

Release de Resultados 3T19



Relações com Investidores

+55 21 3721-3030

ri.eneva.com.br




Conferência de Resultados do 3T19



Quarta-Feira, 06 de novembro de 2019

11h00 (Horário de Brasília) / 09h00 (US ET)

 BRA +55 11 4210-1803 / +55 11 3181-8565

 USA +1 412 717-9627 / +1 844 204-8942

Código de acesso: ENEVA



ENEVA Divulga Resultados do Terceiro Trimestre de 2019

Eneva dá mais um passo importante de crescimento e se consagra vencedora no leilão A-6 com o projeto Parnaíba VI

Rio de Janeiro, 05 de novembro de 2019 - ENEVA S.A. (B3: ENEV3) divulga hoje os resultados do terceiro trimestre findo em 30 de setembro de 2019 (3T19). As informações a seguir são apresentadas de forma consolidada de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, exceto onde especificado em contrário.

Destaques do 3T19

- EBITDA ajustado de R\$ 346,8 milhões, impactado pela redução de 23% no volume de energia líquida gerada e pela queda nos preços das commodities que indexam a receita variável na geração;
- Produção de gás de 0,59 bi m³ vs 0,72 bi m³ no 3T18, em função do baixo despacho, atípico para o período;
- Menor PLD médio pressiona margens da energia liquidada no mercado de curto prazo;
- Companhia encerra trimestre com posição de caixa de R\$ 1,5 bilhão e alavancagem (dívida líquida/EBITDA últimos 12 meses) de 3,1x;
- Vitória no Leilão A-6 de 2019 com o projeto Parnaíba VI, fechamento de ciclo da UTE Parnaíba III, garantindo receita fixa anual adicional de R\$ 85 milhões;
- Aquisição de 6 blocos adicionais na Bacia do Parnaíba na Oferta Permanente de Licitações da ANP;
- Licenças de Instalação emitidas para projeto integrado Azulão-Jaguatirica. Obras iniciadas em ambos os sites;
- Conclusão do refinanciamento da dívida de Parnaíba II, com redução do custo médio de CDI+3,3% para CDI+1,2% e alongamento do prazo médio de 3,3 anos para 4,5 anos.

Principais Indicadores (R\$ milhões)	3T19	3T18	%	9M19	9M18	%
Receita Operacional Líquida	858,3	1.122,0	-23,5%	2.025,4	2.560,4	-20,9%
EBITDA	340,8	497,8	-31,5%	957,9	1.151,8	-16,8%
EBITDA Ajustado	346,8	501,6	-30,9%	968,3	1.112,8	-13,0%
Margem EBITDA ajustada ¹	40,4%	44,7%	-4,3 p.p.	47,8%	43,5%	0,1 p.p.
Resultado Líquido ajustado	95,8	179,9	-46,8%	245,8	236,9	3,8%
Investimentos	359,8	46,0	682,5%	639,6	171,6	272,6%
Fluxo de Caixa Operacional	334,9	359,8	-6,9%	865,1	951,3	-9,1%
Dívida Líquida (R\$ Bilhões)	3,9	4,2	-6,7%	3,9	4,2	-6,7%
Dívida Líquida/EBITDA ult. 12m	3,1	2,7	17,2%	3,1	2,7	17,2%

¹ Margem EBITDA ajustada = EBITDA ajustado/Receita Operacional Líquida excluindo efeitos não recorrentes

Sumário

1. Eventos do 3T19 e subsequentes.....	4
2. Desempenho Operacional	6
2.1 Complexo Parnaíba	8
2.1.1 Geração Térmica a Gás Natural	8
2.1.2 <i>Upstream</i> (E&P)	8
2.2 Geração Térmica a Carvão	9
3. Desempenho Econômico e Financeiro	10
3.2 Desempenho Econômico-Financeiro por Segmento	13
3.2.1 Complexo Parnaíba.....	13
3.2.1.1 Geração Térmica a Gás Natural	13
3.2.1.2 <i>Upstream</i> (E&P)	16
3.2.2 Geração Térmica a Carvão.....	18
3.2.3 Comercialização	21
3.2.4 <i>Holding</i> & Outros.....	22
3.2.5 Resultado Financeiro Consolidado.....	23
4. Investimentos	24
5. Endividamento.....	25
6. Mercado de Capitais	27
7. Anexos	29

1. Eventos do 3T19 e subsequentes

Enquadramento pelo MME do projeto de investimento na exploração & produção de hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba como prioritário para emissão de debêntures de infraestrutura

Em 23 de agosto, a Companhia anunciou o enquadramento, pelo Ministério de Minas e Energia – MME, do plano de investimentos na exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba como projeto prioritário para emissão de debêntures de infraestrutura. O plano de investimentos contempla as iniciativas necessárias ao cumprimento das obrigações e compromissos vigentes nas áreas de concessão da Companhia na Bacia do Parnaíba, incluindo, dentre outros, a aquisição de linhas sísmicas, perfuração e completação de poços exploratórios e produtores, construção de novos gasodutos, sistemas de coleta e escoamento da produção e estações de produção.

Aquisição de 6 blocos na Oferta Permanente de Licitações da ANP

Em 10 de setembro, a Companhia adquiriu 6 blocos em terra no primeiro ciclo da Oferta Permanente, realizada nesta data, pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). A Companhia adquiriu 100% de participação dos blocos PN-T-47, PN-T-48A, PN-T-66, PN-T-67A, PN-T-68, PNT-102A, na Bacia do Parnaíba, no Maranhão, e ofertou Programa Exploratório Mínimo de 8.811 Unidades de Trabalho, a ser executado ao longo de 6 anos, na área total arrematada de 13.779,74 Km². A Eneva será operadora em todos os blocos arrematados, e o valor total do bônus de assinatura foi de R\$ 3.503.089,66. Segundo cronograma da ANP, a assinatura dos contratos de concessão das empresas vencedoras do leilão deve ocorrer até 28 de fevereiro de 2020.

Os novos ativos vão complementar o portfólio da Companhia, que já conta com 38.256 Km² sob concessão na Bacia do Parnaíba, na forma de blocos exploratórios, áreas em desenvolvimento e sete campos declarados comerciais. A estratégia fortalece a presença da Eneva na região, em continuidade ao desenvolvimento do modelo *Reservoir-to-Wire* (R2W), que integra a produção de gás em terra à geração de energia.

Enquadramento no REIDI do Projeto Integrado Azulão-Jaguaririca

Em 11 de setembro, o Ministério de Minas e Energia enquadrou o projeto Integrado Azulão-Jaguaririca no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), conforme Portaria nº 361, publicada no Diário Oficial da União de 10 de setembro de 2019. O enquadramento no REIDI garante a suspensão da exigência do PIS e Cofins incidentes sobre os bens, serviços e locações incorporados durante fase de construção do projeto para as atividades de liquefação, transporte, tancagem, regaseificação e usina termelétrica. Em 09 de outubro de 2019, a Receita Federal do Brasil publicou o Ato Declaratório Executivo nº 109 que autorizou a Azulão Geração de Energia S.A a se beneficiar do REIDI.

Emitida Licença de Instalação para o projeto de Azulão

Em 17 de setembro, o Instituto de Proteção Ambiental do Amazonas (IPAAM) emitiu a Licença de Instalação (LI) para construção da unidade de tratamento de gás e do terminal de liquefação, a serem

instalados no Campo de Azulão, no Amazonas. O IPAAM já tinha emitido, em 19 de julho, LI para a perfuração dos poços no campo de Azulão.

Em 5 de setembro a Companhia obteve a LI para construção da usina termelétrica Jaguatirica II, de 132,3 MW de capacidade instalada, a ser construída em Boa Vista, Roraima. A partir de 17 de setembro, portanto, todo o projeto integrado Azulão-Jaguatirica encontra-se licenciado e em construção.

Vitória no Leilão A-6 de 2019

A Companhia foi vitoriosa no leilão de energia nova A-6 de 2019, realizado em 18 de outubro de 2019, com o projeto de expansão da usina termelétrica UTE MC2 Nova Venécia 2, com capacidade instalada adicional de 92,3 MW ("Parnaíba VI"), a ser instalada no Complexo Termelétrico Parnaíba, Estado do Maranhão.

Parnaíba VI contratou 70 MW médios, com inflexibilidade operacional sazonal de 50%, assegurando uma receita fixa anual de R\$ 85 milhões (data-base: abril/2019), pelo prazo de 25 anos, a partir de 1º de janeiro de 2025. O CCEAR (Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado) prevê correção anual da receita fixa de acordo com a variação do IPCA.

O fornecimento do gás será integrado e assegurado pela ENEVA a partir de suas concessões na Bacia do Parnaíba, sem necessidade de alteração da capacidade diária de produção atual, de 8,4 milhões de m³/dia, dado que Parnaíba VI é o fechamento do ciclo da UTE MC2 Nova Venécia 2. A ENEVA estima iniciar a construção deste projeto em 2022.

Conclusão do refinanciamento da dívida de Parnaíba II

Em 21 de outubro, a Companhia informou que concluiu o refinanciamento da dívida de sua subsidiária Parnaíba II Geração de Energia S.A. por meio da emissão de R\$ 750 milhões em debêntures simples, não conversíveis em ações, e do pagamento antecipado do saldo remanescente das dívidas.

A emissão de R\$ 750 milhões em debêntures simples, não conversíveis em ações, foi realizada em 3 séries: (i) 1ª série: R\$ 100 milhões, com custo de CDI + 0,6% a.a. e vencimento em 2022; (ii) 2ª série: R\$ 290 milhões, com custo de CDI + 1,01% a.a. e vencimento em 2024; e (iii) 3ª série: R\$ 360 milhões, com custo de CDI + 1,4% a.a. e com vencimento em 2026.

Foi concluído o pagamento antecipado do saldo remanescente das dívidas relativas à: (i) 1ª emissão de debêntures simples de Parnaíba II, no montante de R\$ 717 milhões, com custo de CDI + 2,50% a.a. e vencimento em 2025; (ii) 2ª emissão de debêntures simples de Parnaíba III Geração de Energia S.A. (sucédida por Parnaíba II, conforme Fato Relevante divulgado em 01 de outubro de 2018), no montante de R\$ 246 milhões, com custo de CDI + 2,95% a.a. e vencimento em 2024; e (iii) Cédula de Crédito Bancário junto ao Banco Itaú Unibanco S.A. (financiamento mediante repasse contratado com o Banco Nacional de desenvolvimento Econômico e Social) no montante total de R\$ 223 milhões, com custo de TJLP + 5,15% a.a. e vencimento em 2027.

2. Desempenho Operacional

A tabela abaixo apresenta dados operacionais dos segmentos de geração e Upstream. Cabe observar que:

Receita Variável Líquida (R\$/MWh): Receita variável total, excluindo receitas relativas à recomposição de lastro (FID) e hedge de custos de compensação por indisponibilidade (ADOMP), líquida de PIS/COFINS (9,25%) e P&D (1%), dividida pela geração líquida.

CVU (R\$/MWh): Custo Variável Unitário - CVU médio ponderado pela geração líquida mensal, líquido de PIS/COFINS (9,25%) e P&D (1%).

Dados operacionais	3T19	2T19	1T19	4T18	3T18	2T18	1T18
Itaqui							
Disponibilidade (%)	97%	100%	100%	100%	81%	85%	100%
Despacho (%)	84%	0%	4%	35%	99%	24%	8%
Geração Líquida (GWh)	582	0	27	247	559	170	52
Geração Bruta (GWh)	657	0	31	279	632	193	59
Receita Variável Líquida (R\$/MWh)	118,1	N.A	163,5	207,4	198,3	173,0	163,2
CVU (R\$/MWh)	118,4	133,8	150,2	208,1	197,8	175,8	163,4
Pecém II¹							
Disponibilidade (%)	43%	96%	99%	92%	94%	99%	100%
Despacho (%)	88%	43%	51%	45%	98%	48%	77%
Geração Líquida (GWh)	219	289	350	278	658	338	522
Geração Bruta (GWh)	245	324	393	311	739	381	583
Receita Variável Líquida (R\$/MWh)	125,1	194,3	214,5	243,8	208,9	174,7	171,4
CVU (R\$/MWh)	116,6	142,1	163,3	200,6	202,7	164,0	162,7
Parnaíba I							
Disponibilidade (%)	98%	99%	100%	99%	98%	89%	99%
Despacho (%)	80%	0%	0%	28%	99%	22%	29%
Geração Líquida (GWh)	1.123	5	0	373	1.364	287	392
Geração Bruta (GWh)	1.162	7	0	387	1.417	300	407
Receita Variável Líquida (R\$/MWh)	98,1	192,7	-	138,6	127,1	120,6	99,5
CVU (R\$/MWh)	96,0	111,4	117,3	131,6	119,3	112,2	98,3
Parnaíba II²							
Disponibilidade (%)	96%	99%	100%	98%	97%	79%	100%
Despacho (%)	99%	32%	23%	66%	100%	41%	36%
Geração Líquida (GWh)	1.028	332	234	672	1.033	411	378
Geração Bruta (GWh)	1.079	349	247	707	1.088	436	397
Receita Variável Líquida (R\$/MWh) ²	-	-	74,1	-	-	-	72,2
CVU (R\$/MWh)	72,3	72,3	72,1	72,6	69,1	69,1	69,1
Parnaíba III							
Disponibilidade (%)	99%	100%	100%	100%	98%	92%	100%
Despacho (%)	23%	0%	0%	28%	99%	20%	0%
Geração Líquida (GWh)	86	1	0	102	359	73	1
Geração Bruta (GWh)	89	1	0	106	372	77	1
Receita Variável Líquida (R\$/MWh)	198,1	114,1	-	190,6	187,7	185,4	230,6
CVU (R\$/MWh)	195,8	195,8	187,3	187,3	187,3	187,3	190,0
Parnaíba IV							
Disponibilidade (%)	95%	100%	100%	97%	92%	83%	97%
Despacho (%)	83%	0%	0%	66%	99%	25%	29%
Geração Líquida (GWh)	91	0	0	74	91	17	30
Geração Bruta (GWh)	95	0	0	77	96	18	31
Receita Variável Líquida (R\$/MWh)	0,0	-	-	-	-	-	-
CVU (R\$/MWh)	136,3	136,3	136,3	82,1	82,1	82,1	82,1
Upstream - Bacia do Parnaíba							
Despacho UTG (%)	76%	9%	6%	38%	94%	26%	26%
Produção (Bi m³)	0,59	0,07	0,05	0,29	0,72	0,20	0,20
Reservas remanescentes (Bi m³)	20,7	21,3	21,3	21,4	17,7	18,4	18,6

¹ A partir de 10 de agosto, a usina de Pecém II entrou em manutenção preventiva (major overhaul).

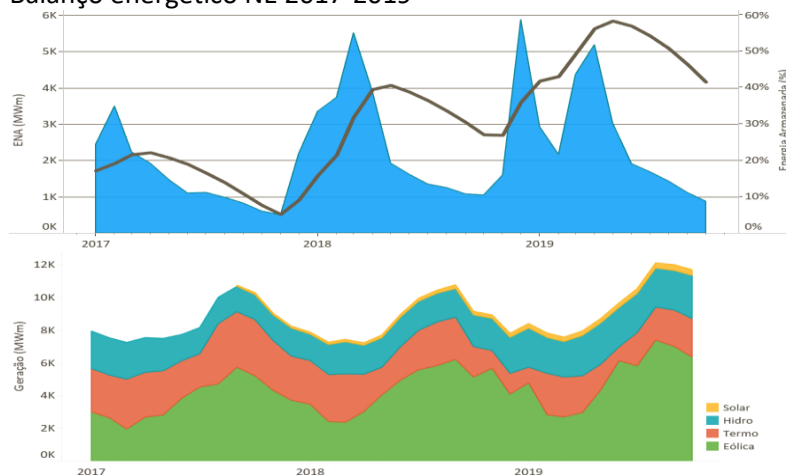
² No 3T19, a usina de Parnaíba II estava cumprindo sua inflexibilidade contratual, período o qual não recebe receita variável pelo despacho.

Os subsistemas Norte e Nordeste tiveram um quarto trimestre de 2018 de hidrologia positiva e um primeiro semestre de 2019 regular, o que contribuiu para que os níveis dos reservatórios dos mesmos subsistemas se encontrassem em uma posição muito favorável no início do segundo semestre de 2019 (Julho), inclusive da UHE Tucuruí – maior reservatório do Norte e Nordeste. No Nordeste, o nível observado foi o maior dos últimos anos (55% versus 28% no mesmo período de 2018). Já no Norte, os reservatórios também estavam mais cheios, porém com uma menor diferença (74% versus 70% em 2018).

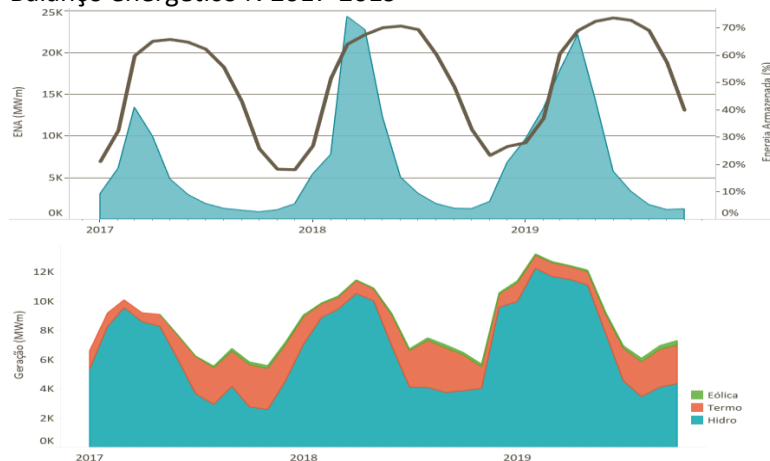
A fonte eólica tem adicionado aproximadamente 2GW/ano de capacidade instalada ao SIN, concentrados na região Nordeste, sendo que este tipo de geração apresenta uma sazonalidade anual muito bem definida e, historicamente, os meses de melhor performance são julho, agosto e setembro. Em 2019, as eólicas foram responsáveis por aproximadamente 58% da geração na região Nordeste e 38% no acumulado das regiões Norte e Nordeste.

Estes fatores, aliados a ausência de um crescimento significativo do consumo nos últimos três anos, causaram a redução no despacho termelétrico no terceiro trimestre de 2019 em comparação com os anos anteriores.

Balanco energético NE 2017-2019



Balanco energético N 2017-2019



Fonte: Elaboração própria baseada em dados do Boletim Diário de Operação do ONS.

2.1 Complexo Parnaíba

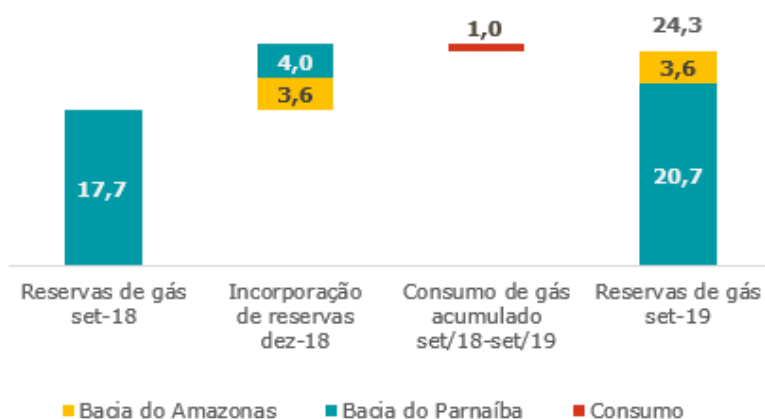
2.1.1 Geração Térmica a Gás Natural

No 3T19, a Companhia registrou geração líquida de 2.328 GWh no Complexo Parnaíba, com um despacho médio ponderado de 80%, comparado à geração líquida de 2.848 GWh e despacho médio de 99% no 3T18.

2.1.2 Upstream (E&P)

No 3T19, a Companhia produziu 0,59 bilhão de m³ de gás natural. No mesmo período, o despacho da Unidade de Tratamento de Gás (UTG) foi de 76%, comparado a 94% no 3T18.

As reservas remanescentes na Bacia do Parnaíba ao final do 3T19 totalizavam 20,7 bilhões de m³ (bcm). Incluindo a Bacia do Amazonas, as reservas remanescentes da Companhia totalizaram 24,3 bilhões de m³ (bcm) ao final do trimestre.



A Companhia ainda possui em aberto 2 Planos de Avaliação de Descoberta (PAD), nos blocos da R9, conforme tabela a seguir.

PAD	Bloco	Vencimento do PAD
Fazenda Tianguar	PN-T-49	01/06/2021
Araguaína	PN-T-102	17/04/2020

Em resposta à solicitação da Companhia para alteração dos limites da área de concessão do Campo de Gavião Preto (GVP) para incorporação da área do PAD de Angical (bloco PN-T-67), a ANP solicitou a revisão do Plano de Desenvolvimento de GVP, de forma a considerar a área final resultante. A referida revisão está em curso.

2.2 Geração Térmica a Carvão

A UTE Itaquí registrou geração líquida de 582 GWh e despacho médio de 84% no 3T19, comparados a geração líquida de 559 GWh e despacho médio de 99% no 3T18. A disponibilidade média foi de 97% no trimestre.

A UTE Pecém II registrou geração líquida de 219 GWh e despacho médio de 88% no 3T19, comparados a geração líquida de 658 GWh e despacho médio de 98% no 3T18. A partir de 10 de agosto, a usina entrou em manutenção preventiva, incluindo parada programada para ocorrer a cada 35.000 horas de operação, conforme cronograma pré-definido (*major overhaul*), e atendimento aos requisitos da regulamentação de segurança NR-13. Com isso, a disponibilidade média da UTE foi de 43% no trimestre.

