

São Paulo, 29 de março de 2019 – A Alupar Investimento S.A. (B3: ALUP11), divulga hoje seus resultados do 4T18. As informações trimestrais (ITR) e as demonstrações financeiras padronizadas (DFP) são apresentadas de acordo com as práticas adotadas no Brasil, em observância às disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, nas normas IFRS e nas normas do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC).

4T18

Teleconferência: 01/04/2019

Português

15h00 (Horário de Brasília)
14h00 (Horário de Nova Iorque)
Telefone: + 55 (11) 2188-0155
Senha: Alupar
Replay: +55 (11) 2188-0400
Senha: Alupar

Inglês (tradução simultânea)

15h00 (Horário de Brasília)
14h00 (Horário de Nova Iorque)
Telefone: +1 (646) 843-6054
Senha: Alupar
Replay: +55 (11) 2188-0400
Senha: Alupar

Contato RI

José Luiz de Godoy Pereira
Luiz Coimbra
Kassia Orsi Amendola
Lucas Menezes
Tel.: (011) 4571-2400
ri@alupar.com.br

Webcast ao vivo pela internet:
www.alupar.com.br/ri

Cotação em 29/03/2018

ALUP11: R\$ 23,22

Total de UNITS¹: 293.037.090

Market-Cap: R\$ 6,804 bilhões

(1) Units Equivalentes

Lucro Líquido (IFRS)

✓ **2018: R\$ 386,7 milhões / (+) 16,9%**

✓ **4T18: R\$ 134,1 milhões / (+) 44,4%**

Destaques do Período

• **Resultado Societário (IFRS):** No 4T18, a Receita Líquida atingiu **R\$ 632,9 milhões**, 59,7% superior aos **R\$ 396,2 milhões** apurados no 4T17. Em 2018, a Receita Líquida atingiu **R\$ 1.882,9 milhões**, ante os **R\$ 1.538,2 milhões** registrados em 2017.

No 4T18, o EBITDA atingiu **R\$ 401,9 milhões**, 39,6% superior aos **R\$ 287,9 milhões** apurados no 4T17. Em 2018, o EBITDA atingiu **R\$ 1.294,8 milhões**, ante os **R\$ 1.170,2 milhões** apurados em 2017.

No 4T18, o Lucro Líquido totalizou **R\$ 134,1 milhões**, 44,4% superior aos **R\$ 92,9 milhões** registrados no 4T17. Em 2018, o Lucro Líquido totalizou **R\$ 386,7 milhões**, ante os **R\$ 330,9 milhões** registrados em 2017.

• **Resultado Regulatório:** No 4T18, a Receita Líquida atingiu **R\$ 389,2 milhões**, ante os **R\$ 419,6 milhões** apurados no 4T17. Em 2018, a Receita Líquida totalizou **R\$ 1.603,9 milhões**, ante os **R\$ 1.701,3 milhões** registrados em 2017.

No 4T18, o EBITDA totalizou **R\$ 265,5 milhões**, ante os **R\$ 327,7 milhões** apurados no 4T17. Em 2018, o EBITDA totalizou **R\$ 1.243,1 milhões**, ante os **R\$ 1.372,2 milhões** contabilizados em 2017.

No 4T18, o Lucro Líquido totalizou **R\$ 40,9 milhões**, ante aos **R\$ 86,5 milhões** registrados no 4T17. Em 2018, o Lucro Líquido totalizou **R\$ 299,1 milhões**, ante os **R\$ 357,6 milhões** registrados em 2017.

