,365	(65.15)	(53,579)	(124,216)	70,637	(56.87)
Equity Accounting	10,952	(58,707)	69,659	(118.66)	81,109	(52,589)	133,698	(254.23)
Amortization of capital gains	(43,249)	(33,955)	(9,294)	27.37	(134,688)	(71,627)	(63,061)	88.04
EBITDA	1,305,292	616,423	688,869	111.75	3,464,128	2,122,369	1,341,759	63.22
Amortization / Depreciation	(281,258)	(219,310)	(61,948)	28.25	(826,729)	(591,958)	(234,771)	39.66
Financial Income (Loss)	(265,403)	(358,083)	92,680	(25.88)	(832,535)	(1,014,578)	182,043	(17.94)
Earnings Before Taxes	715,382	5,075	710,307	13,997.22	1,670,176	444,206	1,225,970	275.99
Income Tax and Social Contribution on Net Income	(200,227)	(20,955)	(179,272)	855.51	(454,789)	(156,222)	(298,567)	191.12
Income (Loss) for the Period	515,155	(15,880)	531,035	(3,343.97)	1,215,387	287,984	927,403	322.03
Consolidated Net Income	498,783	(18,436)	517,219	(2,805.48)	1,169,973	256,266	913,707	356.55
Profit Assigned to Minority Shareholders	16,373	2,556	13,817	540.57	45,415	31,718	13,697	43.18

7.2. Gross Operating Revenue

ENERGY BILLING PER CLASS	3Q18		3Q17		Variation (%) 3Q18 / 3Q17		9M18		9M17	
	R\$ Thous.	GWh	R\$ Thous.	GWh	Revenue	Volume	R\$ Thous.	GWh	R\$ Thous.	GWh
Residential	3,170,297	4,304	2,189,113	3,490	44.82%	23.33%	9,144,706	13,818	6,307,387	10,636
Industrial	617,150	1,155	490,929	920	25.71%	25.55%	1,817,709	3,405	1,227,075	2,508
Commercial	1,600,251	2,055	1,134,935	1,699	41.00%	20.95%	4,564,228	6,600	3,206,092	5,121
Rural	450,292	1,130	287,093	863	56.85%	30.98%	1,123,687	3,013	740,667	2,389
Government	314,939	452	232,624	392	35.39%	15.24%	884,291	1,432	672,526	1,223
Street Light	244,417	595	165,013	495	48.12%	20.23%	629,728	1,762	414,507	1,338
Public Services	268,659	560	164,094	425	63.72%	31.83%	680,537	1,595	417,452	1,186
Unbilled Supply	115,298	-	(48,786)	-	(336.33%)	-	124,827	-	(16,599)	-
Captive Market	6,781,303	10,252	4,615,015	8,284	46.94	23.75	18,969,713	31,625	12,969,107	24,402
Low Income social tariff subsidy	469,821	-	334,650	-	40.39%	0.00%	1,269,387	-	892,725	-
Own Consumption	-	10	-	9	0.00%	14.63%	-	31	-	31
Revenue reclassification by availability of electric grid - captive consumer	(3,069,170)	-	(2,150,374)	-	42.73%	0.00%	(8,700,172)	31,656	(6,354,189)	24,433
Supply	790,131	-	724,958	-	8.99%	0.00%	2,015,943	-	1,560,985	-
Total Energy Supply	4,972,085	10,262	3,524,249	8,291	41.08%	23.77%	13,554,871	31,656	9,068,628	24,433
Revenue from use of the grid - Free Market	367,223	-	224,675	-	63.45%	0.00%	1,003,655	-	512,646	-
Concession Energy Supply	5,339,308	10,262	3,748,924	8,291	42.42%	23.77%	14,558,526	31,656	9,581,274	24,433

GROSS OPERATING REVENUE (in R\$ thousand)	3Q18	3Q17	3Q18 X 3Q17		9M18	9M17	9M18 X 9M17	
			R\$	%			R\$	%
Total Energy Supply	4,972,085	3,524,249	1,447,836	41.08%	13,554,871	9,068,628	4,486,243	49.47%
Revenue from Use of the Grid - Free Market	367,223	224,675	142,548	63.45%	1,003,655	512,646	491,009	95.78%
Energy Trading Chamber - CCEE	445,669	492,568	(46,899)	(9.52%)	936,671	985,158	(48,487)	(4.92%)
Revenue from Use of Grid -Captive Market	3,069,170	2,150,374	918,796	42.73%	8,700,172	6,354,189	2,345,983	36.92%
Receivables from Part A and Other Financial Items	198,822	785,766	(586,944)	(74.70%)	760,689	743,973	16,716	2.25%
Revenue from concession infrastructure construction	952,795	788,906	163,889	20.77%	2,146,128	1,875,578	270,550	14.42%
Other revenues	287,130	136,469	150,661	110.40%	650,011	436,387	213,624	48.95%
Gross Operating Revenue	10,292,894	8,103,007	2,189,887	27.03%	27,752,197	19,976,559	7,775,638	38.92%

In the third quarter of 2018, Neoenergia reported Gross Revenue of R\$ 10,292,894 thousand, representing a 27.03% increase compared to the amount of R\$ 8,103,007 thousand in the same period of 2017.