3. Desempenho Econômico e Financeiro

DRE Consolidado (R\$ milhões)	3T19	3T18	%	9M19	9M18	%
Receita Operacional Líquida	858,3	1.122,0	-23,5%	2.025,4	2.560,4	-20,9%
Custos Operacionais	(569,5)	(685,1)	-16,9%	(1.193,5)	(1.541,7)	-22,6%
Depreciação e amortização	(114,5)	(124,1)	-7,7%	(286,4)	(319,3)	-10,3%
Despesas Operacionais	(86,3)	(90,3)	-4,3%	(252,0)	(243,6)	3,4%
Poços secos	(6,4)	(14,4)	-55,8%	(32,9)	(19,3)	70,9%
Depreciação e amortização	(17,5)	(12,7)	37,2%	(58,5)	(38,2)	53,0%
EBITDA (excluindo poços secos)	340,8	497,8	-31,5%	957,9	1.151,8	-16,8%
Outras receitas/despesas	(4,4)	(1,3)	240,9%	10,3	193,4	-94,7%
Resultado Financeiro Líquido	(93,5)	(129,2)	-27,6%	(288,7)	(390,3)	-26,0%
Equivalência Patrimonial	(2,0)	(1,0)	98,7%	(3,1)	(5,7)	-45,4%
EBT	102,6	215,1	-52,3%	298,6	572,5	-47,8%
Impostos Correntes	(5,9)	(27,3)	-78,3%	(22,9)	(51,7)	-55,8%
Impostos Diferidos	(7,1)	(12,2)	-41,8%	(41,1)	(104,9)	-60,8%
Participações Minoritárias	(0,2)	(0,1)	171,6%	(0,7)	(0,9)	-16,3%
Resultado Líquido Eneva	89,8	175,7	-48,9%	235,4	416,8	-43,5%

EBITDA ajustado	3T19	3T18	%	9M19	9M18	%
EBITDA (excluindo poços secos)	340,8	497,8	-31,5%	957,9	1.151,8	-16,8%
Ajustes não-recorrentes	6,0	3,8	57,0%	10,4	(39,0)	N/A
Custos trabalhistas	1,2	0,6	107,9%	1,2	3,4	-64,4%
Bônus	-	-	N/A	-	(0,9)	N/A
Consultoria de reestruturação	-	0,6	N/A	0,8	2,4	-67,8%
Assessoria Financeira	-	2,5	N/A	-	9,8	N/A
Stock Options	1,2	-	N/A	4,9	1,4	254,5%
Desmobilização de Amapari	1,5	-	N/A	1,5	-	N/A
Revisão dos valores de TUST de 2014 e 2015	2,1	-	N/A	2,1	-	N/A
Bônus de Assinatura da R14	-	-	N/A	-	(2,7)	N/A
Gastos com Azulão	-	0,1	N/A	-	0,1	N/A
Crédito de receita fixa - ano 2013 - Pecém II	-	-	N/A	-	(39,9)	N/A
Revisão de metodologia Teif e Teip - Pecém II	-	-	N/A	-	(0,7)	N/A
Revisão de metodologia Teif e Teip - Itaquí	-	-	N/A	-	(6,5)	N/A
Crédito de PIS/COFINS de serviços (2013-2017) Pecém	-	-	N/A	-	(5,4)	N/A
EBITDA Ajustado	346,8	501,6	-30,9%	968,3	1.112,8	-13,0%
Margem EBITDA ajustada	40,4%	44,7%	-4,3 p.p.	47,8%	43,5%	4,3 p.p.

Resultado Líquido ajustado	3T19	3T18	%	9M19	9M18	%
Resultado Líquido	89,8	175,7	-48,9%	235,4	416,8	-43,5%
Ajustes não-recorrentes	6,0	4,3	40,4%	10,4	(179,9)	N/A
Ajustes EBITDA	6,0	3,8	57,0%	10,4	(39,0)	N/A
Compra vantajosa - Pecém II	-	0,4	N/A	-	(126,2)	N/A
Correção monetária do crédito de receita fixa (ano 2013)	-	-	N/A	-	(14,7)	N/A
Resultado Líquido Ajustado	95,8	179,9	-46,8%	245,8	236,9	3,8%

¹ A partir do 1º T18, seguindo as regras do IFRS 5, a penalidade por indisponibilidade (ADOMP) passou a ser contabilizada como dedução à receita.

² Margem EBITDA ajustada = EBITDA ajustado/Receita Operacional Líquida excluindo efeitos não recorrentes

O EBITDA consolidado, ajustado de forma a excluir eventos não-recorrentes, totalizou R\$ 346,8 milhões no 3T19, com redução de 30,9% em relação ao 3T18.

O 3T19 foi marcado por baixo despacho, atípico para o terceiro trimestre do ano, dada a sazonalidade usual das chuvas no país. No Complexo Parnaíba, a geração líquida foi 18,3% inferior ao 3T18 e, por consequência, a produção de gás caiu 18,1%. Em função do menor despacho, o EBITDA do Complexo totalizou R\$ 284,4 milhões, com redução de 24,3% em relação ao 3T18. Adicionalmente, a variação negativa do EBITDA do Complexo vs 3T18 justifica-se : (i) pela redução da margem variável de Parnaíba I em função da queda do preço do *Henry Hub*, indexador do CVU da usina; (ii) pela queda no PLD médio, com impacto sobre as receitas de energia liquidada no mercado de curto prazo; e (iii) pelo resultado positivo, no 3T18, da operação de *hedge* para descasamento de submercado realizada por Parnaíba IV.

Na geração a carvão, o EBITDA totalizou R\$ 85,5 milhões, impactado (i) pela deterioração das margens variáveis devido à defasagem do custo médio de estoque em relação ao remunerado via CVU das usinas; e (ii) pelo resultado do *hedge* ADOMP líquido das penalidades incorridas, que foi negativo em R\$ 5,5 milhões no 3T19 vs positivo em R\$ 9,1 milhões no 3T18.

O lucro líquido ajustado da Companhia totalizou R\$ 95,8 milhões, com queda de 46,8% em relação ao 3T18, impactado pela redução do EBITDA, mesmo considerando o melhor resultado financeiro reportado.

3.1 Fluxo de Caixa Consolidado

Fluxo de Caixa Livre (R\$ milhões)	3T19	3T18	%	9M19	9M18	%
EBITDA	340,8	497,8	-31,5%	957,9	1.151,8	-16,8%
(+) Var. Capital de Giro	(62,2)	(166,3)	-62,6%	(170,7)	(164,9)	3,5%
(+) Imposto de renda	(6,7)	(17,7)	-62,0%	(22,7)	(41,2)	-44,8%
(+) Var. Outros ativos e passivos	63,0	46,1	36,9%	100,7	5,6	1698,9%
Fluxo de Caixa de Atividades Operacionais	334,9	359,8	-6,9%	865,1	951,3	-9,1%
Fluxo de Caixa de Atividades de Investimento	(286,7)	(49,8)	475,4%	(566,5)	(413,8)	36,9%
Fluxo de Caixa de Atividades de Financiamento	(165,7)	(118,4)	39,9%	(187,7)	(712,5)	-73,7%
Captações e Outros	(0,0)	29,9	N/A	2.000,0	439,9	354,6%
Amortização de Principal	(40,1)	(62,6)	-36,0%	(1.798,5)	(913,8)	96,8%
Amortização de Juros	(36,1)	(94,1)	-61,7%	(187,7)	(262,3)	-28,5%
Outros	(89,5)	8,4	N/A	(201,5)	23,7	N/A
Posição de Caixa Total	1.504,5	870,8	72,8%	1.504,5	870,8	72,8%

No 3T19, o fluxo de caixa operacional totalizou R\$ 334,9 milhões, impactado pela aceleração no despacho em julho, que aumentou o saldo de contas a receber e os tributos a pagar.

O fluxo de caixa de atividades de investimento foi negativo em R\$ 286,7 milhões, face aos desembolsos no trimestre relacionados à construção de Parnaíba V e Azulão-Jaguatirica, de R\$ 94,1 milhões e R\$ 130,7 milhões, respectivamente.

O fluxo de caixa de atividades de financiamento foi negativo em 165,7 milhões. As amortizações de juros e principal no trimestre somaram R\$ 76,2 milhões, refletindo a redução de custo e alongamento de prazo resultante do refinanciamento da dívida das subsidiárias dos segmentos de gás, concluído no 4T18. O fluxo foi impactado ainda pela constituição de conta reserva, conforme previsto contratualmente no pacote de garantias da 1ª emissão de debêntures da Parnaíba I, no valor de R\$ 81,6 milhões.

A ENEVA encerrou o 3T19 com uma posição de caixa consolidada de R\$ 1.504,5 milhões, sem considerar o saldo em depósitos vinculados aos contratos de financiamento da Companhia, no montante de R\$260,2 milhões.

3.2 Desempenho Econômico-Financeiro por Segmento

No cálculo do EBITDA ajustado por segmento são eliminados apenas os efeitos não-recorrentes com impacto no resultado consolidado da Companhia.

3.2.1 Complexo Parnaíba

3.2.1.1 Geração Térmica a Gás Natural

Esse segmento é composto pelas controladas Parnaíba I Geração de Energia S.A., Parnaíba II Geração de Energia S.A. (composta por Parnaíba II Geração de Energia S.A., Parnaíba III Geração de Energia S.A. e Parnaíba IV Geração de Energia S.A.), Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. (PGC) e Azulão Geração de Energia S.A.. O projeto da UTE Parnaíba V está sendo desenvolvido pela Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A..

DRE - Geração a Gás (R\$ milhões)	3T19	3T18	%	9M19	9M18	%
Receita Operacional Bruta	548,7	684,7	-19,9%	1.207,8	1.540,6	-21,6%
Receita Fixa	311,3	297,0	4,8%	932,6	891,1	4,6%
Receita Variável	237,4	387,7	-38,8%	275,3	649,5	-57,6%
CCEAR ¹	133,4	253,1	-47,3%	158,3	395,5	-60,0%
Mercado de curto prazo	104,0	134,6	-22,7%	117,0	253,9	-53,9%
Lastro (FID)	56,2	18,0	212,3%	66,1	37,5	76,4%
Hedge ADOMP	16,4	47,6	-65,6%	16,4	83,7	-80,4%
Outros	31,4	69,0	-54,5%	34,5	132,7	-74,0%
Deduções sobre a Receita Bruta	(59,9)	(90,3)	-33,7%	(126,8)	(186,0)	-31,8%
Indisponibilidade (ADOMP)	(4,5)	(20,3)	-78,0%	(4,4)	(27,5)	-83,8%
Receita Operacional Líquida	488,8	594,3	-17,8%	1.081,1	1.354,6	-20,2%
Custos Operacionais	(432,1)	(478,8)	-9,8%	(743,0)	(989,7)	-24,9%
Custo Fixo	(138,3)	(81,9)	68,7%	(336,3)	(256,4)	31,2%
Transmissão e encargos regulatórios	(21,6)	(20,2)	6,7%	(61,4)	(60,8)	0,9%
O&M	(25,7)	(25,7)	0,0%	(73,8)	(69,2)	6,7%
Arrendamento fixo UTG	(90,9)	(54,6)	66,5%	(201,1)	(177,7)	13,2%
Outros (P.IV - Kinross)	-	18,6	N/A	-	51,3	N/A
Custo Variável	(264,7)	(368,1)	-28,1%	(318,8)	(646,9)	-50,7%
Gás Natural	(174,7)	(213,9)	-18,3%	(207,9)	(327,1)	-36,5%
Gasmar	(13,4)	(16,5)	-19,1%	(16,7)	(24,8)	-32,6%
Arrendamento variável UTG	(8,1)	(62,7)	-87,1%	(8,1)	(76,7)	-89,5%
Lastro (FID)	(49,8)	(15,7)	217,1%	(58,6)	(32,4)	81,1%
Hedge ADOMP	(16,6)	(28,0)	-40,7%	(16,6)	(66,0)	-74,9%
Trading (P.IV)	1,0	(26,0)	N/A	0,1	(98,2)	N/A
Outros	(3,1)	(5,3)	-40,4%	(11,0)	(21,7)	-49,4%
Depreciação e amortização	(29,2)	(28,8)	1,4%	(88,0)	(86,4)	1,8%
Despesas Operacionais	(7,6)	(7,2)	5,2%	(17,9)	(20,8)	-13,9%
SG&A	(7,6)	(6,9)	10,0%	(18,1)	(19,4)	-6,4%
Depreciação e amortização	(0,1)	(0,4)	-83,3%	0,2	(1,5)	N/A
EBITDA	78,3	137,4	-43,1%	407,9	432,0	-5,6%
Ajustes não-recorrentes	2,1	-	N/A	2,1	-	N/A
Revisão dos valores de TUST de 2014 e 2015	2,1	-	N/A	2,1	-	N/A
EBITDA Ajustado	80,3	137,4	-41,5%	410,0	432,0	-5,1%
% Margem EBITDA ajustado	16,4%	23,1%	-6,7 p.p.	37,9%	31,9%	6,0 p.p.

¹ CCEAR = Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

Cabe ressaltar que o contrato de arrendamento de Parnaíba IV pela mineradora Kinross se encerrou em dezembro de 2018. Dadas as particularidades do referido contrato, na análise do desempenho do segmento de geração a gás, é importante atentar a forma de contabilização das receitas e despesas relacionadas ao mesmo, conforme explicitado a seguir.

A **receita operacional líquida** do segmento de geração térmica a gás natural totalizou R\$ 488,8 milhões no 3T19, uma queda de 17,8% em comparação ao 3T18, sendo composta por:

- (i) Receita bruta fixa de acordo com os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) no valor de R\$ 311,3 milhões, um crescimento de 4,8% em relação ao 3T18, resultante do reajuste contratual anual pelo IPCA, em novembro de 2018;
- (ii) Receita bruta variável contratual (CVU, como definido no CCEAR) no valor de R\$ 133,4 milhões, referente à geração líquida no ambiente regulado. A queda de 47,3% quando comparada à receita do 3T18, deu-se em função do menor despacho das usinas Parnaíba I e III no trimestre. Adicionalmente, a receita variável de Parnaíba I foi negativamente impactada pela queda do preço do Henry Hub, indexador do CVU da usina. Nos 3T19 e 3T18, Parnaíba II estava cumprindo o período de inflexibilidade, quando a geração da usina não faz jus ao recebimento de CVU.

Geração Líquida ACR (GWh)	3T19	3T18
Parnaíba I	1.123	1.364
Parnaíba II	1.028	1.033
Parnaíba III	86	359
TOTAL	2.237	2.757

- (iii) Receita bruta referente à recomposição do lastro - FID no valor de R\$ 56,2 milhões, comparado a R\$ 18,0 milhões no 3T18, com efeito praticamente nulo sobre o EBITDA devido à contrapartida equivalente nos custos;
- (iv) Receita bruta referente a operações de hedge de custos de compensação por indisponibilidade (ADOMP), totalizando R\$ 16,4 milhões, comparado a R\$ 47,6 milhões no 3T18;
- (v) Outras receitas, no valor de R\$ 31,4 milhões, referentes à liquidação no mercado de curto prazo da energia gerada acima do compromisso contratual nas usinas Parnaíba I, II e III (totalizando R\$ 12,2 milhões no 3T19), e à liquidação ao PLD da energia gerada pela usina Parnaíba IV (R\$ 18,6 milhões), que opera *merchant* desde janeiro de 2019. No trimestre, o despacho de Parnaíba IV foi de 83%, com geração líquida de 91 GWh. Além da redução no volume de energia gerada e, consequentemente, no volume passível de liquidação no mercado de curto prazo, a linha Outras receitas foi negativamente impactada pela queda no PLD médio no 3T19 vs 3T18. Adicionalmente, no 3T18, a linha de outras receitas foi impactada também pela receita de R\$ 37,3 milhões, provinda da liquidação no mercado de curto prazo de energia adquirida no submercado SE para *hedge* do risco de descasamento de submercado do contrato de comercialização de energia de Parnaíba IV, que se encerrou em dezembro de 2018.

(vi) Deduções sobre a receita bruta (impostos, encargos e custos relacionados a penalidades por indisponibilidade - ADOMP), no montante de R\$ 59,9 milhões, redução de 33,7% em relação ao 3T18.

Os **custos operacionais** do segmento, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 402,9 milhões no 3T19, queda de 10,5% em relação ao 3T18.

Custo fixo: totalizou R\$ 138,3 milhões no 3T19, um crescimento de 68,7% ou R\$ 56,3 milhões em relação ao 3T18, devido basicamente ao:

- (i) Aumento de R\$ 36,3 milhões em função do reajuste retroativo do arrendamento fixo de Parnaíba III, referente aos meses de janeiro a setembro de 2019. No 3T19, foram lançados R\$ 23,8 milhões em arrendamento fixo de Parnaíba III referente aos meses de janeiro a junho de 2019;
- (ii) Encerramento do contrato de arrendamento de Parnaíba IV com a mineradora Kinross, em dezembro de 2018. A receita referente a esse contrato, que no 3T18 foi de R\$ 18,6 milhões, era contabilizada como redutor de custo fixo.

Custo variável: totalizou R\$ 264,7 milhões no 3T19, uma redução de 28,1% ou R\$ 103,4 milhões, impactado, principalmente, por:

- (i) Redução do despacho em relação ao 3T18, impactando os custos de combustível (-R\$ 39,2 milhões), os custos pagos à Gasmar pelo serviço de distribuição do gás (-R\$ 3,2 milhões) e os custos variáveis de arrendamento da UTG (Unidade de Tratamento de Gás), relacionados aos contratos de suprimento de combustível (-R\$ 54,6 milhões);
- (ii) Aumento de R\$ 34,1 milhões nos custos com energia comprada para a recomposição de lastro – FID, que no 3T19 totalizaram R\$ 49,8 milhões, com contrapartida equivalente na receita;
- (iii) Redução de R\$ 11,4 milhões nos custos referentes a operações de hedge de custos de compensação por indisponibilidade (ADOMP), somando R\$ 16,6 milhões no 3T19;
- (iv) Com o vencimento, em dezembro de 2018, do contrato de comercialização de energia de Parnaíba IV, o custo variável deixou de ser impactado por:
 - Custos de aquisição no mercado de curto prazo de energia no submercado SE, para *hedge* do risco de descasamento de submercado, que no 3T18 totalizaram R\$ 20,5 milhões; e
 - Custos referentes ao reembolso do volume de energia gerado abaixo da obrigação contratual, que no 3T18 totalizaram R\$ 5,5 milhões.

As **despesas operacionais (SG&A)**, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 7,6 milhões no trimestre. No Complexo Parnaíba, o SG&A das usinas se manteve em linha com o reportado no 3T18.

No 3T19, o **EBITDA ajustado** do segmento totalizou R\$ 80,3 milhões, uma variação negativa de 41,5% em relação ao 3T18, que se deve, principalmente: (i) à redução da energia gerada pelas usinas em função da queda do despacho solicitado pelo ONS; (ii) ao reajuste retroativo dos custos de arrendamento fixo de Parnaíba III realizado em setembro (impacto de R\$ 23,8 milhões referente aos

meses de janeiro a junho de 2019). Cabe aqui ressaltar que o arrendamento fixo impacta apenas o resultado do segmento de geração isoladamente. Na análise do Complexo Parnaíba (geração + *upstream*), esse lançamento é eliminado; (iii) à redução da margem variável de Parnaíba I em função da queda do preço do Henry Hub, indexador do CVU da usina; (iv) à queda no PLD médio, com impacto sobre as receitas de energia liquidada no mercado de curto prazo; e (v) ao resultado positivo, no 3T18, de R\$ 13,1 milhões com a operação de *hedge* do risco de descasamento de submercado do contrato de comercialização de energia por Parnaíba IV.

3.2.1.2 Upstream (E&P)

Este segmento é composto pela controlada Parnaíba Gás Natural S.A. (PGN) e Parnaíba B.V.. Embora a PGN tenha sido incorporada à Eneva S.A. no último trimestre de 2018, os resultados *Upstream* são apresentados separadamente, no intuito de facilitar a análise da performance do segmento.

DRE - Upstream (R\$ milhões)	3T19	3T18	%	9M19	9M18	%
Receita Operacional Bruta	298,9	367,3	-18,6%	462,6	648,5	-28,7%
Receita Fixa	100,1	62,1	61,1%	226,7	202,5	11,9%
Receita Variável	198,8	305,2	-34,9%	236,0	446,0	-47,1%
Contrato de venda de gás	188,6	234,9	-19,7%	225,0	360,0	-37,5%
Contrato de arrendamento	8,7	69,1	-87,5%	8,7	84,5	-89,8%
Venda de condensado e outros	1,5	1,2	22,5%	2,3	1,5	48,1%
Deduções sobre a Receita Bruta	(34,1)	(48,3)	-29,5%	(50,4)	(82,6)	-39,0%
Receita Operacional Líquida	264,8	319,0	-17,0%	412,3	565,9	-27,2%
Custos Operacionais	(79,0)	(104,8)	-24,6%	(138,7)	(208,2)	-33,4%
Custo Fixo	(15,1)	(13,3)	13,4%	(40,7)	(46,4)	-12,4%
Custos O&M (OPEX)	(15,1)	(13,3)	13,4%	(40,7)	(46,4)	-12,4%
Custo Variável	(23,2)	(42,5)	-45,4%	(33,8)	(68,1)	-50,3%
Participações Governamentais	(21,7)	(38,5)	-43,6%	(27,5)	(57,9)	-52,5%
Custo do gás vendido/compressores	(1,5)	(4,0)	-62,4%	(6,3)	(10,2)	-38,2%
Depreciação e Amortização	(40,6)	(48,9)	-17,0%	(64,2)	(93,7)	-31,5%
Despesas Operacionais	(35,8)	(44,1)	-19,0%	(104,0)	(110,3)	-5,8%
Despesas com Exploração_Geologia e Geofísica (G&G)	(20,7)	(33,6)	-38,6%	(67,6)	(80,6)	-16,1%
Poços Secos	(6,4)	(14,4)	-55,8%	(32,9)	(19,3)	70,9%
SG&A	(6,5)	(5,6)	16,0%	(15,7)	(16,2)	-2,7%
Depreciação e Amortização	(8,6)	(4,9)	75,2%	(20,6)	(13,6)	51,5%
EBITDA (excluindo poços secos)	205,6	238,3	-13,7%	287,4	374,0	-23,2%
Ajustes não-recorrentes	-	0,1	N/A	-	(2,6)	N/A
Bônus de Assinatura da R14	-	-	N/A	-	(2,7)	N/A
Gastos com Azulão	-	0,1	N/A	-	0,1	N/A
EBITDA Ajustado	205,6	238,3	-13,7%	287,4	371,4	-22,6%
Margem EBITDA ajustado	77,7%	74,7%	2,9 p.p.	69,7%	65,6%	4,1 p.p.