Principais Acontecimentos de 2018

Data	Evento	Descrição
Janeiro 2018	Distribuição de dividendos intercalares	O Conselho de administração da Companhia aprovou a distribuição de dividendos intercalares, no montante de R\$ 61,5 milhões (equivalente a R\$ 0,21 por Unit). Os dividendos intercalares foram pagos em 16 de fevereiro de 2018 e imputados aos dividendos mínimos obrigatórios, ratificado pela AGO da Companhia realizada em 26/04/2018.
Fevereiro 2018	Alteração de Rating para "AAA (bra)"	Em 19 de fevereiro de 2018, a agência de classificação de risco Fitch Ratings elevou o rating nacional de longo prazo da Companhia e de suas emissões de Debêntures para "AAA (bra)", de "AA+ (bra)", mantendo a perspectiva estável.
Março 2018	Conclusão da transferência da IB (EDTE) para a ENTE	Em complemento ao disposto no Fato Relevante divulgado em 17 de novembro de 2017, que, após a obtenção de anuência do CADE e ANEEL, foi concluída a transferência para a controlada da Companhia, ENTE, a participação acionária de 50,10% do capital social da IB. Com a conclusão da Operação, a Alupar passa a deter indiretamente 25,06% da IB (EDTE).
Abril 2018	Atribuição de rating em escala internacional	A agência de classificação de risco Fitch Ratings atribuiu pela primeira vez para a Companhia o rating em escala internacional para moeda estrangeira "BB" e para moeda local "BBB-", mantendo a perspectiva estável.
Abril 2018	Aprovação de pagamento de dividendos	Aprovado em AGOE a distribuição de dividendos no montante de R\$ 158,2 milhões (equivalente a R\$ 0,54 por Unit), referente a 50,3% do lucro líquido do exercício de 2017, sendo que, o montante de R\$ 61,5 milhões (equivalente a R\$ 0,21 por Unit) foram pagos em 16/02/2018.
Mai 2018	Entrada em operação da UG1 da PCH Verde 08	A PCH Verde 08 obteve autorização para início da operação comercial da primeira unidade geradora de 9,5 MW de capacidade instalada, conforme Despacho da ANEEL publicado no Diário Oficial, em 01/06/2018. A UG1 encontrava-se em testes desde o dia 16/05/2018, fornecendo energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e sendo remunerada pelo PLD (Submercado SE / CO) sobre a energia gerada no período.
Junho 2018	Pagamento de dividendos	Pagamento da parcela residual dos dividendos declarados na AGOE realizada em 26/04/2018, no montante de R\$ 96,7 milhões, equivalente a R\$ 0,33 por unit.
Junho 2018	Entrada em operação da UG2 da PCH Verde 08	Autorização para início da operação comercial da segunda unidade geradora, de 9,5 MW de capacidade instalada, conforme Despacho da Aneel e publicação no Diário Oficial na mesma data. A UG2 encontrava-se em testes desde o dia 13/06/2018, fornecendo energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e sendo remunerada pelo PLD (Submercado SE / CO) sobre a energia gerada no período.
Agosto 2018	Entrada em operação da UG3 da PCH Verde 08	Autorização para início da operação comercial da terceira unidade geradora, de 9,5 MW de capacidade instalada, conforme Despacho da Aneel e publicação no Diário Oficial na mesma data. A UG3 encontrava-se em testes desde o dia 19/07/2018, fornecendo energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e sendo remunerada pelo PLD (Submercado SE / CO) sobre a energia gerada no período.
Setembro 2018	Captações ETAP e ETC	Conclusão das captações de recursos de longo prazo de suas controladas, ETAP e ETC, através de Emissões de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, em Duas Séries, da Espécie Quirografia, com Garantia Adicional Fidejussória, para Distribuição Pública com Esforços Restritos, nos termos da ICVM 476, sendo a 2ª série no âmbito da Lei nº 12.431, de junho de 2011, conforme alterada. As emissões em conjunto totalizaram R\$ 272,0 milhões.
Setembro 2018	Leilão Eletrobras nº 01/2018	Sagrou-se vencedora dos Lotes K, M e O (em Consórcio) do Leilão Eletrobras nº 01/2018, para alienação das participações societárias da Eletrobras e controladas em Sociedades de Propósito Específico (SPE).
Outubro 2018	Captações TPE e TCC	Conclusão das captações de recursos de longo prazo de suas controladas, TPE e TCC, através de Emissões de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, em Série Única, da Espécie Quirografia, com Garantia Adicional Fidejussória, para Distribuição Pública com Esforços Restritos, nos termos da ICVM 476. As emissões em conjunto totalizaram R\$ 1.750,0 milhões.
Novembro 2018	Entrada em operação da UG4 da PCH Verde 08	Autorização para início da operação comercial da quarta unidade geradora, de 1,5 MW de capacidade instalada, conforme Despacho da Aneel e publicação no Diário Oficial em 21/11/2018. Com a entrada em operação da UG4, a PCH Verde 08 encontra-se 100% em operação.
Dezembro 2018	Distribuição de dividendos intercalares	O Conselho de administração da Companhia aprovou a distribuição de dividendos intercalares, no montante de R\$ 52,7 milhões (equivalente a R\$ 0,18 por Unit). Os dividendos intercalares foram pagos em 19 de dezembro de 2018 e serão imputados aos dividendos mínimos obrigatórios, caso sua distribuição seja ratificado pela AGO da Companhia a ser realizada até 30/04/2019.
Dezembro 2018	Início da operação comercial dos parques eólicos Energia dos Ventos, I, II, III, IV e X	Os parques eólicos Energia dos Ventos obtiveram autorização para início da operação comercial, conforme Despacho da ANEEL, publicado no DOU de 24/12/2018. A operação comercial dos parques eólicos deve-se à implantação da linha de transmissão Pitombeira – Russas II de 230 kV, com cerca de 63 km de extensão, sendo o investimento viabilizado pelo desconto na TUST.
Dezembro 2018	Captações ETB e EDTE	Conclusão das captações de recursos de longo prazo de sua controlada ETB e de sua sua controlada indireta EDTE, através da Emissão de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, em Série Única, da Espécie Quirografia, com Garantia Adicional Fidejussória, para Distribuição Pública com Esforços Restritos, no âmbito do artigo 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, conforme alterada ("Lei 12.431"). As emissões em conjunto totalizaram R\$ 1.030,0 milhões.