The distributors – Coelba, Celpe, Cosern and Elektro Redes – comprised in the Networks category - participated with 91.77% of the total Gross Revenue in the 3Q18, corresponding to R\$ 9,446,012 thousand. Elektro Redes that merged into Neoenergia on August 24, 2017,

contributed with R\$ 2,543,449 thousand in the third quarter of 2018, which was also benefited by the effects of the Cosern and Coelba tariff review as of April 22, 2018, with an average effect perceived by consumers of 15.61% and 16.95%, respectively, and by the effects of the 2018 annual tariff reset of Celpe and Elektro Redes, with an average effect of 8.89% and 24.42% perceived by consumers, respectively. Also, based on the adjustments, the last two distributors recorded gross operating revenue growth: Celpe had a 12.07% increase (R\$ 242,484 thousand) when compared to gross revenue of the 3Q17, and Elektro Redes, 9.00% (R\$ 209,939 thousand) compared to the same period of 2017.

The Revenue from Billed Supply in the Captive Market (Total Energy Supply) was R\$ 4,972,085 thousand in the 3Q18, 41.8% greater than same period of 2017, corresponding to a variation of R\$ 1,447,836 thousand positively impacted by the amounts of Unbilled Supply and Low-Income Social Tariff Subsidy that amount to R\$ 585,119 thousand. If we disregard the unbilled supply, the variation of captive consumers is R\$ 2,002,204 thousand. Coelba contributed to the revenue billed to the captive market with R\$ 2,615,000 thousand, Cosern with R\$ 718,373 thousand, Elektro Redes with R\$ 1,711,123 thousand and Celpe contributed with R\$ 1,737,818 thousand – having the first two been positively affected by the effects of their tariff reviews and the latter positively affected by the effects of the annual tariff reset.

Revenues from Network Use in the captive market increased by 42.73% in the third quarter of 2018, representing an increase of R\$ 918,796 thousand when compared to the same period in 2017 when the amount of R\$ 2,150,374 was recorded. This increase is a consequence of the positive variation in the volume of energy distributed in the 3Q18, and also of the positive impact of the tariff reviews and tariff resets of the Group's distributors.

The energy distributed in the captive market in the third quarter of 2018 totaled 10,262 GWh (considering own consumption of 10 GWh), an increase of 23.77% in volume compared to the 3Q17 impacted by the Elektro Redes contribution of 1,710 GWh.

The free market required the delivery of 3,440 GWh of energy during the quarter, representing an increase of 51.07% compared to the same period of the previous year, mainly due to the contribution of Elektro Redes (1,049 GWh). If we disregard the effect of the merger of Elektro Redes, in 2017, the increase to the volume of delivery required by the free Market would be 6.48%. With the increase, the Revenue from the Use of the Free Market Network recorded a growth of R\$ 142,548 thousand compared to the 3Q17.

Distributed energy (captive + free) totaled 13,702 GWh in the 3Q18 (considering own consumption of 10 GWh), an increase of 29.65% compared to the same period of 2017, mainly influenced by the Elektro Rede load (2,759 GWh).

The consolidated revenue from energy supply in the third quarter of 2018 showed an increase of R\$ 65,173 thousand when compared to the same period of 2017, based on the merger of Elektro, despite the reduction in the energy traded in the 3Q18, which was of the order of 1,452 average MW, corresponding to a 12% reduction compared to the 3Q17.

The negative variation of R\$ 586,944 thousand, 74.70% in “Receivables from Part A and other financial items” between the 3Q17 and the 3Q18 is mainly due to the balances ratified by ANEEL in the tariff review and tariff reset. It should be pointed out that the variation does not affect the Net Operating Revenue given that it has a counterpart in the Company's billing.

Construction Revenue increased by R\$ 163,889 thousand compared to the 3Q17. There is however a counterpart of Costs in the same amount, and therefore the effect on EBITDA is zero. These amounts refer to infrastructure investments net of special bond funds.

7.3. Deductions from Gross Revenue

Deductions from Gross Revenue increased by R\$ 843,921 thousand compared to the third quarter of 2017.

In the line Taxes Levied on Revenue, the 39.65% increase (R\$ 706,577 thousand) is a consequence of the greater volume billed in the year when compared to the third quarter of 2017. For the costs with sector charges, which recorded a variation of 28.85% when compared to the actual amounts of the 3Q17, the main impact resulted from the Energy Development Account (CDE), which ended the period R\$ 227,527 greater than in the 3Q17, impacted by the tariff resets and reviews of the distributors. That increase in costs with sector charges was partially offset by the line Research and Development - R&D, where there was a reimbursement approved by Aneel in the Elektro Redes tariff reset of August 2018, referring to the transfer to the consumer of a refund regarding excess ICMS collection, as provided for by Law n° 12,119/2009, which was passed on to electricity tariffs and paid to the National Treasury from January 2010 to December 2012.