A **receita operacional líquida** do segmento de *Upstream* totalizou R\$ 264,8 milhões no 3T19, uma redução de 17,0% em relação ao 3T18, justificada, principalmente, pelo menor despacho das usinas a gás (80% no 3T19 versus 99% no 3T18), impactando a receita variável do segmento. Essa redução foi parcialmente compensada pelo aumento da receita bruta fixa em 61,1% no 3T19 versus o 3T18 devido ao reajuste retroativo a janeiro de 2019 do arrendamento fixo de Parnaíba III, realizado apenas neste trimestre, conforme explicado anteriormente.

Os **custos operacionais** do segmento, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 38,4 milhões no 3T19, uma queda de 31,3% em relação ao 3T18, impactado, principalmente, por:

- (i) Aumento nos custos de O&M, no valor de R\$ 1,8 milhão, principalmente devido à implementação do programa de detecção de vazamentos e reparos e atendimento às recomendações da auditoria para atender às normas e legislações ambientais, de saúde e segurança do trabalho;
- (ii) Redução do custo com participações governamentais, no valor de R\$ 16,8 milhões, resultante da menor produção de gás no período. No 3T19, o despacho médio da UTG foi de 76%, com produção de gás natural de 0,59 bilhão m³, comparados a um despacho médio de 94% e produção de gás natural de 0,72 bilhão m³ no 3T18.
- (iii) Redução de R\$ 2,5 milhões no custo com compressores, devido à nova regra do IFRS 16, que revisou a contabilização de contratos de arrendamento.

As **despesas operacionais** do *Upstream*, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 27,2 milhões no 3T19, um queda de 30,7%, impactado basicamente por: (i) menor despesa com exploração, dado a conclusão da campanha sísmica que estava em curso no 3T18; (ii) menor despesa com poços secos, somando R\$ 6,4 milhões no 3T19 versus R\$ 14,4 milhões no 3T18; e (iii) aumento no SG&A em função das despesas com a aquisição de dados geofísicos para a Oferta Permanente da ANP, parcialmente compensado pela menor alocação de equipe técnica em relação ao 3T18.

No 3T19, o **EBITDA ajustado** totalizou R\$ 205,6 milhões, uma redução de 13,7% em relação ao 3T18, devido principalmente ao menor despacho das termelétricas do Complexo Parnaíba, parcialmente compensado pelo ajuste retroativo do arrendamento fixo pago por Parnaíba III ao segmento de *Upstream*.

3.2.2 Geração Térmica a Carvão

Esse segmento é composto pelas controladas Itaqui Geração de Energia S.A e Pecém II Geração de Energia S.A.. A partir de abril de 2018, a Companhia passou a deter 100% das ações da Pecém II Participações S.A., acionista única de Pecém II Geração de Energia S.A.. Com isso, os resultados de Pecém II, antes contabilizados via Equivalência Patrimonial, passaram a ser consolidados. As demonstrações financeiras históricas a seguir são apresentadas proforma, incluindo Pecém II.

DRE - Geração a Carvão (R\$ milhões)	3T19	3T18	%	9M19	9M18	%
Receita Operacional Bruta	381,9	543,7	-29,8%	980,3	1.234,9	-20,6%
Receita Fixa	203,1	194,9	4,2%	610,9	628,2	-2,8%
Receita Variável	178,8	348,7	-48,7%	369,4	606,7	-39,1%
CCEAR ¹	107,3	278,3	-61,5%	134,6	485,3	-72,3%
Mercado de curto prazo	71,5	70,4	1,5%	234,8	121,4	93,5%
Lastro (FID)	49,7	24,9	99,6%	89,0	51,2	73,7%
Hedge ADOMP	21,8	46,8	-53,3%	21,8	69,8	-68,7%
Outros	(0,1)	(1,3)	-92,0%	124,0	0,4	N/A
Deduções sobre a Receita Bruta	(44,9)	(75,3)	-40,4%	(106,6)	(148,4)	-28,1%
Indisponibilidade (ADOMP)	(5,6)	(19,3)	-70,8%	(5,5)	(20,2)	-72,5%
Receita Operacional Líquida	336,9	468,3	-28,1%	873,7	1.086,6	-19,6%
Custos Operacionais	(292,7)	(374,4)	-21,8%	(654,4)	(802,3)	-18,4%
Custo Fixo	(60,5)	(58,1)	4,2%	(172,7)	(163,1)	5,9%
Transmissão e encargos regulatórios	(13,6)	(12,9)	6,0%	(39,0)	(37,7)	3,3%
O&M	(46,9)	(45,2)	3,7%	(133,7)	(125,3)	6,6%
Custo Variável	(185,3)	(270,0)	-31,4%	(341,7)	(500,1)	-31,7%
Combustível	(113,4)	(224,1)	-49,4%	(223,4)	(407,7)	-45,2%
Lastro (FID)	(45,6)	(21,5)	111,7%	(80,2)	(45,9)	75,0%
Hedge ADOMP	(19,4)	(13,6)	42,9%	(19,4)	(24,8)	-21,6%
Outros	(6,9)	(10,8)	-35,9%	(18,6)	(21,7)	-14,2%
Depreciação e Amortização	(46,8)	(46,3)	1,0%	(140,0)	(139,1)	0,6%
Despesas Operacionais	(5,8)	(6,0)	-3,5%	(16,9)	(19,2)	-11,9%
SG&A	(5,6)	(5,8)	-4,1%	(16,0)	(18,7)	-14,2%
Depreciação e Amortização	(0,2)	(0,2)	16,7%	(0,9)	(0,5)	68,3%
EBITDA	85,5	134,4	-36,4%	343,3	404,7	-15,2%
Ajustes não-recorrentes	-	-	N/A	-	(52,5)	N/A
Crédito de receita fixa - ano 2013 - Pecém II	-	-	N/A	-	(39,9)	N/A
Revisão de metodologia Teif e Teip - Pecém II	-	-	N/A	-	(0,7)	N/A
Revisão de metodologia Teif e Teip - Itaqui	-	-	N/A	-	(6,5)	N/A
Crédito de PIS/COFINS de serviços (2013-2017) Pecém II	-	-	N/A	-	(5,4)	N/A
EBITDA Ajustado	85,5	134,4	-36,4%	343,3	352,2	-2,5%
% Margem EBITDA ajustado	25,4%	28,7%	-3,3 p.p.	39,3%	32,4%	6,9 p.p.

¹ CCEAR = Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

A **receita operacional líquida** totalizou R\$ 336,9 milhões no 3T19, uma redução de 28,1% em relação ao 3T18, sendo composta por:

- Receita bruta fixa de acordo com o CCEAR no montante de R\$ 203,1 milhões, aumento de 4,2% em relação ao 3T18, em função do reajuste contratual anual pela inflação;
- Receita bruta variável contratual (CVU, como definido no CCEAR) de R\$ 107,3 milhões, comparada a R\$ 278,3 milhões no mesmo período do ano anterior. A queda se deve: (i) ao menor despacho das usinas no 3T19 em comparação ao 3T18 (Itaqui: 84% versus 99%; Pecém II: 88% versus 98%); (ii) à parada para manutenção programada de Pecém II, realizada a aproximadamente cada

35.000 horas de operação, conforme cronograma definido (*major overhaul*), que durou aproximadamente 60 dias, período no qual a usina ficou indisponível; e (iii) à queda do preço internacional do carvão (CIF-ARA) em relação ao 3T18. O CIF-ARA é o indexador para o cálculo do componente combustível no CVU das usinas a carvão da Companhia;

- (iii) Receita variável no mercado de curto prazo no montante de R\$ 71,5 milhões, em linha com o 3T18, sendo R\$ 49,7 milhões de receita bruta referente à recomposição do lastro (FID), versus R\$ 24,9 milhões no 3T18, e R\$ 21,8 milhões de receita bruta referente a operações de *hedge* de custos de compensação por indisponibilidade (ADOMP), versus R\$ 46,8 milhões no 3T18;
- (iv) Deduções sobre a receita bruta (impostos, encargos e custos relacionados a penalidades por indisponibilidade - ADOMP) no valor de R\$ 44,9 milhões.

Os **custos operacionais**, excluindo depreciação e amortização, somaram R\$ 245,8 milhões no 3T19, uma redução de 40,4% em relação ao mesmo período do ano anterior, impactados basicamente por:

Custo fixo:

Os custos fixos totalizaram R\$ 60,5 milhões no 3T19, um aumento de 4,2% ou de R\$ 2,5 milhões em relação ao 3T18, devido principalmente:

- (i) Aumento de R\$ 3,2 milhões nos custos fixos de Operação & Manutenção de Pecém II, principalmente devido à maior alocação relativa dos custos de operação e manutenção da esteira de carvão em custos fixos. A regra contábil determina que nos meses em que não há descarregamento de navio de carvão, os custos da esteira sejam alocados aos custos operacionais fixos. Nos meses em que há descarregamento, esses custos passam a compor o custo médio do estoque de carvão, impactando custos variáveis. No 3T19, houve descarregamentos em 2 meses em comparação a 1 mês no 3T18.
- (ii) O aumento dos custos fixos de O&M em Pecém II foi parcialmente compensado pela redução de R\$ 1,6 milhão nos custos fixos de Operação & Manutenção de Itaqui, em função dos menores custos administrativos, de serviços de manutenção e segurança e saúde.

Custo variável:

Os custos variáveis somaram R\$ 185,3 milhões no 3T19, uma queda de 31,4% ou de R\$ 84,7 milhões em relação ao 3T18, impactado por:

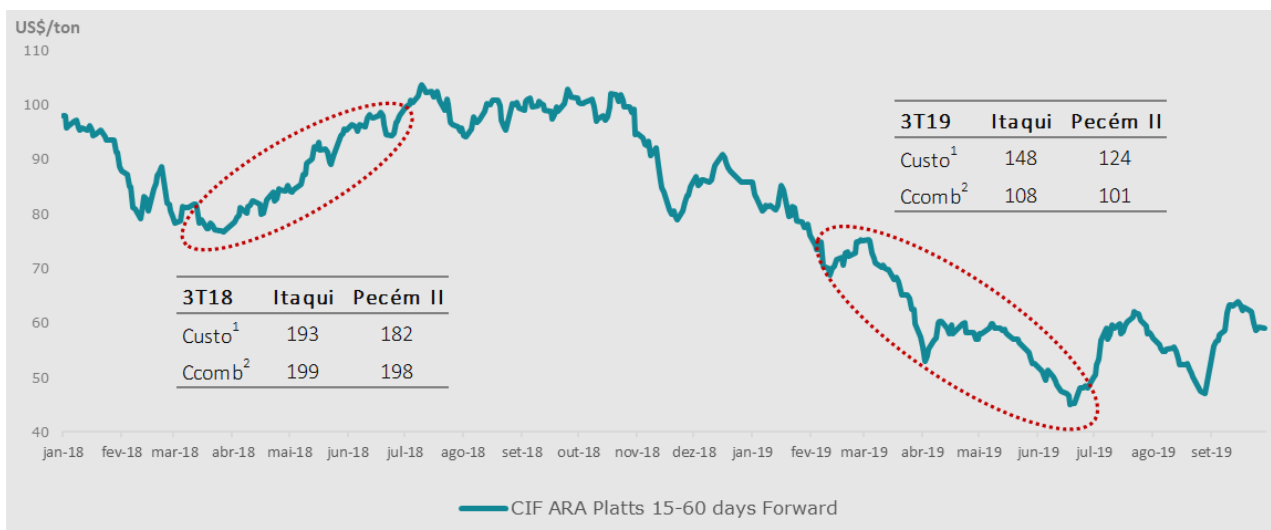
- (i) Queda de 49,4% nos custos de combustível e de 35,9% em outros custos variáveis associados à geração, ambos em função do menor despacho programado pelo ONS em relação ao 3T18 e à parada programada para a manutenção da usina Pecém II;
- (ii) Aumento de R\$ 24,1 milhões nos custos com energia comprada para a recomposição de lastro – FID (baseado na média móvel dos últimos 60 meses, referência agosto de 2018), totalizando R\$ 45,6 milhões no 3T19, com contrapartida na receita;
- (iii) Aumento de R\$ 5,8 milhões com custos referentes a operações de *hedge* de custos de compensação por indisponibilidade (ADOMP), que totalizaram R\$ 19,4 milhões no 3T19.

As **despesas operacionais**, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 5,6 milhões no 3T19, em linha com o apresentado no 3T18.

O **EBITDA ajustado**, excluindo impactos não-recorrentes, totalizou R\$ 85,5 milhões no trimestre, uma redução de 36,4% em relação ao 3T18, impactado, principalmente, pela deterioração das margens variáveis devido à defasagem do custo médio de estoque em relação ao valor remunerado via (CVU) das usinas. No 3T18, o efeito da defasagem entre custo médio de estoque e preço da *commodity* no mercado internacional foi oposto ao verificado no trimestre corrente, o que por sua vez majorou a variação negativa do EBITDA 3T19 vs 3T18. Contribuiu também para a redução do EBITDA, o resultado do *hedge* ADOMP líquido das penalidades incorridas, que foi negativo em R\$ 5,5 milhões no 3T19 vs positivo em R\$ 9,1 milhões no 3T18.

O gráfico abaixo mostra os movimentos de preço da *commodity* (CIF-ARA) no mercado internacional nos anos de 2018 e 2019, com destaque para a diferença entre o custo médio do estoque de carvão de cada usina e o custo de combustível remunerado via CVU. Como pode ser observado, no 3T19, o movimento foi inverso ao verificado no 3T18.

Evolução do CIF-ARA (USD/ton)



¹ Custo médio do estoque de carvão consumido (R\$/MWh), ponderado pela geração líquida do trimestre.

² Custo do combustível considerado no CVU da usina (R\$/MWh), ponderado pela geração líquida do trimestre.

3.2.3 Comercialização

Este segmento é composto pela controlada indireta ENEVA Comercializadora de Energia Ltda.

DRE - Comercializadora (R\$ milhões)	3T19	3T18	%	9M19	9M18	%
Receita Operacional Líquida	153,6	161,0	-4,6%	234,6	374,9	-37,4%
Custos Operacionais	(151,0)	(148,0)	2,0%	(231,6)	(363,3)	-36,3%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(150,9)	(148,0)	2,0%	(231,4)	(363,0)	-36,3%
Outros	(0,0)	(0,1)	-39,4%	(0,2)	(0,3)	-32,9%
Despesas Operacionais	(1,3)	(0,9)	43,1%	(3,5)	(2,4)	45,7%
SG&A	(1,3)	(0,9)	43,8%	(3,4)	(2,4)	45,6%
Depreciação e Amortização	(0,0)	(0,0)	-6,9%	(0,0)	(0,0)	48,0%
EBITDA	1,4	12,1	-88,7%	(0,4)	9,2	N/A
Ajustes não-recorrentes	-	-	N/A	-	-	N/A
EBITDA Ajustado	1,4	12,1	-88,7%	(0,4)	9,2	N/A
% Margem de EBITDA ajustado	0,9%	7,5%	-6,6 p.p.	-0,2%	2,5%	-2,6 p.p.

A **receita operacional líquida** do segmento de comercialização somou R\$ 153,6 milhões no 3T19, uma queda de 4,6% em relação ao 3T18, devido basicamente à queda do PLD médio do submercado SE/CO no período (R\$ 214,07/MWh no 3T19 comparado a R\$ 494,61/MWh no 3T18) e à redução do volume de energia comercializada no trimestre, que totalizou 1.503 GWh, comparado a 1.622 GWh no 3T18.

Ao longo de 2019, a Eneva Comercializadora vem passando por uma reestruturação, que justifica o aumento do SG&A, buscando se alinhar à estratégia da Companhia. Isso implicou em uma expressiva redução do volume negociado até que fossem aperfeiçoadas as políticas de risco de crédito e risco de mercado. No 3T19, o **EBITDA Ajustado** totalizou R\$ 1,4 milhão.

3.2.4 Holding & Outros

Este segmento é composto pelas *holdings* ENEVA S.A. e ENEVA Participações S.A., além das subsidiárias criadas para o desenvolvimento de projetos. No 4T18, a Eneva S.A. incorporou a Parnaíba Gás Natural S.A. (PGN). Entretanto, no intuito de permitir a melhor análise da performance dos segmentos de negócios da Companhia, optou-se aqui por continuar a apresentar os resultados do segmento de *Upstream* separadamente.

DRE - Controladora e Outros (R\$ milhões)	3T19	3T18	%	9M19	9M18	%
Receita Operacional Líquida	0,21	0,24	-11,3%	0,27	0,35	-21,0%
Custos Operacionais	-	-	N/A	- 0,11	- 0,05	141,1%
Despesas Operacionais	(32,4)	(25,5)	27,0%	(93,6)	(71,0)	31,9%
SG&A	(27,2)	(24,7)	10,5%	(72,6)	(68,3)	6,3%
Depreciação e Amortização	(5,2)	(0,9)	492,1%	(21,0)	(2,7)	688,0%
EBITDA	(27,0)	(24,4)	10,7%	(72,4)	(68,0)	6,5%
Ajustes não-recorrentes	3,9	3,7	4,9%	8,4	16,1	-48,0%
Custos trabalhistas	1,2	0,6	107,9%	1,2	3,4	-64,4%
Bônus	-	-	N/A	-	(0,9)	N/A
Consultoria de reestruturação	-	0,6	N/A	0,8	2,4	-67,8%
Assessoria Financeira	-	2,5	N/A	-	9,8	N/A
Stock Options	1,2	-	N/A	4,9	1,4	254,5%
Desmobilização de Amapari	1,5	-	N/A	1,5	-	N/A
EBITDA Ajustado	(23,1)	(20,7)	11,7%	(64,1)	(51,9)	23,4%

As **despesas operacionais** do segmento, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 27,2 milhões no 3T19, aumento de 10,5% em relação ao 3T18. No trimestre, os impactos não recorrentes somaram R\$ 3,9 milhões, sendo R\$ 1,2 milhão de despesas trabalhistas, R\$ 1,2 milhão de despesas relativas a recolhimentos tributários sobre *stock options* e R\$ 1,5 milhão de despesas relacionadas à desmobilização de Amapari. Excluindo os efeitos não recorrentes dos períodos apresentados, houve crescimento de R\$ 2,4 milhões das despesas operacionais (SG&A), em função, principalmente de contribuições a associações setoriais, e maiores despesas com pessoal e serviços de TI, face ao crescimento da capacidade contratada da Companhia no decorrer do último ano.

3.2.5 Resultado Financeiro Consolidado

Resultado Financeiro (R\$ milhões)	3T19	3T18	%	9M19	9M18	%
Receitas Financeiras	32,7	24,6	32,8%	101,4	74,4	36,2%
Receitas de aplicações financeiras	27,1	15,1	79,1%	78,3	46,7	67,5%
Multas e juros recebidos	2,3	5,9	-60,3%	4,7	13,5	-65,3%
Juros entre partes relacionadas	0,4	0,8	-50,9%	1,1	1,5	-25,0%
Juros sobre debêntures	-	-	N/A	-	-	N/A
Outros	2,8	2,8	1,8%	17,2	12,6	36,9%
Despesas Financeiras	(126,2)	(153,8)	-18,0%	(390,0)	(464,7)	-16,1%
Multas e juros de mora	(2,1)	(4,5)	-52,9%	(2,9)	(14,3)	-79,4%
Encargos de dívida	(44,0)	(100,2)	-56,1%	(192,8)	(308,3)	-37,5%
Juros entre partes relacionadas	(0,2)	-	N/A	(0,5)	-	N/A
Juros sobre provisão de abandono	(0,7)	(1,1)	-37,2%	(4,1)	(5,1)	-18,2%
Comissões e corretagens financeiras	(0,6)	(2,2)	-72,6%	(1,9)	(27,3)	-93,2%
IOF/IOC	(0,6)	(0,9)	-31,4%	(2,8)	(2,6)	6,6%
Juros sobre debêntures	(67,6)	(18,5)	264,9%	(152,7)	(48,3)	216,1%
Outros	(8,3)	(16,5)	-49,7%	(31,2)	(32,7)	-4,7%
Variação cambial e monetária	0,6	(9,9)	N/A	(16,2)	(24,5)	-34,1%
Perdas/ganhos com derivativos	(2,6)	0,0	N/A	15,0	(1,5)	N/A
Resultado Financeiro Líquido	(93,5)	(129,2)	-27,6%	(288,7)	(390,3)	-26,0%

No 3T19, a ENEVA registrou um resultado financeiro líquido negativo no valor de R\$ 93,5 milhões, comparado ao resultado negativo de R\$ 129,2 milhões no 3T18.

As receitas financeiras totalizaram R\$ 32,7 milhões no trimestre, um crescimento de 32,8% em relação ao 3T18, devido principalmente ao aumento das receitas de aplicações financeiras, em função da maior posição consolidada de caixa.

As despesas financeiras somaram R\$ 126,2 milhões no 3T19, uma redução de 18,0% em relação ao 3T18, com destaque para:

- (i) Redução de encargos de dívida, em função, principalmente, da liquidação de dívidas em Parnaíba I e na PGN no 4T18, e da liquidação das dívidas remanescentes da recuperação judicial no 2T19;
- (ii) Aumento das despesas com juros sobre debêntures, devido, basicamente, à emissão de debêntures de Parnaíba I e II concluída no final de 2018, e à emissão de debêntures na Holding concluída no 2T19;
- (iii) Redução de Outras despesas financeiras devido, principalmente, ao impacto no 3T18 do ajuste financeiro de contrato de compra e venda de energia da Eneva Comercializadora de Energia, que incrementou a despesa naquele período no montante de R\$ 11,4 milhões; e
- (iv) Redução de despesas com variação cambial e monetária em função, basicamente, da liquidação de dívidas denominada em moeda estrangeira.