Eventos Subsequentes

Data	Evento	Descrição
Janeiro 2019	Licença de Instalação EDTE	A EDTE recebeu a Licença de Instalação do Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (INEMA), segundo a Portaria nº 17.646, de 8/01/2019, publicado no dia 9/01/2019, no Diário Oficial do Estado da Bahia. Responsável por implementar o lote M, da 1ª Etapa do Leilão de Transmissão nº 013/2015, realizado em 04/2016. A Alupar detém participação indireta de 25,06% no ativo, através de sua controlada ENTE. Destacamos que o ativo foi adquirido pela ENTE em 26 de março de 2018, conforme fato relevante da mesma data.
Janeiro 2019	Mudança de Auditor	Em atendimento ao disposto no Artigo 28 da Instrução CVM 308/99, a mudança dos auditores independentes para a realização de auditoria externa independente da Companhia para o exercício de 2019 e 2020, fica a cargo da Ernst & Young em substituição à KPMG. A EY iniciará suas atividades a partir da revisão das informações trimestrais do 1T19.
Janeiro 2019	Encerramento formal do processo do Leilão Eletrobrás nº 01/2018 em relação aos lotes K e O	A Comissão de Alienação do Leilão Eletrobras nº 01/2018 informou que, a Diretoria Executiva da Eletrobras deliberou, em sua unanimidade, sem quaisquer ressalvas homologar o objeto do Leilão Eletrobras nº 01/2018: (i) referente ao lote K (TME), para o proponente vencedor Alupar Investimentos S.A., sobre a integralidade da participação acionária detida pela Eletrobras e; (ii) referente ao lote O (AETE), para o proponente vencedor Consórcio Olympus VI (Alupar Investimentos S.A. 25,5% e CSHG Perfin Apollo FIP Multiestratégia 74,5%) sobre a integralidade da participação acionária detida pela Eletrobras. O processo do Leilão está formalmente encerrado em relação a tais lotes.
Janeiro 2019	Licença Prévia ESTE	A ESTE recebeu Licença Prévia expedida pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). Responsável por implementar o lote 22, da 2ª Etapa do Leilão de Transmissão nº 013/2015, realizado em outubro de 2016. A Alupar detém participação de 50,02% no ativo, através de sua controlada EATE.
Fevereiro 2019	RNBI da ETES	A ETES obteve autorização para implantar reforços em instalações de transmissão sob sua responsabilidade, conforme Resolução Autorizativa nº 7.545/2019, datada de 22 de janeiro de 2019 e publicada no Diário Oficial da União em 5 de fevereiro de 2019, cujo investimento previsto é de R\$ 22,5 milhões. Mediante a implantação dos reforços, que deverão ser concluídos em até 24 meses, a ETES terá uma RAP adicional de R\$ 2,9 milhões. Os valores estipulados possuem data base de 01 de junho de 2017. Considerando o investimento e a RAP homologada na Resolução Autorizativa, o reforço possui uma relação RAP/Capex de 12,68%.
Fevereiro 2019	Rating de Crédito	A agência de classificação de risco, Fitch Ratings, reafirmou o rating em escala nacional de longo prazo da Alupar e de suas emissões de Debêntures em “AAA (bra)” e o rating em escala internacional, para moeda estrangeira em “BB” e para moeda local em “BBB-”, mantendo a perspectiva estável.