Neoenergia closed the third quarter of 2018 with a Net Operating Revenue of R\$ 7,191,017 thousand, a 23.03% (R\$ 1,345,966 thousand) increase compared to the same period of the previous year.

DEDUCTIONS FROM GROSS REVENUE (in R\$ thousands)	3Q18	3Q17	3Q18 X 3Q17		9M18	9M17	9M18 X 9M17	
			R\$	%			R\$	%
Gross Operating Revenue	10,292,894	8,103,007	2,189,887	27.03%	27,752,197	19,976,559	7,775,638	38.92%
Deductions from Gross Revenue	(3,101,877)	(2,257,956)	(843,921)	37.38%	(8,598,005)	(6,079,505)	(2,518,500)	41.43%
TAXES (ICMS / PIS / COFINS / ISS)	(2,488,488)	(1,781,911)	(706,577)	39.65%	(6,868,344)	(4,863,898)	(2,004,446)	41.21%
ICMS	(1,560,090)	(1,119,718)	(440,372)	39.33%	(4,433,846)	(3,191,747)	(1,242,099)	38.92%
PIS	(165,026)	(117,417)	(47,609)	40.55%	(432,283)	(295,469)	(136,814)	46.30%
COFINS	(759,781)	(541,144)	(218,637)	40.40%	(1,990,943)	(1,366,986)	(623,957)	45.64%
ISS	(3,591)	(3,632)	41	(1.13%)	(11,272)	(9,696)	(1,576)	16.25%
SECTOR CHARGES	(613,389)	(476,045)	(137,344)	28.85%	(1,729,661)	(1,215,607)	(514,054)	42.29%
Quota for reversal global reserve - RGR	(342)	(384)	42	(10.94%)	(1,110)	(1,210)	100	(8.26%)
Energy development account - CDE	(556,072)	(328,545)	(227,527)	69.25%	(1,627,473)	(871,508)	(755,965)	86.74%
Energy Efficiency Program - PEE	(26,763)	(21,461)	(5,302)	24.71%	(74,136)	(51,616)	(22,520)	43.63%
National Fund for Scientific and Technological Development - FNDCT	(10,705)	(8,585)	(2,120)	24.69%	(29,655)	(20,802)	(8,853)	42.56%
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	(3,807)	(3,503)	(304)	8.68%	(10,694)	(9,614)	(1,080)	11.23%
Research & Development - R&D	27,398	(13,706)	41,104	(299.90%)	105,252	(33,610)	138,862	(413.16%)
Consumer Charges - PROINFA	(18,371)	(6,385)	(11,986)	187.72%	(36,629)	(21,545)	(15,084)	70.01%
Consumer Charges - CCRBT	(16,608)	(81,280)	64,672	(79.57%)	(30,403)	(181,743)	151,340	(83.27%)
Other (FNDCT / EPE / PROINFA / TFSEE / PEE / R&D)	(8,119)	(12,196)	4,077	(33.43%)	(24,813)	(23,959)	(854)	3.56%
Net Operating Revenue	7,191,017	5,845,051	1,345,966	23.03%	19,154,192	13,897,054	5,257,138	37.83%

7.4. Operating Costs and Expenses

COSTS AND EXPENSES (in R\$ thousands)	3Q18	3Q17	3Q18 X 3Q17		9M18	9M17	9M18 X 9M17	
			R\$	%			R\$	%
Non-manageable	(4,106,564)	(3,603,925)	(502,639)	13.95%	(10,992,365)	(7,685,896)	(3,306,469)	0.43
Electric Energy Purchased for Resale	(3,681,947)	(3,180,574)	(501,373)	15.76%	(9,134,025)	(6,844,366)	(2,289,659)	33.45%
Charges for the use of the Distribution and Transmission System	(310,663)	(316,932)	6,269	(1.98%)	(1,515,405)	(533,593)	(981,812)	184.00%
Fuel for energy production	(113,954)	(106,419)	(7,535)	7.08%	(342,935)	(307,937)	(34,998)	11.37%
Manageable	(837,318)	(777,090)	(60,228)	7.75%	(2,632,680)	(2,160,622)	(472,058)	21.85%
Personnel	(319,286)	(245,759)	(73,527)	29.92%	(985,905)	(698,140)	(287,765)	41.22%
Material	(38,018)	(20,005)	(18,013)	90.04%	(105,380)	(60,873)	(44,507)	73.11%
Outsourced Services	(387,717)	(387,666)	(51)	0.01%	(1,180,928)	(1,095,217)	(85,711)	7.83%
Net Provisions - PCLD	(70,906)	(10,343)	(60,563)	585.55%	(223,947)	43,502	(267,449)	(614.80%)
Net Provisions - Contingencies	(25,363)	17,740	(43,103)	(242.97%)	(88,611)	15,173	(103,784)	(684.00%)
Other	3,972	(131,057)	135,029	(103.03%)	(47,909)	(365,067)	317,158	(86.88%)
Total (Manageable + Non-Manageable)	(4,943,882)	(4,381,015)	(562,867)	12.85%	(13,625,045)	(9,846,518)	(3,778,527)	38.37%
Depreciation and amortization	(281,258)	(219,310)	(61,948)	28.25%	(826,729)	(591,958)	(234,771)	39.66%
Construction costs	(952,795)	(788,906)	(163,889)	20.77%	(2,146,128)	(1,875,578)	(270,550)	14.42%
Total	(6,177,935)	(5,389,231)	(788,704)	14.63%	(16,597,902)	(12,314,054)	(4,283,848)	34.79%