4. Investimentos

O investimento consolidado totalizou R\$ 359,8 milhões no 3T19 (versus R\$ 46,0 milhões no 3T18), sendo 69% desse montante relacionado à construção em curso da UTE Parnaíba V (R\$ 104,5 milhões) e do projeto integrado Azulão-Jaguaririca (R\$ 144,0 milhões).

Do total dos investimentos no 3T19, destacam-se:

- **Térmicas a carvão:** Pecém II: início da manutenção preventiva da usina (*major overhaul*) e *upgrade* de automação da turbina; Itaqui: *upgrade* de automação da turbina; revitalização do pré-tratamento da água do mar; e reforma dos taludes.

- **Térmicas a gás:** Conclusão do serviço de recuperação das peças das turbinas a gás da UTE Parnaíba I; preparação da manutenção programada da turbina a gás de Parnaíba III e revitalização de Parnaíba IV e do motor de Parnaíba III.

- **Upstream:** concluídas as perfurações dos poços 7-GVB-14D-MA, 4-ENV-6-MA (Tianguar), 1-ENV-7/7A-MA (Bloco PN-T-69) e 3-ENV-8D-MA (Araguaína); continuidade do plano de ação de recuperação e correção de taludes, de vias de acesso e de locações no sistema de tratamento de gás das operações.

- **Parnaíba V:** conclusão da engenharia básica; início do estaqueamento; e execução de armação e concretagem das bases dos tanques da planta de tratamento de água (PTA).

- **Azulão-Jaguaririca:** (i) Azulão: finalizada a obra de terraplanagem da locação do poço 7-AZU-3-AM e mobilização da sonda; (ii) Jaguaririca: início da sondagem e terraplanagem no site e conclusão da supressão vegetal.

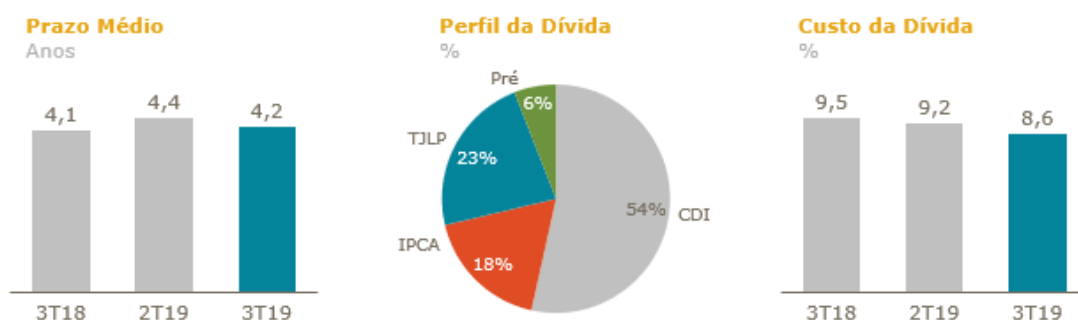
Capex (R\$ milhões)	1T18	2T18	3T18	4T18	2018	1T19	2T19	3T19
Geração a Carvão	16,0	27,6	5,9	30,6	80,0	4,5	11,2	34,8
Pecém II	9,0	7,1	4,7	23,2	43,9	0,5	1,8	29,1
Itaqui	7,0	20,5	1,3	7,4	36,2	4,0	9,3	5,7
Geração a Gás	28,8	14,4	1,4	6,2	50,6	11,8	7,4	35,3
Parnaíba I	27,7	8,2	0,0	3,2	39,1	10,4	1,4	32,7
Parnaíba II ¹	1,0	6,2	1,3	3,0	11,5	1,3	8,8	2,6
Parnaíba V	-	-	-	-	-	42,1	75,5	104,5
Azulão-Jaguaririca	-	-	-	-	-	0,5	53,7	144,0
Upstream	21,9	16,9	37,9	55,0	131,8	28,4	37,1	37,0
Poços secos	-	4,9	14,4	18,9	38,2	0,5	26,1	6,4
Holding	0,2	0,0	0,8	3,1	4,1	2,9	4,8	4,2
Total	66,8	58,8	46,0	94,9	266,5	90,2	189,6	359,8

¹ O capex de Parnaíba II inclui o capex das UTEs Parnaíba III e Parnaíba IV, conforme reestruturação societária anunciada no 4T18.

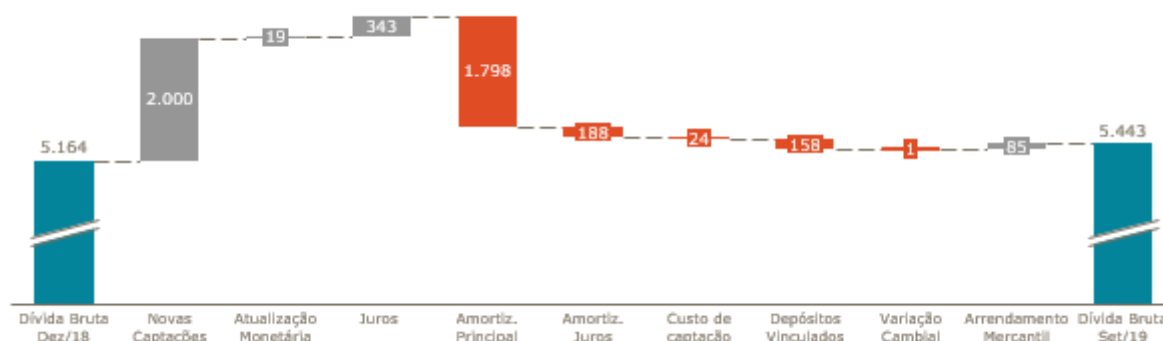
5. Endividamento

Em 30 de setembro de 2019, a dívida bruta consolidada (líquida do saldo de depósitos vinculados aos contratos de financiamento e custos de transação) totalizava R\$ 5.443 milhões, um aumento de 5,4% em relação ao final do 4T18¹. O custo médio efetivo² da dívida no trimestre foi de 8,6% e o prazo médio de vencimento de 4,2 anos.

Perfil da dívida bruta consolidada



Evolução da dívida bruta (R\$ milhões)



A Companhia concluiu, no 2T19, a 2ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em três séries, no valor total de R\$ 2 bilhões. Os recursos captados através das debêntures da primeira e segunda séries (R\$ 1,5 bilhão) foram utilizados no pagamento antecipado de todo o saldo remanescente dos créditos quirografários do plano de recuperação judicial da Eneva S.A. e da Eneva Participações S.A.. Os recursos obtidos pela Companhia por meio das debêntures da terceira série serão destinados para a gastos relacionados à implantação da UTE Parnaíba V.

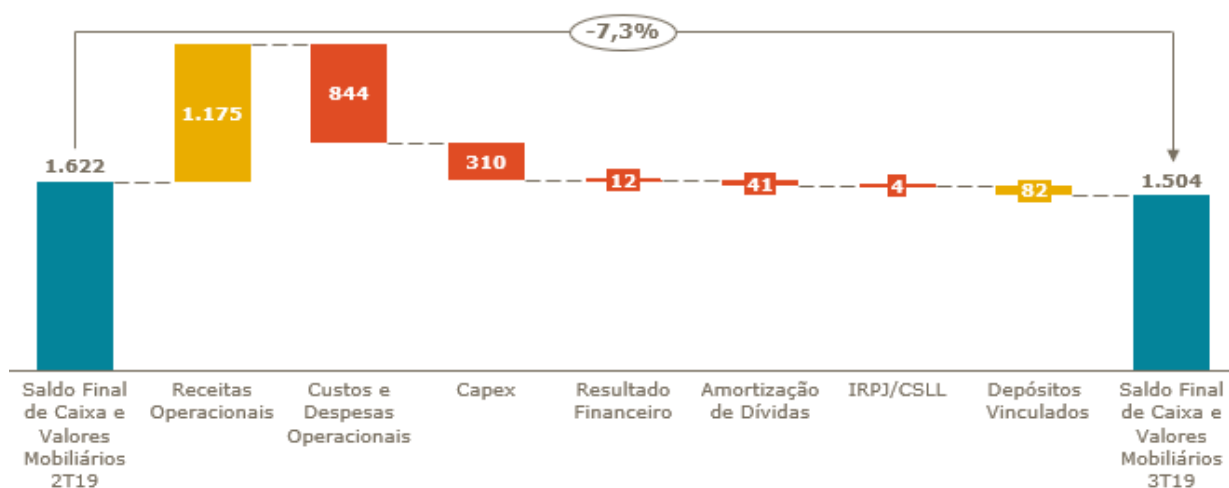
¹ Atualmente, a dívida bruta é apresentada líquida dos custos de transação e depósitos vinculados aos contratos de financiamento da Companhia, somada ao saldo de arrendamento mercantil, que foi enquadrado pelo IFRS16 como arrendamento financeiro. Até o 4T18, a dívida bruta apresentada não considerava custos de transação e depósitos vinculados, caso considerasse tais contas, o valor no 4T18 teria sido de R\$ 5.164 milhões, ao invés dos R\$ 5.323 milhões reportados anteriormente.

² Custo efetivo da dívida = (juros acruados e pagos no trimestre)/principal médio

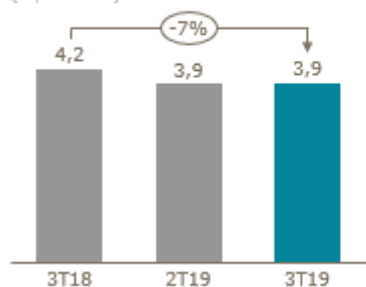
A posição de caixa consolidada da Companhia ao final do 3T19 era de R\$ 1.504 milhões, não considerando o saldo em depósitos vinculados aos contratos de financiamento da Companhia, no montante de R\$ 260 milhões. A dívida líquida consolidada ao final do trimestre totalizava R\$ 3.938 milhões, equivalente a uma relação dívida líquida/EBITDA dos últimos 12 meses de 3,1x. O aumento do nível de alavancagem da Companhia é reflexo da implantação dos projetos de Parnaíba V e Azulão-Jaguarica.

Adicionalmente à emissão de debêntures, conforme supracitado, a Companhia celebrou em junho contrato de financiamento com o Banco do Nordeste do Brasil S.A. (BNB), no valor de R\$ 842,6 milhões, para financiamento da implantação de Parnaíba V.

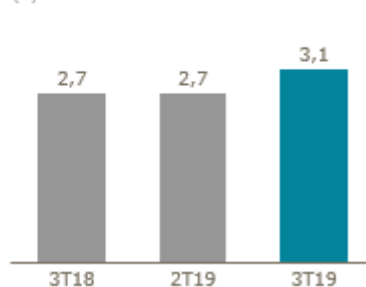
Evolução do saldo de caixa e valores mobiliários no 3T19 (R\$ milhões)

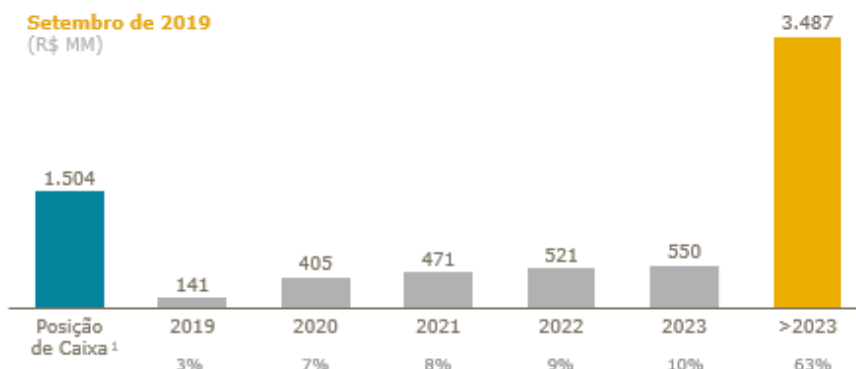


Dívida Líquida Consolidada (R\$ bilhões)



Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses (x)



Cronograma de vencimento da dívida consolidada (Principal)

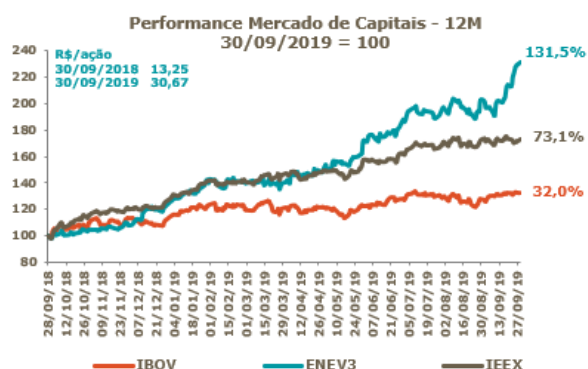
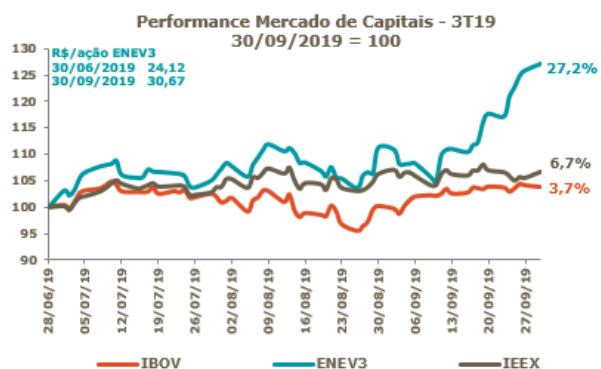
- (1) Posição consolidada de caixa inclui disponibilidades e títulos e valores mobiliários. Até o 4T18 a Companhia apresentava a posição de caixa incluindo disponibilidades + títulos e valores mobiliários + depósitos vinculados a financiamentos.

6. Mercado de Capitais

O capital social da ENEVA em 30 de setembro de 2019 era composto por 315.323.423 ações ordinárias, das quais 100,0% estavam em circulação. A ação da ENEVA no final do terceiro trimestre de 2019 estava cotada a R\$ 30,67, apresentando uma valorização de 27,2% na comparação com 30 de junho de 2019. Em igual intervalo, o Índice Bovespa (Ibovespa) apresentou valorização de 3,7%, e o Índice de Energia Elétrica (IEE) valorizou 6,7%. Nos últimos 12 meses, as ações da ENEVA valorizaram-se em 131,5% enquanto o Ibovespa subiu 32,0% e o IEE apresentou aumento de 73,1%.

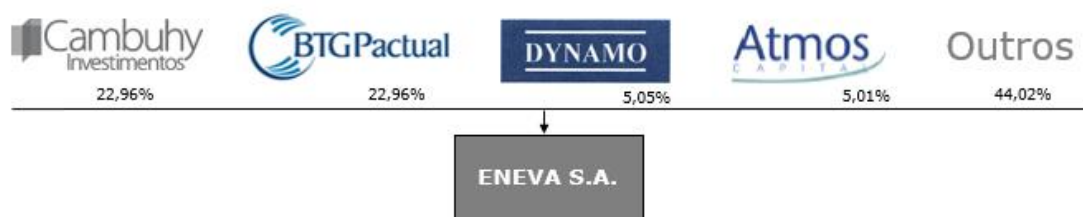
O valor de mercado da Companhia no final do 3T19 era de R\$ 9.671 milhões. O volume financeiro médio diário negociado no 3T19 foi de R\$ 33,0 milhões.

	3T19	2T19	3T18	12 meses
ENEV3				
Nº de ações	315.323.423	315.276.037	314.990.499	-
Valor de Mercado (R\$ MM)	9.671	7.604	4.174	-
Preço de fechamento (R\$)	30,67	24,12	13,25	-
Ações negociadas (MM) - média diária	1,2	1,5	0,3	1,0
Volume Financeiro (R\$ MM) - média diária	33,0	31,9	3,3	21,3
ENEV3 e Índices (% var. preço no tri)				
ENEV3	27,2%	30,4%	11,3%	131,5%
IEE	6,7%	11,1%	2,0%	73,1%
IBOV	3,7%	5,8%	9,0%	32,0%



Composição Acionária

A ENEVA é uma companhia listada no Segmento Novo Mercado desde o seu IPO em 2007. Atualmente, não possui acordo de acionistas em vigor. A composição acionária atual está apresentada abaixo:



Perfil de Ações em Circulação

30 de setembro de 2019



7. Anexos

As demonstrações financeiras das SPEs estão disponíveis no site de Relações com Investidores da Companhia. Os números são apresentados proforma, considerando consolidação de Pecém II e a indisponibilidade ADOMP em deduções da receita bruta.

DRE - 3T19 (R\$ milhões)									
	Complexo Parnaíba								
	Geração: Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total	Geração: Carvão	Comerciali- zadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
Receita Operacional Bruta	548,7	298,9	(297,4)	550,1	381,9	169,3	0,23	(165,2)	936,4
Deduções da Receita Bruta	(59,9)	(34,1)	61,2	(32,8)	(44,9)	(15,7)	(0,02)	15,3	(78,1)
Receita Operacional Líquida	488,8	264,8	(236,2)	517,4	336,9	153,6	0,21	(149,9)	858,3
Custos Operacionais	(432,1)	(79,0)	235,4	(275,7)	(292,7)	(151,0)	-	149,9	(569,5)
Depreciação e amortização	(29,2)	(40,6)	2,1	(67,7)	(46,8)	-	-	-	(114,5)
Despesas Operacionais	(7,6)	(35,8)	-	(43,4)	(5,8)	(1,3)	(32,4)	(3,4)	(86,3)
Depreciação e amortização	(0,1)	(8,6)	-	(8,6)	(0,2)	(0,0)	(5,2)	(3,4)	(17,5)
EBITDA	78,3	205,6	(2,9)	281,0	85,5	1,4	(27,0)	(0,0)	340,8
Ajustes não-recorrentes	2,1	-	-	2,1	-	-	3,9	-	6,0
EBITDA ajustado	80,3	205,6	(2,9)	283,0	85,5	1,4	(23,1)	(0,0)	346,8
Outras receitas/despesas	0,7	0,0	-	0,7	0,8	0,0	(2,9)	(3,0)	(4,4)
Resultado Financeiro Líquido	(37,5)	(7,0)	0,9	(43,6)	(38,0)	(3,0)	(8,8)	-	(93,5)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	(22,4)	20,4	(2,0)
EBT	12,2	143,2	(0,0)	155,3	1,3	(1,6)	(66,3)	13,9	102,6
Impostos Correntes	(3,9)	-	-	(3,9)	(0,0)	(0,1)	(1,8)	-	(5,9)
Impostos Diferidos	(1,5)	-	-	(1,5)	(6,9)	-	1,3	-	(7,1)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	(0,2)	(0,2)
Resultado Líquido	6,8	143,2	(0,0)	149,9	(5,7)	(1,8)	(66,8)	14,1	89,8

DRE - 3T18
(R\$ milhões)

	Complexo Parnaíba				Geração: Carvão	Comerciali- zadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
	Geração: Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total					
Receita Operacional Bruta	684,7	367,3	(366,1)	685,9	543,7	177,7	0,26	(144,2)	1.263,3
Deduções da Receita Bruta	(90,3)	(48,3)	76,0	(62,7)	(75,3)	(16,7)	(0,02)	13,3	(141,4)
Receita Operacional Líquida	594,3	319,0	(290,1)	623,3	468,3	161,0	0,24	(130,9)	1.122,0
Custos Operacionais	(478,8)	(104,8)	290,1	(293,5)	(374,4)	(148,0)	-	130,9	(685,1)
Depreciação e amortização	(28,8)	(48,9)	-	(77,7)	(46,3)	-	-	-	(124,1)
Despesas Operacionais	(7,2)	(44,1)	-	(51,4)	(6,0)	(0,9)	(25,5)	(6,4)	(90,3)
Depreciação e amortização	(0,4)	(4,9)	-	(5,3)	(0,2)	(0,0)	(0,9)	(6,4)	(12,7)
EBITDA	137,4	238,3	(0,0)	375,7	134,4	12,1	(24,4)	0,0	497,8
Ajustes não-recorrentes	-	0,1	-	0,1	-	-	3,7	-	3,8
EBITDA ajustado	137,4	238,3	(0,0)	375,8	134,4	12,1	(20,7)	0,0	501,6
Outras receitas/despesas	0,6	(0,7)	(0,7)	(0,8)	(0,1)	(0,0)	(0,3)	(0,1)	(1,3)
Resultado Financeiro Líquido	(33,6)	(26,0)	(0,0)	(59,6)	(45,1)	(11,4)	(13,1)	-	(129,2)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	221,4	(222,4)	(1,0)
EBT	75,3	143,3	(0,7)	217,9	42,7	0,7	182,7	(229,0)	215,1
Impostos Correntes	(11,1)	(13,2)	-	(24,3)	(3,0)	(0,0)	(0,0)	-	(27,3)
Impostos Diferidos	(2,3)	(7,2)	-	(9,5)	(1,8)	-	(0,9)	-	(12,2)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	(0,1)	(0,1)
Resultado Líquido	61,9	123,0	(0,7)	184,1	37,9	0,7	181,8	(228,9)	175,7

DRE - 9M19

(R\$ milhões)

	Complexo Parnaíba				Geração: Carvão	Comercializadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
	Geração: Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total					
Receita Operacional Bruta	1.207,8	462,6	(460,4)	1.210,1	980,3	258,5	0,30	(218,7)	2.230,5
Deduções da Receita Bruta	(126,8)	(50,4)	82,4	(94,8)	(106,6)	(23,9)	(0,03)	20,2	(205,1)
Receita Operacional Líquida	1.081,1	412,3	(378,0)	1.115,3	873,7	234,6	0,27	(198,5)	2.025,4
Custos Operacionais	(743,0)	(138,7)	375,8	(505,8)	(654,4)	(231,6)	(0,11)	198,5	(1.193,4)
Depreciação e amortização	(88,0)	(64,2)	5,7	(146,5)	(140,0)	-	-	-	(286,4)
Despesas Operacionais	(17,9)	(104,0)	-	(121,9)	(16,9)	(3,5)	(93,6)	(16,1)	(252,0)
Depreciação e amortização	0,2	(20,6)	-	(20,4)	(0,9)	(0,0)	(21,0)	(16,1)	(58,5)
EBITDA	407,9	287,4	(7,8)	687,4	343,3	(0,4)	(72,4)	0,0	957,9
Ajustes não-recorrentes	2,1	-	-	2,1	-	-	8,4	-	10,4
EBITDA ajustado	410,0	287,4	(7,8)	689,5	343,3	(0,4)	(64,1)	0,0	968,3
Outras receitas/despesas	(0,7)	30,9	-	30,2	(7,9)	0,0	(17,8)	5,8	10,3
Resultado Financeiro Líquido	(124,6)	0,6	2,2	(121,8)	(125,5)	14,9	(56,3)	-	(288,7)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	201,1	(204,2)	(3,1)
EBT	194,8	201,2	(0,0)	396,0	69,1	14,4	33,6	(214,5)	298,6
Impostos Correntes	(18,9)	-	-	(18,9)	(2,0)	(0,1)	(1,8)	-	(22,9)
Impostos Diferidos	(22,6)	-	-	(22,6)	(24,4)	-	6,0	-	(41,1)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	(0,7)	(0,7)
Resultado Líquido	153,3	201,2	(0,0)	354,5	42,7	14,3	37,7	(213,7)	235,4

DRE - 9M18 - Proforma
(R\$ milhões)

	Complexo Parnaíba				Geração: Carvão	Comerciali- zadora	Holding e Outros	Eliminações entre Segmentos	Total
	Geração: Gás	Upstream	Eliminações entre Segmentos	Total					
Receita Operacional Bruta	1.540,6	648,5	(646,3)	1.542,9	1.234,9	413,6	0,38	(330,1)	2.861,6
Deduções da Receita Bruta	(186,0)	(82,6)	123,9	(144,7)	(148,4)	(38,7)	(0,04)	30,5	(301,2)
Receita Operacional Líquida	1.354,6	565,9	(522,4)	1.398,2	1.086,6	374,9	0,35	(299,6)	2.560,4
Custos Operacionais	(989,7)	(208,2)	522,4	(675,5)	(802,3)	(363,3)	(0,05)	299,6	(1.541,6)
Depreciação e amortização	(86,4)	(93,7)	-	(180,1)	(139,1)	-	-	-	(319,3)
Despesas Operacionais	(20,8)	(110,3)	-	(131,2)	(19,2)	(2,4)	(71,0)	(19,9)	(243,6)
Depreciação e amortização	(1,5)	(13,6)	-	(15,1)	(0,5)	(0,0)	(2,7)	(19,9)	(38,2)
EBITDA	432,0	374,0	(0,0)	806,0	404,7	9,2	(68,0)	-	1.151,8
Ajustes não-recorrentes	-	(2,6)	-	(2,6)	(52,5)	-	16,1	-	(39,0)
EBITDA ajustado	432,0	371,4	(0,0)	803,4	352,2	9,2	(51,9)	-	1.112,8
Outras receitas/despesas	(19,3)	(1,3)	18,3	(2,3)	1,9	0,0	184,7	9,0	193,4
Resultado Financeiro Líquido	(111,6)	(71,4)	(0,0)	(182,9)	(146,0)	(16,7)	(44,6)	-	(390,3)
Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	408,0	(413,7)	(5,7)
EBT	213,3	174,7	18,3	406,2	121,0	(7,6)	477,4	(424,5)	572,5
Impostos Correntes	(27,8)	(16,8)	-	(44,5)	(7,1)	(0,0)	(0,1)	-	(51,7)
Impostos Diferidos	(20,9)	(12,4)	-	(33,3)	(5,4)	-	(66,1)	-	(104,9)
Participações Minoritárias	-	-	-	-	-	-	-	(0,9)	(0,9)
Resultado Líquido	164,6	145,5	18,3	328,4	108,5	(7,6)	411,2	(423,6)	416,8

Earnings Release

3Q19



Investor Relations

+55 21 3721-3030

ri.eneva.com.br



3Q19 Earnings Call
(Simultaneous translation)



Wednesday, November 6, 2019

11h00 (Brasília Time)/09h00 (US ET)

BRA +55 11 4210-1803 / +55 11 3181-8565

USA +1 412 717-9627 / +1 844 204-8942

Code: ENEVA



ENEVA Discloses Results for the Third Quarter of 2019

Eneva takes another important step of growth and wins the Auction A-6 with the Parnaíba VI project

Rio de Janeiro, November 05, 2019 - ENEVA SA (B3: ENEV3) announced today results for the third quarter ended as of September 30, 2019 (3Q19). The following information is presented on a consolidated basis in accordance with the accounting practices used in Brazil, except where otherwise stated.

3Q19 Highlights

- Adjusted EBITDA of R\$ 346.8 million, impacted by the 23% decrease in the volume of net energy generated and by the drop in the commodity prices that index variable income;
- Gas production of 0.59 bi m³ vs 0.72 bi m³ in 3Q18, due to the lower dispatch, atypical for the period;
- Lower average short term prices pressures margins of the energy sold in short term market;
- Company closes quarter with cash position of R\$ 1.5 billion and 3.1x of leverage (net debt/EBITDA last 12 months);
- Winning the 2019 A-6 Auction with Parnaíba VI project, closing cycle of Parnaíba III TPP, ensuring an additional annual fixed income of R\$ 85 million;
- Acquisition of 6 additional blocks in Parnaíba Basin under ANP Permanent Open Accreage;
- Installation Licenses issued for Azulão-Jaguatirica integrated project. Works started on both sites;
- Completion of refinancing of Parnaíba II debt, reducing the average cost from CDI+3.3% to CDI+1.2% and extending the average term from 3.3 years to 4.5 years.

Main Indicators (R\$ million)	3Q19	3Q18	%	9M19	9M18	%
Net Operating Revenues	858.3	1,122.0	-23.5%	2,025.4	2,560.4	-20.9%
EBITDA	340.8	497.8	-31.5%	957.9	1,151.8	-16.8%
Adjusted EBITDA	346.8	501.6	-30.9%	968.3	1,112.8	-13.0%
Adjusted EBITDA margin ¹	40.4%	44.7%	-4.3 p.p.	47.8%	43.5%	0.1 p.p.
Adjusted Net Income	95.8	179.9	-46.8%	245.8	236.9	3.8%
Investments	359.8	46.0	682.5%	639.6	171.6	272.6%
Operating Cash Flow	334.9	359.8	-6.9%	865.1	951.3	-9.1%
Net Debt (R\$ Bi)	3.9	4.2	-6.7%	3.9	4.2	-6.7%
Net Debt/EBITDA LTM	3.1	2.7	17.2%	3.1	2.7	17.2%

¹ Adjusted EBITDA margin = Adjusted EBITDA/Net Operating Revenue excluding non-recurring items

Summary

1. 3Q19 and subsequent events	4
2. Operating Performance	6
2.1 Parnaíba Complex	8
2.1.1 Natural Gas Thermal Generation	8
2.1.2 Upstream (E&P)	8
2.2 Coal Thermal Generation.....	9
3. Financial and Economic Performance	10
3.1. Consolidated Cash Flow	12
3.2 Economic-Financial Performance per Segment	13
3.2.1 Parnaíba Complex	13
3.2.1.1 Natural Gas Thermal Generation.....	13
3.2.1.2. Upstream (E&P)	16
3.2.2 Coal Thermal Generation.....	18
3.2.3 Trading	21
3.2.4 Holding & Other	22
3.2.5 Consolidated Financial Result.....	23
4. Investments	24
5. Indebtedness	25
6. Capital Markets.....	27
7. Exhibits	29

1. 3Q19 and subsequent events

MME classification of Parnaíba Basin hydrocarbon exploration & production investment project as a priority for the issuance of infrastructure debentures

On August 23, the Company announced the classification, by the Ministry of Mines and Energy – MME, of the plan for investments in exploration, development and production of hydrocarbons at Parnaíba Basin as a priority project for issuing infrastructure debentures. The investment plan includes the initiatives necessary to fulfill the obligations and commitments in force in the Company's concession areas at Parnaíba Basin, including, among others, the acquisition of seismic lines, drilling and completion of exploratory and producing wells, construction of new pipelines, production collection and disposal systems and production stations.

Acquisition of 6 blocks under ANP Permanent Bidding Offer

On September 10, the Company acquired 6 onshore blocks in the first cycle of the Permanent Offer, held on this date, by the National Petroleum, Natural Gas and Biofuels Agency (ANP). The Company has acquired 100% stake in blocks PN-T-47, PN-T-48A, PN-T-66, PN-T-67A, PN-T-68, PNT-102A at Parnaíba Basin, Maranhão, and offered a Minimum Exploratory Program of 8,811 Work Units, to be executed over 6 years, in the total area of 13,779.74 Km². Eneva will be the operator in all blocks awarded, and the total amount of the signing bonus was R\$ 3,503,089.66. According to ANP's schedule, the concession agreements of the winning companies shall be signed by February 28, 2020.

The new assets will complement the Company's portfolio, which already has 38,256 km² under concession at Parnaíba Basin, as exploratory blocks, areas under development and seven declared commercial fields. The strategy strengthens Eneva's presence in the region, continuing the development of the Reservoir-to-Wire (R2W) model, which integrates onshore gas production with power generation.

REIDI Classification of Azulão-Jaguarica Integrated Project

On September 11, the Ministry of Mines and Energy classified the Azulão-Jaguarica Integrated project in the Special Regime for Incentives for Infrastructure Development (REIDI), according to Ordinance No. 361, published in the Federal Official Gazette of September 10, 2019. The classification in the REIDI ensures the suspension of the PIS and Cofins requirement on goods, services and leases incorporated during the project construction phase for liquefaction, transportation, tanking, regasification and thermal power plant activities. On October 09, 2019, the Federal Revenue Service issued the executive declaratory act number 109, which authorized Azulão Geração de Energia S.A for the benefit of REIDI.

Installation License Issued for Azulão Project

On September 17, the Amazonas Environmental Protection Institute (IPAAM) issued the Installation License (LI) for the construction of the gas treatment unit and the liquefaction terminal, to be installed

at the Azulão Field in Amazonas. IPAAM had already issued, on July 19, LI for drilling the wells in the Azulão field.

On September 5, the Company obtained the LI for the construction of the 132.3 MW Jaguatirica II thermal power plant to be built in Boa Vista, Roraima. As of September 17, therefore, the entire Azulão-Jaguatirica integrated project is licensed and under construction.

Winning of 2019 A-6 Auction

The Company won the 2019 A-6 new energy auction held on October 18, 2019 with the expansion project of MC2 Nova Venécia 2 TPP thermoelectric power plant with an additional installed capacity of 92.3 MW ("Parnaíba VI"), to be installed in Parnaíba Thermoelectric Complex, State of Maranhão.

Parnaíba VI has contracted 70 average MW, with 50% seasonal operating inflexibility, ensuring an annual fixed income of R\$ 85 million (reference date: April/2019), for a period of 25 years, starting on January 1, 2025. The CCEAR (Energy Trading Contract in the Regulated Environment) provides for annual adjustment for inflation of fixed income according to the IPCA variation.

Gas supply will be integrated and ensured by ENEVA from its Parnaíba Basin concessions, without the need to change the current daily production capacity of 8.4 million m³/day, as Parnaíba VI is the closing of MC2 Nova Venécia 2 TPP cycle. ENEVA estimates to start construction of this project in 2022.

Conclusion of debt refinancing of Parnaíba II

On October 21, the Company announced that it had refinanced the debt of its subsidiary Parnaíba II Geração de Energia S.A. through the issuance of R\$ 750 million in simple debentures, non-convertible into shares, and the early payment of the remaining balance of debts.

The issuance of R\$ 750 million in simple debentures, non-convertible into shares, was carried out in 3 series: (i) 1st series: R\$ 100 million, with CDI cost + 0.6% p.a. and maturity in 2022; (ii) 2nd series: R\$ 290 million, with CDI cost + 1.01% p.a. and maturity in 2024; and (iii) 3rd series: R\$ 360 million, with CDI cost + 1.4% p.a. and maturity in 2026.

It was concluded the early payment of the debts related to (i) 1st issuance of Parnaíba II simple debentures, in the amount of R\$ 717 million, with CDI cost + 2.50% p.a. and maturity in 2025; (ii) 2nd issuance of simple debentures of Parnaíba III Geração de Energia S.A. (succeeded by Parnaíba II, pursuant to Material Fact disclosed on October 1, 2018), in the amount of R\$ 246 million, with CDI cost + 2.95% p.a. and maturity in 2024; and (iii) Bank Credit Note with Banco Itaú Unibanco S.A. (onlending financing contracted with the National Bank for Economic and Social Development) in the total amount of R\$ 223 million, with cost of TJLP + 5.15% p.a. and maturity in 2027.

2. Operating Performance

The table below shows the operating performance of generation and Upstream segments. It should be noted that:

Net Variable Revenue (R\$/MWh): Total Variable Revenue, excluding revenues related to the reconfiguration of the FID and hedge of compensation costs due to unavailability (ADOMP), net of PIS/COFINS (9.25%) and R&D (1%), divided by net generation.

Variable Contractual Revenue (R\$/MWh): average unit variable cost (CVU) weighted by the monthly net generation, net of PIS/COFINS (9.25%) and R&D (1%).

Operating Data	3Q19	2Q19	1Q19	4Q18	3Q18	2Q18	1Q18
Itaqui							
Availability (%)	97%	100%	100%	100%	81%	85%	100%
Dispatch (%)	84%	0%	4%	35%	99%	24%	8%
Net generation (GWh)	582	0	27	247	559	170	52
Gross Generation (GWh)	657	0	31	279	632	193	59
Variable Net Revenue (R\$/MWh)	118.1	N.A	163.5	207.4	198.3	173.0	163.2
Variable contractual revenue (R\$/MWh)	118.4	133.8	150.2	208.1	197.8	175.8	163.4
Pecém II¹							
Availability (%)	43%	96%	99%	92%	94%	99%	100%
Dispatch (%)	88%	43%	51%	45%	98%	48%	77%
Net generation (GWh)	219	289	350	278	658	338	522
Gross Generation (GWh)	245	324	393	311	739	381	583
Variable Net Revenue (R\$/MWh)	125.1	194.3	214.5	243.8	208.9	174.7	171.4
Variable contractual revenue (R\$/MWh)	116.6	142.1	163.3	200.6	202.7	164.0	162.7
Parnaíba I							
Availability (%)	98%	99%	100%	99%	98%	89%	99%
Dispatch (%)	80%	0%	0%	28%	99%	22%	29%
Net generation (GWh)	1123	5	0	373	1364	287	392
Gross Generation (GWh)	1162	7	0	387	1417	300	407
Variable Net Revenue (R\$/MWh)	98.1	192.7	-	138.6	127.1	120.6	99.5
Variable contractual revenue (R\$/MWh)	96.0	111.4	117.3	131.6	119.3	112.2	98.3
Parnaíba II²							
Availability (%)	96%	99%	100%	98%	97%	79%	100%
Dispatch (%)	99%	32%	23%	66%	100%	41%	36%
Net generation (GWh)	1028	332	234	672	1033	411	378
Gross Generation (GWh)	1079	349	247	707	1088	436	397
Variable Net Revenue (R\$/MWh)	-	-	74.1	-	-	-	72.2
Variable contractual revenue (R\$/MWh)	72.3	72.3	72.1	72.6	69.1	69.1	69.1
Parnaíba III							
Availability (%)	99%	100%	100%	100%	98%	92%	100%
Dispatch (%)	23%	0%	0%	28%	99%	20%	0%
Net generation (GWh)	86	1	0	102	359	73	1
Gross Generation (GWh)	89	1	0	106	372	77	1
Variable Net Revenue (R\$/MWh)	198.1	114.1	-	190.6	187.7	185.4	230.6
Variable contractual revenue (R\$/MWh)	195.8	195.8	187.3	187.3	187.3	187.3	190.0
Parnaíba IV							
Availability (%)	95%	100%	100%	97%	92%	83%	97%
Dispatch (%)	83%	0%	0%	66%	99%	25%	29%
Net generation (GWh)	91	0	0	74	91	17	30
Gross Generation (GWh)	95	0	0	77	96	18	31
Variable Net Revenue (R\$/MWh)	0.0	-	-	-	-	-	-
Variable contractual revenue (R\$/MWh)	136.3	136.3	136.3	82.1	82.1	82.1	82.1
Upstream - Parnaíba Basin							
Dispatch UTG (%)	76%	9%	6%	38%	94%	26%	26%
Production (Bi m ³)	0.59	0.07	0.05	0.29	0.72	0.20	0.20
Remaining reserves (Bi m ³)	20.7	21.3	21.3	21.4	17.7	18.4	18.6

¹ From August 10, Pecém II TPPP started the major overhaul) became unavailable due to scheduled maintenance (NR-13 requirements and Major Overhaul of the turbine due to 4 years of active operation).

² During 3Q19 Parnaíba II TPP was in the inflexibility period, when it does not receive variable revenue by dispatch.

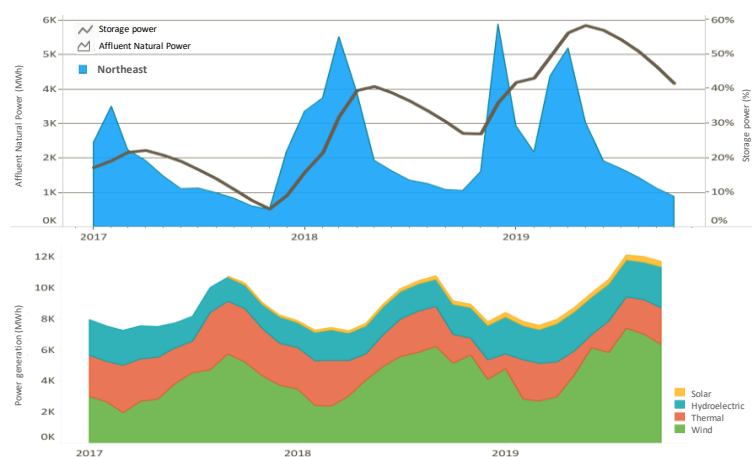
The North and Northeast subsystems had a fourth quarter of 2018 with positive hydrology and a regular first half of 2019, which contributed to the reservoir levels of the same subsystems in a very favorable position at the beginning of the second half of 2019 (July), including the Tucuruí HPP - the largest reservoir in the North and Northeast. In the Northeast, the observed level was the highest in recent years (55% versus 28% in the same period of 2018). In the North, the reservoir levels were also fuller, but with a smaller difference (74% versus 70% in 2018).

The wind source has added approximately 2GW/year of installed capacity to SIN, concentrated in the Northeast region, and this type of generation has a very well-defined annual seasonality and, historically, the best performing months are July, August and September.

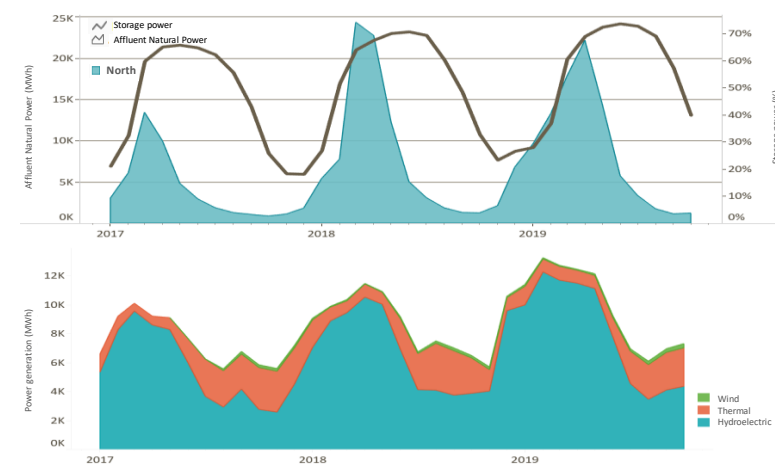
In 2019, wind power accounted for approximately 58% of generation in the Northeast and 38% in the accumulated North and Northeast regions.

These factors, coupled with the absence of significant growth in consumption over the past three years, caused a reduction in thermoelectric dispatch in the third quarter of 2019 compared to previous years.

Northeast energy balance 2017-2019



North energy balance 2017-2019



Source: Own elaboration based on data from ONS Daily Operation Bulletin.

2.1 Parnaíba Complex

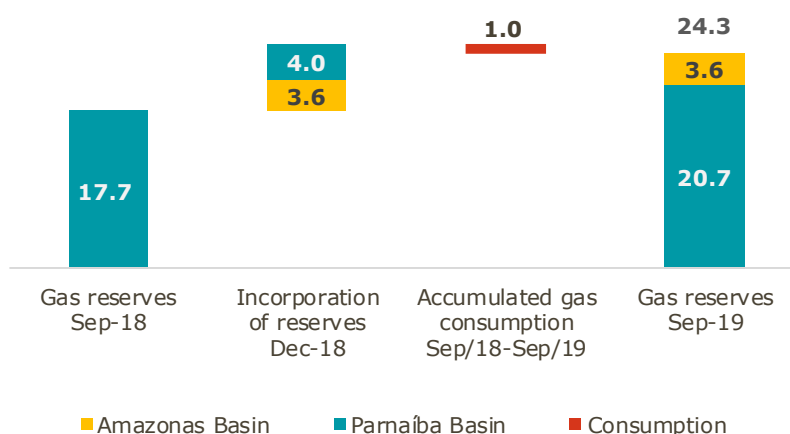
2.1.1 Natural Gas Thermal Generation

In 3Q19, the Company recorded 2,328 GWh net generation in Parnaíba Complex, with a weighted average dispatch of 80%, compared to 2,848 GWh net generation and 99% average dispatch in 3Q18.

2.1.2 Upstream (E&P)

In 3Q19, the Company produced 0.59 billion m³ of natural gas. In the same period, the Gas Treatment Unit (UTG) dispatch was 76%, compared to 94% in 3Q18.

The remaining reserves in Parnaíba Basin at the end of 3Q19 totaled 20.7 billion m³ (bcm). Including the Amazon Basin, the Company's remaining reserves totaled 24.3 billion m³ (bcm) at the end of the quarter.



The Company still has 2 outstanding Discovery Assessment Plans (PAD) in the R9 blocks, as shown in the following table.