Operating Costs and Expenses in the 3Q18 reached R\$ 6,177,935 thousand, an increase of R\$ 788,704 thousand, equivalent to 14.63% compared to the third quarter of 2017 and impacted by the consolidation of the costs of assets incorporated in August 2017. Additionally, in the third quarter of 2018, the four distributors showed a significant increase in non-manageable costs due to the increase in the costs of energy purchased for resale in the short-term market, impacted by the increase in PLD (Portuguese acronym for Price for the Settlement of Differences) and the increase of the energy tariff of physical guarantee quotas, pursuant to ANEEL Ratifying Resolution 2.421/18. We also had an increase to the charges for the use of the transmission system affected by the Elektro Redes Basic Tariff reset, effective as of August 2018. In contrast, there was an increase in the financial surplus of the Reserve Energy Charge in the amount of R \$ 129,435 thousand due to the reinstatement of the Reserve Energy Account (CONER). This surplus, which constitutes a return to the distributors, acts as a reduction to the charges for the use of the transmission and distribution system.

At Coelba, the change in non-manageable costs was 2.72% (R\$ 34,608), at Cosern it was 6.87% (R\$ 24,456 thousand), at Celpe 7.02% (R\$ 62,304 thousand) and at Elektro Redes 12.40% (R\$ 136,293 thousand). The 15.76% increase (R\$ 501,373 thousand) in electricity costs purchased for resale compared to the amounts recorded in the third quarter of 2017 was mainly due to variations as follows: (i) R\$ 119,800 thousand with costs of contracts for quotas of physical guarantees; and (ii) R\$ 515,100 thousand with energy purchased in the free environment (FTA) compared to the same period of 2017. This increase was partially offset by the R\$ 424,124 thousand decrease in the volume of energy purchased in the regulated environment (ACR) and the reduction of R\$ 129,301 thousand in the volume of energy acquired in the short-term market. However, it is worth mentioning that, in accordance with the current tariff rules, any variations in non-manageable costs are guaranteed to be onlent to tariffs, assuring the distributors' economic and financial balance, even if they temporarily affect the Company's cash flow.

Manageable costs and expenses recorded in the third quarter of 2018 (R\$ 837,318 thousand) increased by 7.75% when compared to the amount recorded in the same period of 2017 (R\$ 777,090 thousand). Even considering the effect of the merger of Elektro Redes in August 2017, which represents an impact of approximately R\$ 330,800 thousand, the change in manageable costs in the period was 2.30p.p. lower than the 10.05% inflation accumulated in 12 months (September/2018), according to data disclosed by Getúlio Vargas Foundation (FGV), reflecting the actions conducted by the Company to optimize costs. Individually, two of the four distributors - Coelba and Elektro Redes - managed to reduce their manageable costs when compared to the amounts recorded in the third quarter of 2017 by 10.51% and 12.67%, respectively.

7.5. EBITDA

In compliance with CVM Instruction nº 527, in the table below we show the reconciliation of EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization), and we further inform that the calculations presented are in line with the criteria of the same instruction:

EBITDA Reconciliation (R\$ mil)	3Q18	3Q17	3Q18 X 3Q17		9M18	9M17	9M18 X 9M17	
			R\$	%			R\$	%
Consolidated Net Income	498,783	(18,436)	517,219	N/A	1,169,973	256,266	913,707	356.55%
Profit Assigned to Minority Shareholders	16,373	2,556	13,817	540.57%	45,415	31,718	13,697	43.18%
Net Income for the Period	515,155	(15,880)	531,035	N/A	1,215,387	287,984	927,403	322.03%
Financial Expenses	(2,376,097)	(942,099)	(1,433,998)	152.21%	(5,531,802)	(2,600,443)	(2,931,359)	112.73%
Financial Income	2,110,694	584,016	1,526,678	261.41%	4,699,267	1,585,865	3,113,402	196.32%
Income tax and social contribution	(200,227)	(20,955)	(179,272)	855.51%	(454,789)	(156,222)	(298,567)	191.12%
Depreciation and Amortization	(281,258)	(219,310)	(61,948)	28.25%	(826,729)	(591,958)	(234,771)	39.66%
Amortization of capital gain	(43,249)	(33,955)	(9,294)	27.37%	(134,688)	(71,627)	(63,061)	88.04%
EBITDA	1,305,292	616,423	688,869	111.75%	3,464,128	2,122,369	1,341,759	63.22%

In the 3Q18, Neoenergia consolidated EBITDA was R\$ 1,305,292 thousand, 111.75% increase, equivalent to R\$ 688,869 thousand compared to the 3Q17. In the composition of EBITDA, the Networks segment represents 81.56% (R\$ 1,064,589 thousand) and the Renewables segment represents 19.51% (R\$ 254,609 thousand). In the 9-month year-to-date period, the Company recorded growth of 63,22%, positively impacted by the merger of Elektro Redes and by the positive results of the tariff reviews and resets, as well as actions to optimize operating costs mainly in the network segment.

7.6. Financial Income

Financial Revenues in R\$ thousand)	3Q18	3Q17	3Q18 X 3Q17		9M18	9M17	9M18 X 9M17	
			R\$	%			R\$	%
Revenue from financial investments	85,367	64,756	20,611	31.83%	228,077	148,675	79,402	53.41%
Interest, commissions and energy arrears increase	50,006	12,898	37,108	287.70%	148,101	79,000	69,101	87.47%
Monetary and exchange variations - Debt (a) - REVE	1,151,336	387,130	764,206	197.40%	2,020,051	849,803	1,170,248	137.71%
Monetary and Exchange Variations - Other REV	(47,082)	28,258	(75,340)	(266.61%)	3,380	58,210	(54,830)	(94.19%)
Derivative financial instruments	818,203	61,173	757,030	N/A	2,207,152	384,041	1,823,111	474.72%
Adjustment to judicial deposits	5,735	1,904	3,831	201.21%	16,206	13,882	2,324	16.74%
Adjustment to sector financial assets	22,352	(81)	22,433	N/A	40,978	-	40,978	-
(-) PIS and COFINS on financial revenue	(12,010)	(7,101)	(4,909)	69.13%	(32,517)	(16,703)	(15,814)	94.68%
Other financial revenues	36,787	35,079	1,708	4.87%	67,839	68,957	(1,118)	(1.62%)
Total	2,110,694	584,016	1,526,678	261.41%	4,699,267	1,585,865	3,113,402	196.32%

Financial Expenses in R\$ thousands)	3Q18	3Q17	3Q18 X 3Q17		9M18	9M17	9M18 X 9M17	
			R\$	%			R\$	%
Debt charges	(68,767)	(244,382)	175,615	(71.86%)	(814,109)	(638,337)	(175,772)	27.54%
Monetary and exchange variations - Debt (a) E	(1,727,364)	(171,858)	(1,555,506)	905.11%	(3,552,893)	(807,889)	(2,745,004)	339.77%
Monetary and exchange variations - Other EXP	29,453	(45,376)	74,829	(164.91%)	(27,531)	(68,542)	41,011	(59.83%)
Derivative financial instruments	(524,965)	(358,892)	(166,073)	46.27%	(875,131)	(750,541)	(124,590)	16.60%
Post-employment benefits and other benefits	(23,584)	(22,922)	(662)	2.89%	(70,754)	(68,768)	(1,986)	2.89%
Tax on Financial Operations - IOF	(10,861)	(2,401)	(8,460)	352.35%	(21,691)	(7,696)	(13,995)	181.85%
R&D/PEE charges	(5,438)	(1,958)	(3,480)	177.73%	(11,709)	(6,227)	(5,482)	88.04%
Adjustment to sector financial liabilities	-	(9,079)	9,079	(100.00%)	-	(23,760)	23,760	(100.00%)
Adjustment to provisions for contingencies	(26,380)	(27,116)	736	(2.71%)	(71,372)	(67,910)	(3,462)	5.10%
Other financial expenses	(18,191)	(58,115)	39,924	(68.70%)	(86,612)	(160,773)	74,161	(46.13%)
Total	(2,376,097)	(942,099)	(1,433,998)	152.21%	(5,531,802)	(2,600,443)	(2,931,359)	112.73%

NET FINANCIAL RESULT (in R\$ thousands)	3Q18	3Q17	3Q18 X 3Q17		9M18	9M17	9M18 X 9M17	
			R\$	%			R\$	%
Revenue from financial investments	85,367	64,756	20,611	31.83%	228,077	148,675	79,402	53.41%
Interest, commissions and arrears increase	50,006	12,898	37,108	287.70%	148,101	79,000	69,101	87.47%
Debt charges, monetary and exchange variations	(644,795)	(29,110)	(615,685)	N/A	(2,346,951)	(596,423)	(1,750,528)	293.50%
Monetary and exchange variations - Other	(17,629)	(17,118)	(511)	2.99%	(24,151)	(10,332)	(13,819)	133.75%
Derivative financial instruments	293,238	(297,719)	590,957	(198.49%)	1,332,021	(366,500)	1,698,521	(463.44%)
Adjustment to provision for contingencies / judicial deposits	(20,645)	(25,212)	4,567	(18.11%)	(55,166)	(54,028)	(1,138)	2.11%
Adjustment to sector financial assets / liabilities	22,352	(9,160)	31,512	(344.02%)	40,978	(23,760)	64,738	(272.47%)
Post-employment liabilities	(23,584)	(22,922)	(662)	2.89%	(70,754)	(68,768)	(1,986)	2.89%
Other net financial revenues (expenses)	(9,713)	(34,496)	24,783	(71.84%)	(84,690)	(122,442)	37,752	(30.83%)
Total	(265,403)	(358,083)	92,680	(25.88%)	(832,535)	(1,014,578)	182,043	(17.94%)

Neoenergia's Net Financial Income for the third quarter of 2018 was an expense of R\$ 265,403 thousand, an amount R\$ 92,680 thousand smaller than the financial expense recorded in the third quarter of 2017 (R\$ 358,083 thousand).