PAD	Block	PAD Maturity
Fazenda Tianguar	PN-T-49	06/01/2021
Araguaína	PN-T-102	04/17/2020

In response to the Company's request to change the boundaries of Gavião Preto Field concession area (GVP) to incorporate the Angical PAD area (block PN-T-67), ANP requested the review of the GVP Development Plan, so as to consider the resulting final area. This review is under progress.

2.2 Coal Thermal Generation

Itaqui TPP recorded 582 GWh net generation and 84% average dispatch in 3Q19, compared to 559 GWh net generation and 99% average dispatch in 3Q18. Average availability was 97% in the quarter.

Pecém II TPP recorded 219 GWh net dispatch and 88% average dispatch in 3Q19, compared to 658 GWh net dispatch and 98% average dispatch in 3Q18. As of August 10, the plant has undergone preventive maintenance, including scheduled shutdown to occur every 35,000 operating hours, according to predefined schedule (major overhaul), and in compliance with NR-13 safety regulation requirements. As a result, the average TPP availability was 43% in the quarter.

3. Financial and Economic Performance

Consolidated Income Statement	3Q19	3Q18	%	9M19	9M18	%
Net Operating Revenues	858.3	1,122.0	-23.5%	2,025.4	2,560.4	-20.9%
Operating Costs	(569.5)	(685.1)	-16.9%	(1,193.5)	(1,541.7)	-22.6%
Depreciation and amortization	(114.5)	(124.1)	-7.7%	(286.4)	(319.3)	-10.3%
Operating Expenses	(86.3)	(90.3)	-4.3%	(252.0)	(243.6)	3.4%
Dry Wells	(6.4)	(14.4)	-55.8%	(32.9)	(19.3)	70.9%
Depreciation and amortization	(17.5)	(12.7)	37.2%	(58.5)	(38.2)	53.0%
EBITDA (excluding dry wells)	340.8	497.8	-31.5%	957.9	1,151.8	-16.8%
Other revenue/expenses	(4.4)	(1.3)	240.9%	10.3	193.4	-94.7%
Net Financial Result	(93.5)	(129.2)	-27.6%	(288.7)	(390.3)	-26.0%
Equity Income	(2.0)	(1.0)	98.7%	(3.1)	(5.7)	-45.4%
EBT	102.6	215.1	-52.3%	298.6	572.5	-47.8%
Current taxes	(5.9)	(27.3)	-78.3%	(22.9)	(51.7)	-55.8%
Deferred taxes	(7.1)	(12.2)	-41.8%	(41.1)	(104.9)	-60.8%
Minority Interest	(0.2)	(0.1)	171.6%	(0.7)	(0.9)	-16.3%
Net Income	89.8	175.7	-48.9%	235.4	416.8	-43.5%

Adjusted EBITDA	3Q19	3Q18	%	9M19	9M18	%
EBITDA (excluding dry wells)	340.8	497.8	-31.5%	957.9	1,151.8	-16.8%
Non-recurring Items	6.0	3.8	57.0%	10.4	(39.0)	N/A
Labor termination costs	1.2	0.6	107.9%	1.2	3.4	-64.4%
Bonus	-	-	N/A	-	(0.9)	N/A
Restructuring Consulting	-	0.6	N/A	0.8	2.4	-67.8%
Financial Advisory	-	2.5	N/A	-	9.8	N/A
Stock Options	1.2	-	N/A	4.9	1.4	254.5%
Amapari TPP demobilization	1.5	-	N/A	1.5	-	N/A
2014 and 2015 transmission tariff values reviewed	2.1	-	N/A	2.1	-	N/A
14th Round - Upstream (signature bonus and project co	-	-	N/A	-	(2.7)	N/A
Azulão Expenses	-	0.1	N/A	-	0.1	N/A
2013 Fixed Revenues Review - Pecém II	-	-	N/A	-	(39.9)	N/A
Recoveries of Electrical Sector (Teif/Teip) - Pecém II	-	-	N/A	-	(0.7)	N/A
Recoveries of Electrical Sector (Teif/Teip) - Itaquí	-	-	N/A	-	(6.5)	N/A
PIS/COFINS Credits (2013 to 2017) - Pecém II	-	-	N/A	-	(5.4)	N/A
Adjusted EBITDA	346.8	501.6	-30.9%	968.3	1,112.8	-13.0%
Adjusted EBITDA margin	40.4%	44.7%	-4.3 p.p.	47.8%	43.5%	4.3 p.p.

Adjusted Net Income	3T19	3T18	%	9M19	9M18	%
Net Income	89.8	175.7	-48.9%	235.4	416.8	-43.5%
Non-recurring Items	6.0	4.3	40.4%	10.4	(179.9)	N/A
EBITDA adjustments	6.0	3.8	57.0%	10.4	(39.0)	N/A
Fair value update - acquisition of Pecém II	-	0.4	N/A	-	(126.2)	N/A
Indexation - 2013 Fixed Revenues Review - Pecém II	-	-	N/A	-	(14.7)	N/A
Adjusted Net Income	95.8	179.9	-46.8%	245.8	236.9	3.8%

¹ As of 1Q18, following IFRS18 guideline, unavailability penalties (ADOMP) are accounted for as revenue deductions

² Adjusted EBITDA margin = Adjusted Ebitda/ Net Operating Revenue excluding non-recurring items

Consolidated EBITDA adjusted to exclude non-recurring events totaled R\$ 346.8 million in 3Q19, a 30.9% decrease compared to 3Q18.

3Q19 was marked by low dispatch, atypical for the third quarter of the year, given the usual seasonality of rainfall in the country. In Parnaíba Complex, the net generation fell 18.3% comparing to 3Q18 and, as a result, gas production was 18.1% lower. Due to lower dispatch, Complex's EBITDA totaled R\$ 284.4 million, a decrease of 24.3% over 3Q18. Additionally, the negative variation in the Complex's EBITDA, comparing to 3T18, is also justified by: (i) the reduction in variable margin of Parnaíba I due to the drop in the price of Henry Hub, the plant's CVU index; (ii) the decrease in average PLD, with an impact on energy revenues liquidated in the short-term market; and (iii) the positive result in 3Q18 of the hedge operation for submarket mismatch held by Parnaíba IV.

In coal generation, EBITDA totaled R\$ 85.5 million, impacted by (i) the deterioration of variable margins due to the lag in the average cost compared to the remunerated cost via plants' CVU; and (ii) the ADOMP hedge result net of penalties incurred, which was negative by R\$ 5.5 million in 3Q19 versus positive by R\$ 9.1 million in 3Q18.

The Company's adjusted net income totaled R\$ 95.8 million, down 46.8% over 3Q18, impacted by the reduction in EBITDA, even considering the better reported financial result.

3.1. Consolidated Cash Flow

Free Cash Flow (R\$ million)	3Q19	3Q18	%	9M19	9M18	%
EBITDA	340.8	497.8	-31.5%	957.9	1,151.8	-16.8%
(+) Changes in Working Capital	(62.2)	(166.3)	-62.6%	(170.7)	(164.9)	3.5%
(+) Income Tax	(6.7)	(17.7)	-62.0%	(22.7)	(41.2)	-44.8%
(+) Other Assets & Liabilities	63.0	46.1	36.9%	100.7	5.6	1698.9%
Cash Flow from Operating Activities	334.9	359.8	-6.9%	865.1	951.3	-9.1%
Cash Flow from Investing Activities	(286.7)	(49.8)	475.4%	(566.5)	(413.8)	36.9%
Cash Flow from Financing Activities	(165.7)	(118.4)	39.9%	(187.7)	(712.5)	-73.7%
New Debt and Others	(0.0)	29.9	N/A	2,000.0	439.9	354.6%
Debt amortization	(40.1)	(62.6)	-36.0%	(1,798.5)	(913.8)	96.8%
Interest	(36.1)	(94.1)	-61.7%	(187.7)	(262.3)	-28.5%
Other	(89.5)	8.4	N/A	(201.5)	23.7	N/A
Total Cash Position	1,504.5	870.8	72.8%	1,504.5	870.8	72.8%

In 3Q19, operating cash flow totaled R\$ 334.9 million, impacted by the acceleration of the dispatch in July, which increased the balance of accounts receivable and taxes payable.

Cash flow from investing activities was negative by R\$ 286.7 million, mainly due to disbursements in the quarter related to the projects under construction, Parnaíba V and Azulão-Jaguatirica, of R\$ 94.1 million and R\$ 130.7 million, respectively.

Cash flow from financing activities was negative by 165.7 million. Amortization of interest and principal totaled R\$ 76.2 million in the quarter, reflecting the cost reduction and term extension of the debt of the gas segment subsidiaries, completed in 4Q18. The flow was also impacted by the constitution of a reserve account, as contractually provided for in the guarantee package of the 1st issue of Parnaíba I debentures, in the amount of R\$ 81.6 million.

ENEVA ended 3Q19 with a consolidated cash position of R\$ 1,504.5 million, excluding the balance of deposits linked to the Company's loans agreements, in the amount of R\$ 260.2 million.

3.2 Economic-Financial Performance per Segment

In the segment-adjusted EBITDA calculation, only the non-recurring effects with impact on the Company's consolidated results are excluded.

3.2.1 Parnaíba Complex

3.2.1.1 Natural Gas Thermal Generation

This segment is composed of subsidiaries Parnaíba I Geração de Energia S.A., Parnaíba II Geração de Energia S.A. (composed of Parnaíba II Geração de Energia S.A., Parnaíba III Geração de Energia S.A. and Parnaíba IV Geração de Energia S.A.), Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A. (PGC) and Azulão Geração de Energia S.A.. Parnaíba V TPP project has been developed by Parnaíba Geração e Comercialização de Energia S.A.

Income Statement - Gas-Thermal Generation (R\$ million)	3Q19	3Q18	%	9M19	9M18	%
Gross Operating Revenues	548.7	684.7	-19.9%	1,207.8	1,540.6	-21.6%
Fixed Revenues	311.3	297.0	4.8%	932.6	891.1	4.6%
Variable Revenues	237.4	387.7	-38.8%	275.3	649.5	-57.6%
CCEAR ¹	133.4	253.1	-47.3%	158.3	395.5	-60.0%
Short Term market	104.0	134.6	-22.7%	117.0	253.9	-53.9%
Reestablishment of commercial backing (FID)	56.2	18.0	212.3%	66.1	37.5	76.4%
Hedge ADOMP	16.4	47.6	-65.6%	16.4	83.7	-80.4%
Others	31.4	69.0	-54.5%	34.5	132.7	-74.0%
Deductions from Gross Revenues	(59.9)	(90.3)	-33.7%	(126.8)	(186.0)	-31.8%
Unavailability (ADOMP)	(4.5)	(20.3)	-78.0%	(4.4)	(27.5)	-83.8%
Net Operating Revenues	488.8	594.3	-17.8%	1,081.1	1,354.6	-20.2%
Operating Costs	(432.1)	(478.8)	-9.8%	(743.0)	(989.7)	-24.9%
Fixed Costs	(138.3)	(81.9)	68.7%	(336.3)	(256.4)	31.2%
Transmission and regulatory charges	(21.6)	(20.2)	6.7%	(61.4)	(60.8)	0.9%
O&M	(25.7)	(25.7)	0.0%	(73.8)	(69.2)	6.7%
GTU fixed lease	(90.9)	(54.6)	66.5%	(201.1)	(177.7)	13.2%
Others	-	18.6	N/A	-	51.3	N/A
Variable Costs	(264.7)	(368.1)	-28.1%	(318.8)	(646.9)	-50.7%
Fuel (natural gas)	(174.7)	(213.9)	-18.3%	(207.9)	(327.1)	-36.5%
Gasmar - Gas distribution tariff	(13.4)	(16.5)	-19.1%	(16.7)	(24.8)	-32.6%
GTU variable lease	(8.1)	(62.7)	-87.1%	(8.1)	(76.7)	-89.5%
Reestablishment of commercial backing (FID)	(49.8)	(15.7)	217.1%	(58.6)	(32.4)	81.1%
Hedge ADOMP	(16.6)	(28.0)	-40.7%	(16.6)	(66.0)	-74.9%
Trading (P.IV)	1.0	(26.0)	N/A	0.1	(98.2)	N/A
Others	(3.1)	(5.3)	-40.4%	(11.0)	(21.7)	-49.4%
Depreciation and Amortization	(29.2)	(28.8)	1.4%	(88.0)	(86.4)	1.8%
Operating Expenses	(7.6)	(7.2)	5.2%	(17.9)	(20.8)	-13.9%
SG&A	(7.6)	(6.9)	10.0%	(18.1)	(19.4)	-6.4%
Depreciation and Amortization	(0.1)	(0.4)	-83.3%	0.2	(1.5)	N/A
EBITDA	78.3	137.4	-43.1%	407.9	432.0	-5.6%
Non-recurring Adjustments	2.1	-	N/A	2.1	-	N/A
2014 and 2015 transmission tariff values reviewed	2.1	-	N/A	2.1	-	N/A
Adjusted EBITDA	80.3	137.4	-41.5%	410.0	432.0	-5.1%
Adjusted EBITDA Margin (%)	16.4%	23.1%	-6.7 p.p.	37.9%	31.9%	6.0 p.p.

¹ CCEAR = Regulated Market Power Purchase Agreement

It is worth mentioning that Parnaíba IV lease agreement by the mining company Kinross ended on December 2018. Given the particularities of this agreement, in the analysis of the performance of the gas generation segment, it is important to take into account the manner of accounting for revenues and related expenses, as explained below.

Net operating revenue from the Natural Gas Thermal Generation segment totaled R\$ 488.8 million in 3Q19, a 17.8% decrease compared to 3Q18, comprising:

- (i) Fixed gross revenue pursuant to Regulated Environment Energy Trading Agreements (CCEARs) in the amount of R\$ 311.3 million, an increase of 4.8% over 3Q18, resulting from the annual contractual adjustment by the IPCA, on November 2018;
- (ii) Contractual variable gross revenue (CVU, as defined in the CCEAR) in the amount of R\$ 133.4 million, related to net generation in the regulated environment. The 47.3% decrease compared to 3Q18 revenue was due to the lower dispatch of Parnaíba I and III plants in the quarter. Additionally, Parnaíba I variable revenue was negatively impacted by the drop in Henry Hub, the plant's CVU indexer. In 3Q19 and 3Q18, Paranaíba II was in the inflexibility period, when the generation of the plant is not entitled to receive the CVU.

ACR Net Generation (GWh)	3Q19	3T18
Parnaíba I	1,123	1,364
Parnaíba II	1,028	1,033
Parnaíba III	86	359
TOTAL	2,237	2,757

- (iii) Gross revenue referring to the restatement of the collateral – FID in the amount of R\$ 56.2 million, compared to R\$ 18.0 million in 3Q18, with practically no effect on EBITDA due to the equivalent compensation costs;
- (iv) Gross revenue related to hedging operations of compensation costs for unavailability (ADOMP), in the amount of R\$ 16.4 million compared to R\$ 47.6 million in 3Q18;
- (v) Other revenues, in the amount of R\$ 31.4 million, related to the settlement in the short-term market of energy generated above the contractual commitment in Parnaíba I, II and III plants (totaling R\$ 12.2 million in 3Q19), and the settlement to PLD of the energy generated by Parnaíba IV plant (R\$ 18.6 million), which has been operating merchant since January 2019. In the quarter, Parnaíba IV's dispatch was 83%, with net generation of 91 GWh. In addition to the reduction in the volume of energy generated and, consequently, the volume that can be settled in the short-term market, the Other Revenues was negatively impacted by the drop in average PLD in 3Q19 vs 3Q18. Additionally, in 3Q18, the Other Revenues was also impacted by the revenue of R\$ 37.3 million, arising from the settlement in the short-term market of energy purchased in the SE submarket to hedge the risk of submarket mismatch of the energy trading agreement of Parnaíba IV, which ended on December, 2018.

(vi) Deductions on gross revenue (taxes, charges and costs for unavailability – ADOMP – penalties), in the amount of R\$ 59.9 million, a 33.7% decrease compared to 3Q18.

Segment **operating costs**, excluding depreciation and amortization, totaled R\$ 402.9 million in 3Q19, 10.5% down on 3Q18.

Fixed cost: totaled R\$ 138.3 million in 3Q19, an increase of 68.7% or R\$ 56.3 million over 3Q18, basically due to:

- (i) Increase of R\$ 36.3 million due to back adjustment of Parnaíba III fixed lease, from January to September 2019. In 3Q19, R\$ 23.8 million in Parnaíba III fixed lease were recorded for the months of January to June 2019;
- (ii) Termination of Parnaíba IV lease agreement with the mining company Kinross on December 2018. Revenue from this agreement, which in 3Q18 was R\$ 18.6 million, was accounted for as a fixed cost reduction.

Variable cost: totaled R\$ 264.7 million in 3Q19, a reduction of 28.1% or R\$ 103.4 million, mainly impacted by:

- (i) Dispatch reduction compared to 3Q18, impacting fuel costs (-R\$ 39.2 million), costs paid to Gasmar for the gas distribution service (-R\$ 3.2 million) and variable costs of the UTG (Gas Treatment Unit) leasing, related to fuel supply agreements (-R\$ 54.6 million);
- (ii) Increase of R\$ 34.1 million in costs with energy purchased for collateral reconstitution – FID, which in 3Q19 totaled R\$ 49.8 million, with an equivalent counterpart in revenue;
- (iii) Reduction of R\$ 11.4 million in costs related to hedging operations of compensation costs for unavailability (ADOMP), totaling R\$ 16.6 million in 3Q19;
- (iv) With the expiration on December 2018 of Parnaíba IV energy trading agreement, the variable cost was no longer impacted by:
 - Costs of acquisition in the short-term energy market in the SE submarket to hedge the risk of submarket mismatch, which in 3Q18 totaled R\$ 20.5 million; and
 - Costs related to the reimbursement of the volume of energy generated below the contractual obligation, which in 3Q18 totaled R\$ 5.5 million.

Operating expenses (SG&A), excluding depreciation and amortization, totaled R\$ 7.6 million in the quarter. In the Parnaíba Complex, the TPP's SG& remained in line with 3Q18.

The **Adjusted EBITDA** for the segment totaled R\$ 80.3 million in 3Q19, a 41.5% negative variation over 3Q18, mainly due to: (i) the reduction in energy generated by the plants due to the drop in the dispatch requested by ONS; (ii) the back adjustment of Parnaíba III fixed lease costs made in September (impact of R\$ 23.8 million from January to June 2019). It is noteworthy that the fixed lease only impacts the generation segment result alone. In Parnaíba Complex (generation + upstream) analysis, this release is eliminated; (iii) the reduction in Parnaíba I variable margin due to the drop in the price of Henry Hub, the plant's CVU index; (iv) the decrease in average PLD, with an impact on short-term liquidated energy revenues; and (v) the positive result, in 3Q18, of R\$ 13.1

million with the hedging operation of Parnaíba IV's energy trading agreement submarket mismatch risk.

3.2.1.2. Upstream (E&P)

This segment is comprised of the subsidiary Parnaíba Gás Natural S.A. (PGN) and Parnaíba B.V.. Although PGN was incorporated into Eneva S.A. in the last quarter of 2018, Upstream results are presented separately to facilitate segment performance analysis.

Income Statement - Upstream (R\$ million)	3Q19	3Q18	%	9M19	9M18	%
Gross Operating Revenues	298.9	367.3	-18.6%	462.6	648.5	-28.7%
Fixed Revenues	100.1	62.1	61.1%	226.7	202.5	11.9%
Variable Revenues	198.8	305.2	-34.9%	236.0	446.0	-47.1%
Gas Contract Sales	188.6	234.9	-19.7%	225.0	360.0	-37.5%
Variable leasing Contract	8.7	69.1	-87.5%	8.7	84.5	-89.8%
Condensate Sales and Others	1.5	1.2	22.5%	2.3	1.5	48.1%
Deductions from Gross Revenues	(34.1)	(48.3)	-29.5%	(50.4)	(82.6)	-39.0%
Net Operating Revenues	264.8	319.0	-17.0%	412.3	565.9	-27.2%
Operating Costs	(79.0)	(104.8)	-24.6%	(138.7)	(208.2)	-33.4%
Fixed Costs	(15.1)	(13.3)	13.4%	(40.7)	(46.4)	-12.4%
O&M Cost (OPEX)	(15.1)	(13.3)	13.4%	(40.7)	(46.4)	-12.4%
Variable Costs	(23.2)	(42.5)	-45.4%	(33.8)	(68.1)	-50.3%
Government Contribution	(21.7)	(38.5)	-43.6%	(27.5)	(57.9)	-52.5%
Lifting Cost/Compression	(1.5)	(4.0)	-62.4%	(6.3)	(10.2)	-38.2%
Depreciation and Amortization	(40.6)	(48.9)	-17.0%	(64.2)	(93.7)	-31.5%
Operating Expenses	(35.8)	(44.1)	-19.0%	(104.0)	(110.3)	-5.8%
Exploration Expenses_Geology and geophysics (G&G)	(20.7)	(33.6)	-38.6%	(67.6)	(80.6)	-16.1%
Dry Wells	(6.4)	(14.4)	-55.8%	(32.9)	(19.3)	70.9%
SG&A	(6.5)	(5.6)	16.0%	(15.7)	(16.2)	-2.7%
Depreciation and Amortization	(8.6)	(4.9)	75.2%	(20.6)	(13.6)	51.5%
EBITDA (excluding dry wells)	205.6	238.3	-13.7%	287.4	374.0	-23.2%
Non-recurring items	-	0.1	N/A	-	(2.6)	N/A
14th Round - Upstream (signature bonus and project c	-	-	N/A	-	(2.7)	N/A
Azulão Expenses	-	0.1	N/A	-	0.1	N/A
Adjusted EBITDA	205.6	238.3	-13.7%	287.4	371.4	-22.6%
Adjusted EBITDA Margin	77.7%	74.7%	2.9 p.p.	69.7%	65.6%	4.1 p.p.