As to the Income from Financial Investments line, the positive result of R\$ 20,611 thousand compared to 3Q17 was mainly due to the increase in cash and cash equivalents, an effect associated with the merger of Elektro Redes, impacting positively by R\$ 36,598 thousand. In

contrast, there was a reduction of 0.66 percentage points in the year-to-date CDI, negatively impacting the financial investment revenue by R\$ 15,987 thousand.

For the lines of Debt charges, Monetary and exchange variations and Derivative financial instruments the worsening by R\$ 24,728 thousand in net income was due to the factors that follow:

(i) In 3Q18, there was a 16.0% increase in the average volume of the debt of Neoenergia's companies compared to the same period of the previous year. The effect of the merger of the Elektro Holding Group, including Força Eólica's wind farms that were not consolidated previously contributed to the increase in debt expenses in the 3Q18. This combined effect of factors represented an unfavorable variation of R\$ 53,920 thousand, compared to the same period in 2017.

(ii) Additionally, the reduction of interest on investments (JOA – Portuguese acronym for Interest on Work in Progress -) represented an unfavorable effect of R\$ 10,395 thousand.

(iii) On the other hand, the decline in the CDI and the Long-Term Interest Rate (Portuguese acronym TJLP) – the main indexes of the consolidated debt - resulted in a reduction of the average cost of debt, recording a favorable variation of R\$ 39,587 thousand in financial expenses with debt in the 3Q18 compared to the same period in 2017.

The positive variation of R\$ 31,512 thousand in the adjustment to the sector's financial assets and liabilities is the result of the increase in the financial remuneration of the CVAs and other financial components under amortization based on the balances ratified by Aneel in the 2017 and 2018 tariff processes and determined between periods, as well as the decrease in the financial adjustment to items under construction - CVA and other financial components due to the decrease in the balances determined in the 3Q18 compared to the 3Q17, in accordance with the procedures defined by Aneel in PRORET - Tariff Regulation Procedures of normative nature, and that consolidate the regulation on the tariff processes. In the table below we present the main indices:

Indexes	3Q18	3Q17	Δ	%
CDI	1.59%	2.25%	(0.66 p.p.)	(29.62%)
TJLP	6.56%	7.00%	(0.44 p.p.)	(6.29%)
USD	4.0039	3.1680	0.84	26.39%
IPCA	0.72%	0.59%	0.13 p.p.	21.99%

8. INDEBTEDNESS

8.1. Debt Profile

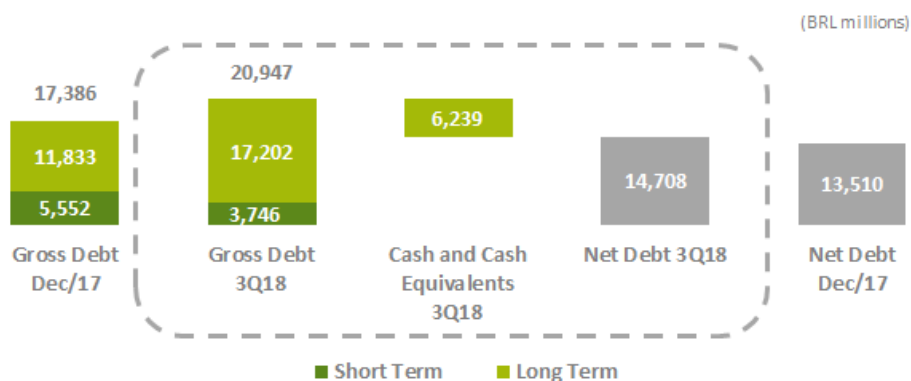
In September 2018, Neoenergia's consolidated net debt, including loans, debentures and financial instruments was R\$ 20,947.262 thousand (net debt R\$ 14,708,190 thousand), showing a 20% increase compared to December 2017. Neoenergia's total indebtedness amount in September 2018 had 82% of the debt recorded in the long term and 18% in the short term.