Net operating revenue from the Upstream segment totaled R\$ 264.8 million in 3Q19, a 17.0% decrease compared to 3Q18, mainly explained by the lower dispatch of gas plants (80% in 3Q19 versus 99% in 3Q18), impacting the segment's variable revenue. This reduction was partially offset by the 61.1% increase in fixed gross revenue in 3Q19 versus 3Q18 due to the back adjustment to January 2019 of Parnaíba III fixed lease, performed only in that quarter, as explained above.

Segment **operating costs**, excluding depreciation and amortization, totaled R\$ 38.4 million in 3Q19, a 31.3% decrease compared to 3Q18, mainly impacted by:

- (i) Increase in O&M costs, in the amount of R\$ 1.8 million, mainly due to the implementation of leak detection and repair program with audit recommendations to comply with environmental, occupational health and safety standards and legislation;

- (ii) R\$ 16.8 million reduction in cost with government stake, due to lower gas production in the period. In 3Q19, UTG's average dispatch was 76%, with natural gas production of 0.59 billion m³, compared to an average dispatch of 94% and natural gas production of 0.72 billion m³ in 3Q18.
- (iii) Reduction of R\$ 2.5 million in cost with compressors, due to the new IFRS 16 rule, which reviewed the accounting of lease agreements.

Upstream **operating expenses**, excluding depreciation and amortization, totaled R\$ 27.2 million in 3Q19, a decrease of 30.7%, mainly impacted by: (i) lower exploration expenses, due to the conclusion of the seismic campaign that was in course in 3Q18; (ii) lower expenses with dry wells, totaling R\$ 6.4 million in 3Q19 versus R\$ 14.4 million in 3Q18; and (iii) increase in SG&A due to expenses with the acquisition of geophysical data for the ANP Permanent Offer, partially offset by the lower allocation of technical staff compared to 3Q18.

Adjusted EBITDA totaled R\$ 205.6 million in 3Q19, down 13.7% from 3Q18, mainly due to the lower dispatch of Parnaíba Complex thermoelectric plants, partially offset by the back adjustment of the fixed lease paid by Parnaíba III to the Upstream segment.

3.2.2 Coal Thermal Generation

This segment is composed of subsidiaries Itaqui Geração de Energia S.A. and Pecém II Geração de Energia S.A.. As of April 2018, the Company now holds 100% of the shares of Pecém II Participações S.A., the sole shareholder of Pecém II Geração de Energia S.A.. As a result, Pecém II results, which were previously accounted for pursuant to the Equity Method of Accounting, are now consolidated. The following historical financial statements are presented on a pro forma basis, including Pecém II.

Income Statement - Coal-Thermal Generation (R\$ million)	3Q19	3Q18	%	9M19	9M18	%
Gross Operating Revenues	381.9	543.7	-29.8%	980.3	1,234.9	-20.6%
Fixed Revenues	203.1	194.9	4.2%	610.9	628.2	-2.8%
Variable Revenues	178.8	348.7	-48.7%	369.4	606.7	-39.1%
CCEAR ¹	107.3	278.3	-61.5%	134.6	485.3	-72.3%
Short Term market	71.5	70.4	1.5%	234.8	121.4	93.5%
Reestablishment of commercial backing (FID)	49.7	24.9	99.6%	89.0	51.2	73.7%
Hedge ADOMP	21.8	46.8	-53.3%	21.8	69.8	-68.7%
Other	(0.1)	(1.3)	-92.0%	124.0	0.4	N/A
Deductions from Gross Revenues	(44.9)	(75.3)	-40.4%	(106.6)	(148.4)	-28.1%
Unavailability (ADOMP)	(5.6)	(19.3)	-70.8%	(5.5)	(20.2)	-72.5%
Net Operating Revenues	336.9	468.3	-28.1%	873.7	1,086.6	-19.6%
Operating Costs	(292.7)	(374.4)	-21.8%	(654.4)	(802.3)	-18.4%
Fixed Costs	(60.5)	(58.1)	4.2%	(172.7)	(163.1)	5.9%
Transmission and regulatory charges	(13.6)	(12.9)	6.0%	(39.0)	(37.7)	3.3%
O&M	(46.9)	(45.2)	3.7%	(133.7)	(125.3)	6.6%
Variable Costs	(185.3)	(270.0)	-31.4%	(341.7)	(500.1)	-31.7%
Fuel (natural gas)	(113.4)	(224.1)	-49.4%	(223.4)	(407.7)	-45.2%
Reestablishment of commercial backing (FID)	(45.6)	(21.5)	111.7%	(80.2)	(45.9)	75.0%
Hedge ADOMP	(19.4)	(13.6)	42.9%	(19.4)	(24.8)	-21.6%
Other	(6.9)	(10.8)	-35.9%	(18.6)	(21.7)	-14.2%
Depreciation and Amortization	(46.8)	(46.3)	1.0%	(140.0)	(139.1)	0.6%
Operating Expenses	(5.8)	(6.0)	-3.5%	(16.9)	(19.2)	-11.9%
SG&A	(5.6)	(5.8)	-4.1%	(16.0)	(18.7)	-14.2%
Depreciation and Amortization	(0.2)	(0.2)	16.7%	(0.9)	(0.5)	68.3%
EBITDA	85.5	134.4	-36.4%	343.3	404.7	-15.2%
Non-recurring items	-	-	N/A	-	(52.5)	N/A
2013 Fixed Revenues Review - Pecém II	-	-	N/A	-	(39.9)	N/A
Recoveries of Electrical Sector (Teif/Teip) - Pecém I	-	-	N/A	-	(0.7)	N/A
Recoveries of Electrical Sector (Teif/Teip) - Itaqui	-	-	N/A	-	(6.5)	N/A
PIS/COFINS Credits (2013 to 2017) - Pecém II	-	-	N/A	-	(5.4)	N/A
Adjusted EBITDA	85.5	134.4	-36.4%	343.3	352.2	-2.5%
Adjusted EBITDA Margin (%)	25.4%	28.7%	-3.3 p.p.	39.3%	32.4%	6.9 p.p.

¹ CCEAR = Regulated Market Power Purchase Agreement

The **net operating revenue** totaled R\$ 336,9 million in 3Q19, a 28.1% reduction compared to 3Q18, comprising:

- Fixed gross revenue under the CCEAR in the amount of R\$ 203.1 million, an increase of 4.2% in relation to 3Q18, due the annual contractual restatement for inflation (IPCA);
- Contractual variable gross revenue (CVU, as defined in the CCEAR) of R\$ 107.3 million, compared to R\$ 278.3 million in the same period of the previous year. The decrease is due to: (i) the lower dispatch of plants in 3Q19 compared to 3Q18 (Itaqui: 84% versus 99%; Pecém II: 88% versus 98%); (ii) the Pecém II scheduled maintenance shutdown, performed approximately every

35,000 hours of operation, according to the defined schedule (major overhaul), which lasted approximately 60 days, during which the plant was unavailable; and (iii) the fall in the international coal price (CIF-ARA) compared to 3Q18. The CIF-ARA is the index for calculating the fuel component in the CVU of the Company's coal plants;

- (iii) Variable revenue in the short-term market in the amount of R\$ 71.5 million, in line with 3Q18, with R\$ 49.7 million in gross revenue referring to the reconstitution of the collateral (FID), versus R\$ 24.9 million in 3Q18, and R\$ 21.8 million in gross revenue from hedging operations of compensation costs for unavailability (ADOMP), versus R\$ 46.8 million in 3Q18;
- (iv) Deductions on the gross revenue (taxes, charges and costs for unavailability (ADOMP) penalties, in the amount of R\$ 44.9 million.

Operating costs, excluding depreciation and amortization, totaled R\$ 245.8 million in 3Q19, a 40.4% decrease over the same period last year, mainly impacted by:

Fixed cost:

Fixed costs totaled R\$ 60.5 million in 3Q19, an increase of 4.2% or R\$ 2.5 million over 3Q18, mainly due to:

- (i) Increase of R\$ 3.2 million in Pecém II Operating & Maintenance fixed costs, mainly due to the higher relative allocation of coal belt operating and maintenance costs to fixed costs. The accounting rule states that in the months when there is no unloading of coal from vessels, wake costs shall be allocated to fixed operating costs. In the months of unloading, these costs make up the average cost of coal stock, impacting variable costs. In 3Q19, there were unloads in 2 months compared to 1 month in 3Q18.
- (ii) The increase in fixed O&M costs in Pecém II was partially offset by the R\$ 1.6 million decrease in Itaquí Operation & Maintenance fixed costs, due to lower administrative, maintenance, and safety and health costs.

Variable cost:

Variable costs totaled R\$ 185.3 million in 3Q19, a decrease of 31.4% or R\$ 84.7 million compared to 3Q18, impacted by:

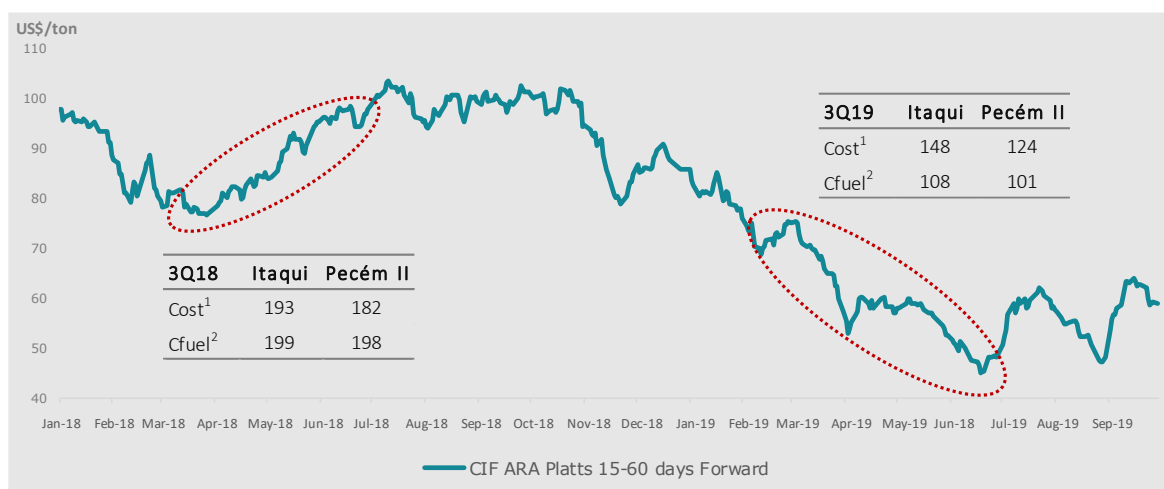
- (i) 49.4% decrease in fuel costs and 35.9% in other variable costs associated with generation, both due to the lower dispatch scheduled by ONS compared to 3Q18 and the scheduled maintenance shutdown of Pecém II;
- (ii) Increase of R\$ 24.1 million in costs with energy acquired to collateral reconstitution – FID (based on the variable average for the past 60 months, reference August 2018) totaled R\$ 45.6 million in 3Q19, with corresponding entry in revenue;
- (iii) Increase of R\$ 5.8 million with costs related to hedging operations of compensation costs for unavailability (ADOMP), which totaled R\$ 19.4 million in 3Q19.

Operating expenses, excluding depreciation and amortization, totaled R\$ 5.6 million in 3Q19, in line with 3Q18.

Adjusted EBITDA, excluding non-recurring impacts, totaled R\$ 85.5 million in the quarter, a decrease of 36.4% compared to 3Q18, mainly impacted by the deterioration of variable margins due to the lag in the average cost of storage compared to the value remunerated via TPPs's CVU. In 3Q18, the effect of the lagging in the average cost of storage and the price of the commodity in the international market was opposite to that observed in the current quarter, which in turn increased the negative variation of EBITDA 3Q19 versus 3Q18. The ADOMP hedge result net of penalties incurred also contributed to the EBITDA reduction, which was negative by R\$ 5.5 million in 3Q19 versus positive by R\$ 9.1 million in 3Q18.

The chart below shows the commodity price movements (CIF-ARA) in the international market in 2018 and 2019, highlighting the difference between the average cost of coal storage of each TPP and the cost of fuel remunerated via contract (CVU). As can be seen, in 3Q19, the movement was the opposite of 3Q18.

Evolution of CIF-ARA (USD/ton)



1 Average cost of storage coal consumed by the plant (R\$/MWh), weighted by net generation in the quarter.

2 Cost of fuel considered in the plant's variable contractual revenue - CVU (R\$/MWh), weighted by net generation in the quarter.

3.2.3 Energy Trading

This segment is composed of the indirect subsidiary ENEVA Comercializadora de Energia Ltda.

Income Statement – Energy Trading (R\$ million)	3Q19	3Q18	%	9M19	9M18	%
Net Operating Revenues	153.6	161.0	-4.6%	234.6	374.9	-37.4%
Operating Costs	(151.0)	(148.0)	2.0%	(231.6)	(363.3)	-36.3%
Power acquired for resale	(150.9)	(148.0)	2.0%	(231.4)	(363.0)	-36.3%
Other	(0.0)	(0.1)	-39.4%	(0.2)	(0.3)	-32.9%
Operating Expenses	(1.3)	(0.9)	43.1%	(3.5)	(2.4)	45.7%
SG&A	(1.3)	(0.9)	43.8%	(3.4)	(2.4)	45.6%
Depreciation and Amortization	(0.0)	(0.0)	-6.9%	(0.0)	(0.0)	48.0%
EBITDA	1.4	12.1	-88.7%	(0.4)	9.2	N/A
Non-recurring items	-	-	N/A	-	-	N/A
Adjusted EBITDA	1.4	12.1	-88.7%	(0.4)	9.2	N/A
% Adjusted EBITDA Margin	0.9%	7.5%	-6.6 p.p.	-0.2%	2.5%	-2.6 p.p.

Net operating revenue from the trading segment totaled R\$ 153.6 million in 3Q19, a 4.6% decrease compared to 3Q18, mainly due to the decrease in the SE/CO submarket average PLD in the period (R\$ 214.07/MWh in 3Q19 compared to R\$ 494.61/MWh in 3Q18) and the reduction in the volume of energy traded in the quarter, which totaled 1,503 GWh, compared to 1,622 GWh in 3Q18.

Throughout 2019, Eneva Comercializadora has been undergoing a restructuring, which justifies the increase of SG&A, seeking to align with the Company's strategy. This implied a significant reduction in trading volume until credit risk and market risk policies were improved. In 3Q19, the **Adjusted EBITDA** totaled R\$ 1.4 million.

3.2.4 Holding & Other

This segment is comprised of the holding companies ENEVA S.A. and ENEVA Participações S.A., as well as subsidiaries created for the development of projects. In 4Q18, Eneva S.A. incorporated Parnaíba Gás Natural S.A. (PGN). However, in order to allow for a better analysis of the performance of the Company's business segments, we decided to continue presenting the results of the Upstream segment separately.

Income Statement – Holding & Other <i>(R\$ million)</i>	3Q19	3Q18	%	9M19	9M18	%
Net Operating Revenues	0.21	0.24	-11.3%	0.27	0.35	-21.0%
Operating Costs	-	-	N/A	- 0.11	- 0.05	141.1%
Operating Expenses	(32.4)	(25.5)	27.0%	(93.6)	(71.0)	31.9%
SG&A	(27.2)	(24.7)	10.5%	(72.6)	(68.3)	6.3%
Depreciation and Amortization	(5.2)	(0.9)	492.1%	(21.0)	(2.7)	688.0%
EBITDA	(27.0)	(24.4)	10.7%	(72.4)	(68.0)	6.5%
Non-recurring items	3.9	3.7	4.9%	8.4	16.1	-48.0%
Labor termination costs	1.2	0.6	107.9%	1.2	3.4	-64.4%
Bonus	-	-	N/A	-	(0.9)	N/A
Restructuring Consulting	-	0.6	N/A	0.8	2.4	-67.8%
Financial Advisory	-	2.5	N/A	-	9.8	N/A
Stock Options	1.2	-	N/A	4.9	1.4	254.5%
Amapari TPP demobilization	1.5	-	N/A	1.5	-	N/A
Adjusted EBITDA	(23.1)	(20.7)	11.7%	(64.1)	(51.9)	23.4%

The operating expenses of the segment, excluding depreciation and amortization, totaled R\$ 27.2 million in 3Q19, an increase of 10.5% over the amount reported in 3Q18. In the quarter, non-recurring impacts totaled R\$ 3.9 million, of which R\$ 1.2 million in labor expenses, R\$ 1.2 million in stock option tax payments and R\$ 1.5 million in expenses related to the demobilization of Amapari. Excluding the non-recurring effects of the periods presented, operating expenses (SG&A) increased by R\$ 2.4 million, mainly due to contributions to sector associations, and higher expenses with personnel and IT services, due to the growth of the Company's contracted capacity over the past year.

3.2.5 Consolidated Financial Result

Net Financial Result (R\$ million)	3Q19	3Q18	%	9M19	9M18	%
Financial Revenues	32.7	24.6	32.8%	101.4	74.4	36.2%
Income from financial investments	27.1	15.1	79.1%	78.3	46.7	67.5%
Fines and interest earned	2.3	5.9	-60.3%	4.7	13.5	-65.3%
Interest from related parties	0.4	0.8	-50.9%	1.1	1.5	-25.0%
Interest on debentures	-	-	N/A	-	-	N/A
Other	2.8	2.8	1.8%	17.2	12.6	36.9%
Financial Expenses	(126.2)	(153.8)	-18.0%	(390.0)	(464.7)	-16.1%
Fines interest	(2.1)	(4.5)	-52.9%	(2.9)	(14.3)	-79.4%
Debt charges	(44.0)	(100.2)	-56.1%	(192.8)	(308.3)	-37.5%
Interest from related parties	(0.2)	-	N/A	(0.5)	-	N/A
Interest on provisions for abandonment	(0.7)	(1.1)	-37.2%	(4.1)	(5.1)	-18.2%
Fees and emoluments	(0.6)	(2.2)	-72.6%	(1.9)	(27.3)	-93.2%
IOF/IOC	(0.6)	(0.9)	-31.4%	(2.8)	(2.6)	6.6%
Debentures Cost	(67.6)	(18.5)	264.9%	(152.7)	(48.3)	216.1%
Other	(8.3)	(16.5)	-49.7%	(31.2)	(32.7)	-4.7%
Exchange and monetary variation	0.6	(9.9)	N/A	(16.2)	(24.5)	-34.1%
Losses/gains on derivatives	(2.6)	0.0	N/A	15.0	(1.5)	N/A
Net Financial Income (Expense)	(93.5)	(129.2)	-27.6%	(288.7)	(390.3)	-26.0%

In 3Q19, ENEVA recorded a negative net financial result of R\$ 93.5 million, compared to a negative result of R\$ 129.2 million in 3Q18.

Financial revenues totaled R\$ 32.7 million in the quarter, an increase of 32.8% over 3Q18, mainly due to the increase in revenues from financial investments, due to the higher consolidated cash position.

Financial expenses totaled R\$ 126.2 million in 3Q19, a decrease of 18.0% over 3Q18, with the following highlights:

- (i) Reduction in debt charges, mainly due to the settlement of debts in Parnaíba I and PGN in 4Q18, and the settlement of the remaining debts of the judicial recovery in 2Q19;
- (ii) Increase in expenses with interest on debentures, mainly due to the issuance of debentures of Parnaíba I and II concluded at the end of 2018, and the issuance of debentures in the Holding company concluded in 2Q19;
- (iii) Reduction in Other Financial Expenses, mainly due to the impact in 3Q18 of the financial adjustment of the energy purchase and sale agreement of Eneva Comercializadora de Energia, which increased the expenses in that period in the amount of R\$ 11.4 million; and
- (iv) Reduction of expenses with exchange and monetary variation, basically due to the settlement of debts expressed in foreign currency.

4. Investments

Consolidated investment totaled R\$ 359.8 million in 3Q19 (versus R\$ 46.0 million in 3Q18), 69% of which related to the ongoing construction of Parnaíba V TPP (R\$ 104.5 million) and the integrated Azulão-Jaguaririca project (R\$ 144.0 million).

From the total investments in 3Q19, the following stands out:

- **Coal thermoelectric plants:** Start of the preventive maintenance of the plant (major overhaul) and upgrade of turbine automation; Itaquí: turbine automation upgrade; revitalization of seawater pretreatment; and renovation of the slopes.
- **Gas thermoelectric plants:** Conclusion of the gas turbine parts recovery service of Parnaíba I TPP; Preparation of the scheduled maintenance of Parnaíba III gas turbine and revitalization of Parnaíba IV and Parnaíba III engine.
- **Upstream:** Completed drilling of wells 7-GVB-14D-MA, 4-ENV-6-MA (Tianguar), 1-ENV-7/7A-MA (Block PN-T-69) and 3-ENV-8D -MA (Araguaina); continuity of the action plan for the recovery and correction of slopes, access roads and locations in the operations gas treatment system.
- **Parnaíba V:** Completion of basic engineering; start of pile driving; and execution of reinforcement and concreting of the bases of the water treatment plant (WTP) tanks.
- **Azulão-Jaguaririca:** (i) Azulão: completion of the earthworks for the lease of well 7-AZU-3-AM and mobilization of the rig; (ii) Jaguaririca: beginning of site survey and earthworks and completion of plant suppression.

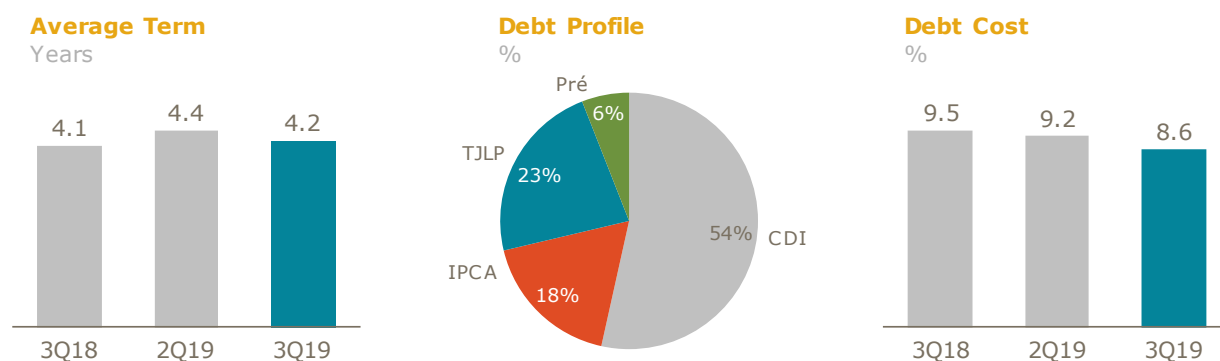
Capex (R\$ million)	1Q18	2Q18	3Q18	4Q18	2018	1Q19	2Q19	3Q19
Coal Generation	16.0	27.6	5.9	30.6	80.0	4.5	11.2	34.8
Pecém II	9.0	7.1	4.7	23.2	43.9	0.5	1.8	29.1
Itaquí	7.0	20.5	1.3	7.4	36.2	4.0	9.3	5.7
Gas Generation	28.8	14.4	1.4	6.2	50.6	11.8	7.4	35.3
Parnaíba I	27.7	8.2	0.0	3.2	39.1	10.4	- 1.4	32.7
Parnaíba II ¹	1.0	6.2	1.3	3.0	11.5	1.3	8.8	2.6
Parnaíba V	-	-	-	-	-	42.1	75.5	104.5
Azulão-Jaguaririca	-	-	-	-	-	0.5	53.7	144.0
Upstream	21.9	16.9	37.9	55.0	131.8	28.4	37.1	37.0
Dry wells	-	4.9	14.4	18.9	38.2	0.5	26.1	6.4
Holding	0.2	0.0	0.8	3.1	4.1	2.9	4.8	4.2
Total	66.8	58.8	46.0	94.9	266.5	90.2	189.6	359.8

¹ Parnaíba II capex includes the capex of Parnaíba III and Parnaíba IV TPPs, according to the corporate restructuring announced in 4Q18.

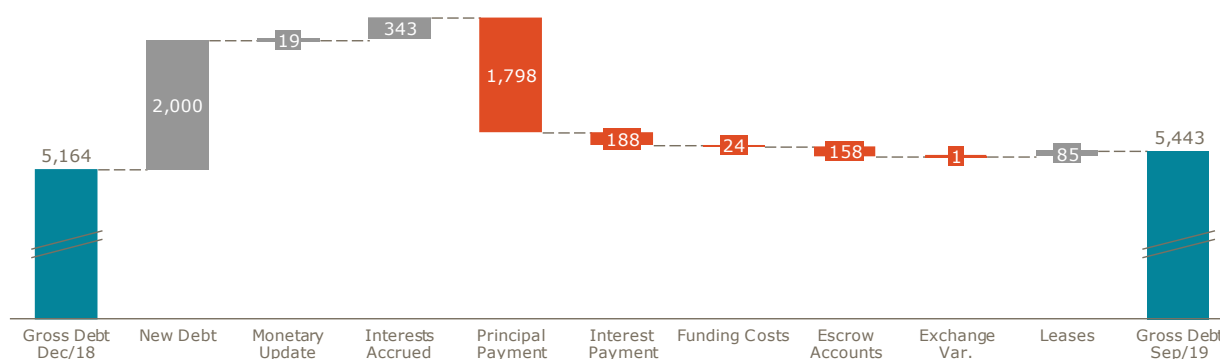
5. Indebtedness

On September 30, 2019, consolidated gross debt (net of deposits balances related to financing agreements and transaction costs) totaled R\$ 5,443 million, an increase of 5.4% compared to the end of 4Q18¹. The average effective cost of debt² in the quarter was 8.6% and the average maturity was 4.2 years.

Consolidated gross debt profile



Gross debt evolution (R\$ million)



The Company held, in 2Q19, the 2nd issuance of simple, non-convertible unsecured debentures, in three series, totaling R\$ 2 billion. Funds raised through the first and second series debentures (R\$ 1.5 billion) were used to early payment of the remaining balance of unsecured debts from the judicial recovery plan of Eneva S.A. and Eneva Participações S.A.. The funds obtained through the third series debentures will be allocated to expenses related to the implementation of Parnaíba V TPP.

The Company's consolidated cash position at the end of 3Q19 was R\$ 1,504 million, not considering the balance of deposits related to the Company's financing agreements, in the amount of R\$ 260 million. The consolidated net debt at the end of the quarter totaled R\$ 3,938 million, equivalent to a

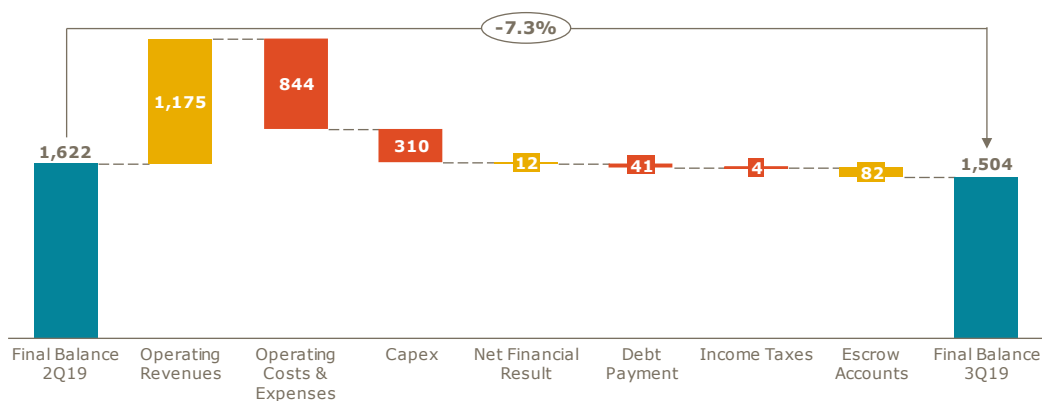
¹ Currently, gross debt is presented net of transaction costs and deposits related to the Company's financing agreements, plus the lease balance, which was classified by IFRS16 as finance lease. Up to 4Q18, the gross debt presented did not consider transaction costs and related deposits. If it considered such accounts, the amount in 4Q18 would have been R\$ 5,164 million, instead of the R\$ 5,323 million previously reported.

² Effective cost of debt = (accrued interest paid in the quarter)/average principal

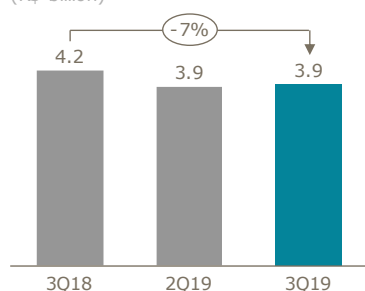
net debt/adjusted EBITDA ratio of 3.1x of the last 12 months. The increase in the Company's leverage reflects the implementation of Parnaíba V and Azulão-Jaguatirica projects.

In addition to the issuance of debentures, as mentioned above, the Company entered into a financing agreement with Banco do Nordeste do Brasil S.A. (BNB) in June, in the amount of R\$ 842.6 million, to finance the implementation of Parnaíba V.

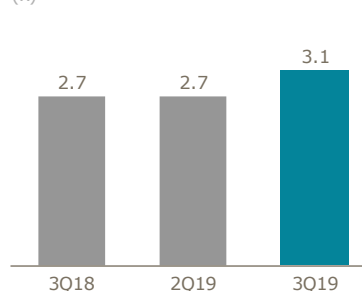
Evolution of cash balance and securities in 3Q19 (R\$ million)



Consolidated Net Debt (R\$ billion)

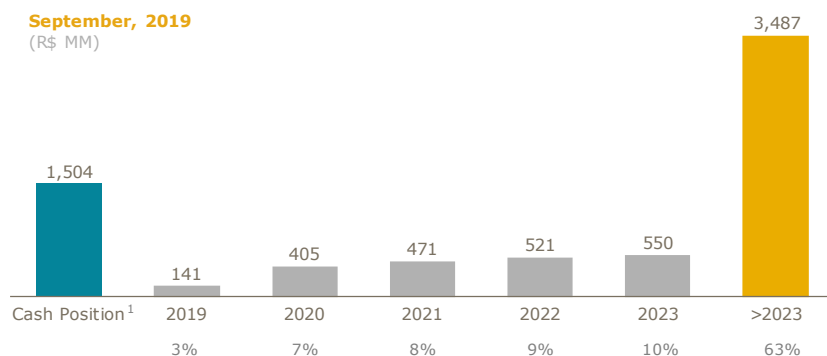


Net Debt/EBITDA LTM (x)



Maturity schedule of the consolidated debt (Principal)

September, 2019 (R\$ MM)



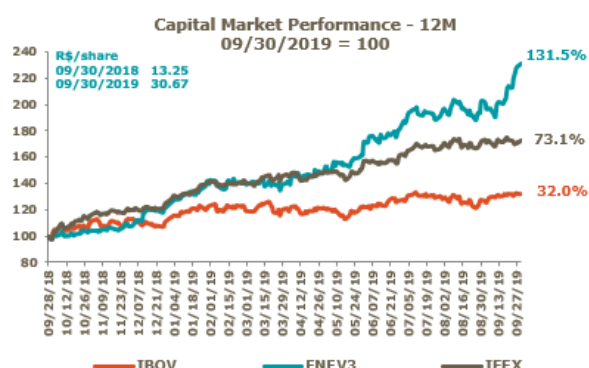
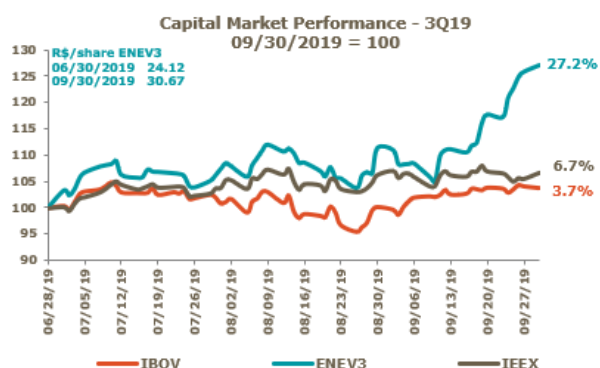
- (1) Consolidated cash position includes cash and cash equivalents and securities. Until 4Q18, the Company had cash position including cash and cash equivalents + deposits related to financing.

6. Capital Markets

The capital stock of ENEVA on September 30, 2019 consisted of 315,323,423 outstanding common shares. The price of ENEVA's share at the end of the 3Q19 was R\$ 30.67, evidencing an appreciation of 27.2% if compared to that of June 30, 2019. Within the same time, the Bovespa Index (Ibovespa) was appreciated by 3.7%, and the Electric Energy Index (IEE) appreciated 6.7%. In the last 12 months, ENEVA's shares devalued by 131.5%, while Ibovespa increased 32.0% and IEE had a fall of 73.1%.

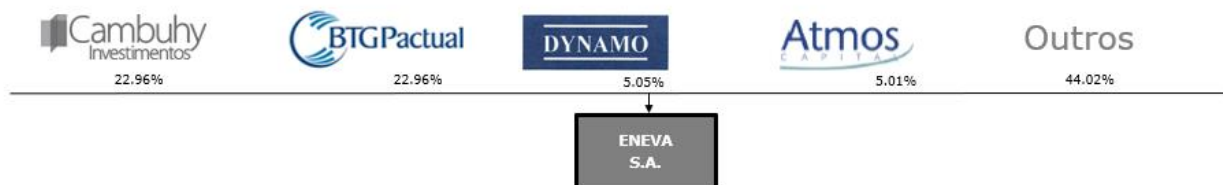
The market value of the Company at the end of 3Q19 was of R\$ 9,671 million. The average financial volume traded in 3Q19 was R\$ 33.0 million.

	3Q19	2Q19	3Q18	12 months
ENEV3				
Num. of Shares	315,323,423	315,276,037	314,990,499	-
Market Cap (R\$ MM)	9,671	7,604	4,174	-
Share price (Closing) (R\$)	30.67	24.12	13.25	-
Traded Shares (MM) - daily avg.	1.2	1.5	0.3	1.0
Turnover (R\$ MM) - daily avg.	33.0	31.9	3.3	21.3
ENEV3 and Indexes (% var. price in the quarter)				
ENEV3	27.2%	30.4%	11.3%	131.5%
IEE	6.7%	11.1%	2.0%	73.1%
IBOV	3.7%	5.8%	9.0%	32.0%



Shareholding

ENEVA is a company listed in the New Market Segment since its IPO in 2007. Currently, it has no shareholders' agreement in effect. The current shareholding is shown below:



Outstanding shares profile September 30, 2019



7. Exhibits

The SPC's financial statements are available on the Company's Investor Relations website. The figures are presented proforma, considering Pecém II consolidation and ADOMP unavailability in gross revenue deductions.

Income Statement - 3Q19 (R\$ million)									
	Parnaíba Complex								
	Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total	Coal Generation	Energy Trading	Holding & Other	Elimination Adjustments	Total
Gross Operating Revenues	548.7	298.9	(297.4)	550.1	381.9	169.3	0.23	(165.2)	936.4
Deductions from Gross Revenues	(59.9)	(34.1)	61.2	(32.8)	(44.9)	(15.7)	(0.02)	15.3	(78.1)
Net Operating Revenues	488.8	264.8	(236.2)	517.4	336.9	153.6	0.21	(149.9)	858.3
Operating Costs	(432.1)	(79.0)	235.4	(275.7)	(292.7)	(151.0)	-	149.9	(569.5)
Depreciation & amortization	(29.2)	(40.6)	2.1	(67.7)	(46.8)	-	-	-	(114.5)
Operating Expenses	(7.6)	(35.8)	-	(43.4)	(5.8)	(1.3)	(32.4)	(3.4)	(86.3)
Depreciation & amortization	(0.1)	(8.6)	-	(8.6)	(0.2)	(0.0)	(5.2)	(3.4)	(17.5)
EBITDA (w/o PCLD and Dry Wells)	78.3	205.6	(2.9)	281.0	85.5	1.4	(27.0)	(0.0)	340.8
Non-recurring items	2.1	-	-	2.1	-	-	3.9	-	6.0
Adjusted EBITDA	80.3	205.6	(2.9)	283.0	85.5	1.4	(23.1)	(0.0)	346.8
Other revenues/expenses	0.7	0.0	-	0.7	0.8	0.0	(2.9)	(3.0)	(4.4)
Net Financial Result	(37.5)	(7.0)	0.9	(43.6)	(38.0)	(3.0)	(8.8)	-	(93.5)
Equity Income	-	-	-	-	-	-	(22.4)	20.4	(2.0)
EBT	12.2	143.2	(0.0)	155.3	1.3	(1.6)	(66.3)	13.9	102.6
Current Taxes	(3.9)	-	-	(3.9)	(0.0)	(0.1)	(1.8)	-	(5.9)
Deferred Taxes	(1.5)	-	-	(1.5)	(6.9)	-	1.3	-	(7.1)
Minority Interest	-	-	-	-	-	-	-	(0.2)	(0.2)
Net Income	6.8	143.2	(0.0)	149.9	(5.7)	(1.8)	(66.8)	14.1	89.8

Income Statement - 3Q18*(R\$ million)*

	Parnaíba Complex				Coal Generation	Energy Trading	Holding & Other	Elimination Adjustments	Total
	Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total					
Gross Operating Revenues	684.7	367.3	(366.1)	685.9	543.7	177.7	0.26	(144.2)	1,263.3
Deductions from Gross Revenues	(90.3)	(48.3)	76.0	(62.7)	(75.3)	(16.7)	(0.02)	13.3	(141.4)
Net Operating Revenues	594.3	319.0	(290.1)	623.3	468.3	161.0	0.24	(130.9)	1,122.0
Operating Costs	(478.8)	(104.8)	290.1	(293.5)	(374.4)	(148.0)	-	130.9	(685.1)
Depreciation & amortization	(28.8)	(48.9)	-	(77.7)	(46.3)	-	-	-	(124.1)
Operating Expenses	(7.2)	(44.1)	-	(51.4)	(6.0)	(0.9)	(25.5)	(6.4)	(90.3)
Depreciation & amortization	(0.4)	(4.9)	-	(5.3)	(0.2)	(0.0)	(0.9)	(6.4)	(12.7)
EBITDA (w/o PCLD and Dry Wells)	137.4	238.3	(0.0)	375.7	134.4	12.1	(24.4)	0.0	497.8
Non-recurring items	-	0.1	-	0.1	-	-	3.7	-	3.8
Adjusted EBITDA	137.4	238.3	(0.0)	375.8	134.4	12.1	(20.7)	0.0	501.6
Other revenues/expenses	0.6	(0.7)	(0.7)	(0.8)	(0.1)	(0.0)	(0.3)	(0.1)	(1.3)
Net Financial Result	(33.6)	(26.0)	(0.0)	(59.6)	(45.1)	(11.4)	(13.1)	-	(129.2)
Equity Income	-	-	-	-	-	-	221.4	(222.4)	(1.0)
EBT	75.3	143.3	(0.7)	217.9	42.7	0.7	182.7	(229.0)	215.1
Current Taxes	(11.1)	(13.2)	-	(24.3)	(3.0)	(0.0)	(0.0)	-	(27.3)
Deferred Taxes	(2.3)	(7.2)	-	(9.5)	(1.8)	-	(0.9)	-	(12.2)
Minority Interest	-	-	-	-	-	-	-	(0.1)	(0.1)
Net Income	61.9	123.0	(0.7)	184.1	37.9	0.7	181.8	(228.9)	175.7

Income Statement - 9M19*(R\$ million)*

	Parnaíba Complex				Coal Generation	Energy Trading	Holding & Other	Elimination Adjustments	Total
	Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total					
Gross Operating Revenues	1,207.8	462.6	(460.4)	1,210.1	980.3	258.5	0.30	(218.7)	2,230.5
Deductions from Gross Revenues	(126.8)	(50.4)	82.4	(94.8)	(106.6)	(23.9)	(0.03)	20.2	(205.1)
Net Operating Revenues	1,081.1	412.3	(378.0)	1,115.3	873.7	234.6	0.27	(198.5)	2,025.4
Operating Costs	(743.0)	(138.7)	375.8	(505.8)	(654.4)	(231.6)	(0.11)	198.5	(1,193.4)
Depreciation & amortization	(88.0)	(64.2)	5.7	(146.5)	(140.0)	-	-	-	(286.4)
Operating Expenses	(17.9)	(104.0)	-	(121.9)	(16.9)	(3.5)	(93.6)	(16.1)	(252.0)
Depreciation & amortization	0.2	(20.6)	-	(20.4)	(0.9)	(0.0)	(21.0)	(16.1)	(58.5)
EBITDA (w/o PCLD and Dry Wells)	407.9	287.4	(7.8)	687.4	343.3	(0.4)	(72.4)	0.0	957.9
Non-recurring items	2.1	-	-	2.1	-	-	8.4	-	10.4
Adjusted EBITDA	410.0	287.4	(7.8)	689.5	343.3	(0.4)	(64.1)	0.0	968.3
Other revenues/expenses	(0.7)	30.9	-	30.2	(7.9)	0.0	(17.8)	5.8	10.3
Net Financial Result	(124.6)	0.6	2.2	(121.8)	(125.5)	14.9	(56.3)	-	(288.7)
Equity Income	-	-	-	-	-	-	201.1	(204.2)	(3.1)
EBT	194.8	201.2	(0.0)	396.0	69.1	14.4	33.6	(214.5)	298.6
Current Taxes	(18.9)	-	-	(18.9)	(2.0)	(0.1)	(1.8)	-	(22.9)
Deferred Taxes	(22.6)	-	-	(22.6)	(24.4)	-	6.0	-	(41.1)
Minority Interest	-	-	-	-	-	-	-	(0.7)	(0.7)
Net Income	153.3	201.2	(0.0)	354.5	42.7	14.3	37.7	(213.7)	235.4

Income Statement - 9M18 - Pro-forma basis (R\$ million)	Parnaíba Complex				Coal Generation	Energy Trading	Holding & Other	Elimination Adjustments	Total
	Gas Generation	Upstream	Elimination Adjustments	Total					
Gross Operating Revenues	1,540.6	648.5	(646.3)	1,542.9	1,234.9	413.6	0.38	(330.1)	2,861.6
Deductions from Gross Revenues	(186.0)	(82.6)	123.9	(144.7)	(148.4)	(38.7)	(0.04)	30.5	(301.2)
Net Operating Revenues	1,354.6	565.9	(522.4)	1,398.2	1,086.6	374.9	0.35	(299.6)	2,560.4
Operating Costs	(989.7)	(208.2)	522.4	(675.5)	(802.3)	(363.3)	(0.05)	299.6	(1,541.6)
Depreciation & amortization	(86.4)	(93.7)	-	(180.1)	(139.1)	-	-	-	(319.3)
Operating Expenses	(20.8)	(110.3)	-	(131.2)	(19.2)	(2.4)	(71.0)	(19.9)	(243.6)
Depreciation & amortization	(1.5)	(13.6)	-	(15.1)	(0.5)	(0.0)	(2.7)	(19.9)	(38.2)
EBITDA (w/o PCLD and Dry Wells)	432.0	374.0	(0.0)	806.0	404.7	9.2	(68.0)	-	1,151.8
Non-recurring items	-	(2.6)	-	(2.6)	(52.5)	-	16.1	-	(39.0)
Adjusted EBITDA	432.0	371.4	(0.0)	803.4	352.2	9.2	(51.9)	-	1,112.8
Other revenues/expenses	(19.3)	(1.3)	18.3	(2.3)	1.9	0.0	184.7	9.0	193.4
Net Financial Result	(111.6)	(71.4)	(0.0)	(182.9)	(146.0)	(16.7)	(44.6)	-	(390.3)
Equity Income	-	-	-	-	-	-	408.0	(413.7)	(5.7)
EBT	213.3	174.7	18.3	406.2	121.0	(7.6)	477.4	(424.5)	572.5
Current Taxes	(27.8)	(16.8)	-	(44.5)	(7.1)	(0.0)	(0.1)	-	(51.7)
Deferred Taxes	(20.9)	(12.4)	-	(33.3)	(5.4)	-	(66.1)	-	(104.9)
Minority Interest	-	-	-	-	-	-	-	(0.9)	(0.9)
Net Income	164.6	145.5	18.3	328.4	108.5	(7.6)	411.2	(423.6)	416.8