Due to the merger of Elektro Holding S.A. by the Company, on August 24, 2017, after the accounting consolidation pursuant to Technical Pronouncement CPC 36 - Consolidated Statements, at the time of the merger, the Company recorded the balance of all balance sheet lines, including, but not limited to, total debt. However, the results of the Company combined with those of Elektro started to be consolidated only as from the merger date. As a result of this

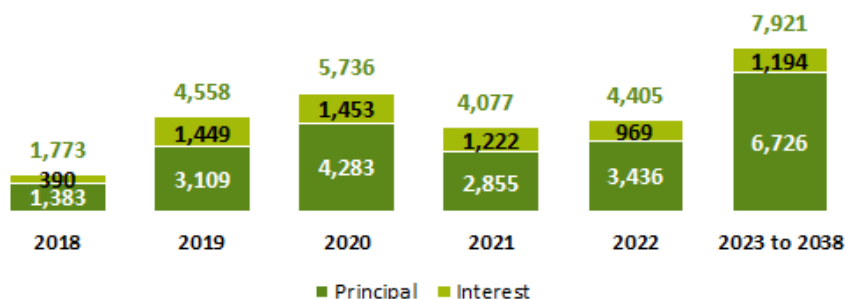
asymmetric accounting criterion between the balance sheet and the income statement lines, there is a temporal mismatch in the consolidation, which disproportionately affects the determination of EBITDA and Financial Income, resulting in non-compliance by the Company with the maintenance of indicators calculated on the basis of EBITDA and Financial Income originally provided for in the financial agreements.

Accordingly, all contracts that provide for the determination of financial indexes based on the consolidated financial statements of Neoenergia S.A. were authorized to cease to determine the aforementioned indices for 12 months, or were amended, or still obtained prior consent to change the methodology for the calculation of these indices to anticipate the inclusion of the of the last 12-month result of the companies that were or will be controlled by merger processes (pro-forma calculation).

Considering the Pro-forma determination, the Net Debt/EBITDA indicator would be 3.32 in the third quarter of 2018 compared to 3.69 in December 2017, representing an improvement to the Company's credit profile.



The chart below shows the principal and interest maturity schedule of the debt (in millions of reais), using the forward market curves for the indexes and currencies connected to the Company's indebtedness as of September 30, 2018. Therefore, the information presented below differs from that of the schedule of maturities showed in the financial statements as of September 30, 2018, which considers the actual indices and currencies at the end of the period and not market projections.



The group's debt consolidation has the greatest debt concentration in 2020. In September 2018, Coelba showed amortizations in the amount of R\$ 521,530 thousand, Cosern showed

amortizations of the order of R\$ 229,146 thousand, Termope recorded amortizations in the amount of R\$ 185,148 thousand, and Itapebi in the amount of R\$ 98,449.

In 2020, most of the debt is concentrated in the distributors Coelba and Celpe, with a volume of R\$ 1,557,548 thousand and R\$ 1,214,550 thousand, respectively, followed by Elektro Redes in the amount of R\$ 536,589 thousand of debt. The volume of these distributors represents 77.25% of the total volume of amortizations of the group anticipated for that period.

9. RATING

9.1. Standard & Poor's

On January 12, 2018, Standard & Poor's - S&P downgraded the corporate credit rating assigned to Neoenergia and its subsidiaries to 'BB-' on the Global Scale, and 'brAA-/Stable Outlook on the Brazilian National Scale. This movement was a reflection of the downgrade of Brazil's sovereign rating, due to the condition of the regulated sector, which Neoenergia is a part of.

On January 24, 2018, Standard & Poor's - S&P reaffirmed the long-term corporate credit rating 'BB-' on the global scale, and the long-term and short-term 'brAA-/brA-1+' ratings on the Brazil National Scale assigned to Neoenergia and its subsidiaries on January 12, 2018. The corporate rating outlook remains stable.

On July 11, 2018, Standard & Poor's - S&P upgraded the rating according to a new credit methodology on the national and regional scales. As a result of this change, Neoenergia's rating increased from brAA- (stable) to brAAA (stable), which represents the highest overall capacity of a Company to meet its financial obligations.

Corporate Rating – National Scale	2016	2017	2018	
			Until 11/07	From 12/07
NEOENERGIA	AA-	AA-	AA-	AAA
Perspective	Negative	Negative	Stable	Stable
CELPE	AA-	AA-	AA-	AAA
Perspective	Negative	Negative	Stable	Stable
COSERN	AA-	AA-	AA-	AAA
Perspective	Negative	Negative	Stable	Stable
ELEKTRO REDES	AA-	AA-	AA-	AAA
Perspective	Negative	Negative	Stable	Stable
ITAPEBI (Issuance Rating)	A+	A+	-	
TERMOPE (Issuance Rating)	A+	A+	A+	A++
NC Energia (Issuance Rating)	A+	A+	A+	A++

9.2. Fitch

On July 26, 2017, Fitch Ratings assigned the AA+ credit rating, with a negative observation to the corporate rating of Elektro Redes. On September 4, Fitch removed the negative observation and downgraded to AA- with stable outlook, and on December 14, reaffirmed this credit rating to the Company.

For Calango 6, on January 18, 2016, Fitch assigned the A+ rating, with stable outlook. On June 16 the agency placed this credit rating in positive observation. And on January 5, 2018, Fitch upgraded the rating to AA-, with stable outlook.

As to Lagoa 1, on July 11, 2017, Fitch assigned the A+ rating. On October 2, the agency upgraded the rating to AA-, and on January 4, 2018, assigned the AA- rating, with stable outlook.

Corporate Rating – National Scale	2016	2017	2018
ELEKTRO REDES	-	AA-(bra)	AA-
Perspective	-	Stable	Stable
Calango 6 (Issuance Rating)	A+	A+	AA-
Lagoa 1 (Issuance Rating)	-	AA-	AA-

10. OTHER HIGHLIGHTS

10.1. Tariffs

Two important parameters that interfere with the Distributors' Periodic Tariff Reviews were revised in early 2018.

One such parameter is the Weighted Average Cost of Capital - WACC. In March, Normative Resolution nº 807/2018 was published, in which ANEEL decided to extend the current WACC of 8.09% until 12/31/2019; and to carry out an early methodology review of the WACC calculation to be defined in 2019 and take effect from January 2020.

The second parameter is the definition of the Regulatory Operating Costs that were discussed during Public Hearing nº 52/2017 closed in January 2018. As a result, ANEEL accepted the pleading of several agents as to the recording of the costs of deactivation and sale of assets in the tariffs.

COELBA e COSERN

In a public hearing held on April 17, 2018, ANEEL approved the new tariffs of the 4th Periodic Tariff Review (RTP 2018), which came into force as of April 22, 2018 for Coelba and Cosern. The average effect perceived by captive consumers in relation to the tariff currently in force was a 16.95% increase for COELBA's customers and 15.61% for Cosern's customers, according to the voltage levels that follow:

Consumption Group	Average Effect for COELBA's consumer	Average Effect for COELBA's consumer
AT – High Voltage (>2.3kV)	16.17%	17.47%
BT – Low Voltage (<2.3kV)	17.27%	14.88%
Average Tariff Effect AT+BT	16.95%	15.61%

CELPE

The amounts ratified in Celpe's 2018 tariff reset are currently in force, and according to Ratifying Resolution nº 2,388/2018 new tariffs were ratified with an average tariff effect perceived by consumers as follows:

Consumption Group	Tariff Variation
AT – High Voltage (>2.3kV)	9.90%
BT – Low Voltage (<2.3kV)	8.47%
Average tariff effect AT + BT	8.89%

The tariffs came into effect on April 29, 2018, valid until April 28, 2019, when ANEEL will disclose the new annual tariff reset of the distributor.

Celpe underwent a Periodic Tariff Review in 2017. The next Celpe Periodic Tariff Review will take place in 2021.

ELEKTRO

The amounts approved in Elektro's 2017 tariff reset are currently in force, in which, through Resolution nº 2,290/2017, new tariffs were ratified with an average tariff effect perceived by consumers at the time as follows:

Consumption Group	Tarif Variation
AT - High Voltage (> 2.3kV)	26.75%
BT - Low Voltage (< 2.3kV)	23.20%
Average tariff effect AT + BT	24.42%

The tariffs came into effect as of August 27, 2018, effective until August 26, 2019, when ANEEL will publish the new annual tariff reset of the distributor.

Elektro underwent a Periodic Tariff Review in 2015. Elektro's next Periodic Tariff Review will take place in 2019, being one of the first companies in the sector to enter the 5th Tariff Review cycle.

10.2. Tariff Flags

The tariff flag system is intended to indicate to consumers whether energy will cost more or less, depending on the conditions of electric power generation, and aims at covering the additional costs of thermal generation, energy purchases in the short-term market, System Service Charges (ESS – Portuguese acronym) and hydrological risk.

The system has three classifications of flags that indicate whether the energy will cost more or less, depending on the conditions of electricity generation.

The ranges of values per kWh are detailed below:

Green flag: The tariff does not undergo any increase.

- (i) Yellow flag: The tariff increases by R\$ 0.01 for each kilowatt-hour (kWh) consumed. That is, R\$ 1.00 per 100 kWh consumed, taxes excluded.
- (ii) Red flag level 1: The tariff increases by R\$ 0.03 for each kilowatt-hour (kWh) consumed. That is, R\$ 3.00 for every 100 kWh consumed, taxes excluded.

(iii) Red flag level 2: The tariff is increased by R\$ 0.05 for each kilowatt-hour (kWh) consumed. That is, R\$ 5.00 for every 100 kWh consumed, taxes excluded.

See below the flags prompted in recent months:

	Flag color	
	2018	2017
Jan	green	green
Feb	green	green
Mar	green	yellow
Apr	green	red
May	yellow	red
Jun	red 2	green
Jul	red 2	yellow
Aug	red 2	red
Sep	red 2	yellow

11. DISCLAIMER

This document was drafted by Neoenergia S.A. ("NEOENERGIA") in order to indicate the general situation and the progress of the Company's business. The document is a property of NEOENERGIA and should not be used for any other purpose without prior consent, in writing, of NEOENERGIA.

The information contained herein reflects the current conditions and our view to date, and is subject to changes. The document contains statements that reflect NEOENERGIA's expectations and projections about future events. These expectations involve a number of risks and uncertainties, and thus there may be results or consequences that differ from those discussed and anticipated herein, and the Company cannot guarantee their achievement.

All relevant information, which occurred in the period and was used by the Management in running the Company, is evidenced in this document and in the Interim Financial Statements.

Further information about the company can be obtained in the Reference Form available on the CVM website and on the NEOENERGIA Investor Relations website (ri.neoenergia.com.br).