Fevereiro 2019	Licença de Instalação ETB (Juazeiro III – Ourolândia II)	A ETB recebeu a Licença de Instalação da Linha de Transmissão de 500 kV, com extensão de 186 km, Juazeiro III – Ourolândia II, do Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (INEMA), segundo a Portaria nº 17.809, de 15/02/2019, publicado em 16/02/2019, no Diário Oficial do Estado da Bahia. A ETB é responsável por implementar o lote E, da 1ª Etapa do Leilão de Transmissão nº 013/2015, realizado em abril de 2016. A Alupar detém participação de 50,0% no ativo. O prazo estipulado pela ANEEL para entrada em operação da ETB é junho de 2020.
Março 2019	Licença de Operação ETAP	A ETAP recebeu a Licença de Operação do Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte (IDEMA) para a Subestação João Câmara III, segundo ato administrativo nº 2018-130390/TEC/LO-0357, de 13 de março de 2019. A ETAP é responsável por implementar o lote I, da 1ª Etapa do Leilão de Transmissão nº 013/2015, realizado em abril de 2016. A Alupar detém 100% do ativo. O prazo estipulado pela ANEEL para entrada em operação da ETAP é dezembro de 2019.
Março 2019	Licença de Instalação ETB (Bom Jesus da Lapa II – Gentio do Ouro II)	A ETB recebeu a Licença de Instalação da Linha de Transmissão de 500 kV, Bom Jesus da Lapa II – Gentio do Ouro II, do Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (INEMA), segundo a Portaria nº 17.916, de 14 de março de 2019, publicada na mesma data, no Diário Oficial do Estado da Bahia.
Março 2019	Licença Prévia TSM	A TSM recebeu a Licença Prévia da Linha de Transmissão de 500 kV, Fernão Dias – Terminal Rio, do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), segundo a publicação nº 599/2019, em 13 de março de 2019, refletindo uma antecipação de 5 meses em relação ao prazo estipulado pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (Ago/19). A TSM é responsável por implementar o lote 19, do Leilão Aneel nº 05/2016, realizado em abril de 2017. A Alupar detém participação de 51,0% no ativo. O prazo estipulado pela ANEEL para entrada em operação da TSM é de agosto 2022.
Março 2019	Licença de Instalação TPE	A TPE recebeu a Licença de Instalação da Linha de Transmissão de 500 kV Poções 3 - Padre Paraíso 2 - Governador Valadares 6 e das Subestações Padre Paraíso 2 de 500 kV e da Governador Valadares 6 de 500/230 kV, expedida pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), segundo a publicação nº 1.279/2019, em 20 de março de 2019. A TPE é responsável por implementar o lote 2, da 2ª Etapa do Leilão de Transmissão nº 013/2015, realizado em outubro de 2016. A Alupar detém participação de 51,0% no ativo. O prazo estipulado pela ANEEL para entrada em operação da TPE é fevereiro de 2022.

Principais Indicadores Consolidados

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"						
R\$ MM	4T18	4T17	Var. %	2018	2017	Var. %
Receita Líquida	632,9	396,2	59,7%	1.882,9	1.538,2	22,4%
EBITDA (CVM 527)	401,9	287,9	39,6%	1.294,8	1.170,2	10,7%
Margem EBITDA	63,5%	72,7%	(9,2 p.p)	68,8%	76,1%	(7,3 p.p)
Margem EBITDA Ajustada*	76,3%	75,7%	0,6 p.p	78,2%	78,1%	0,1 p.p
Resultado Financeiro	(70,5)	(70,7)	(0,2%)	(266,8)	(281,0)	(5,0%)
Lucro Líquido consolidado	235,5	207,0	13,8%	750,8	705,7	6,4%
Minoritários Subsidiárias	101,5	114,2	(11,1%)	364,0	374,8	(2,9%)
Lucro Líquido Alupar	134,1	92,9	44,4%	386,7	330,9	16,9%
Lucro Líquido por UNIT (R\$)**	0,46	0,32	44,4%	1,32	1,13	16,9%
Dívida Líquida***	2.803,1	2.688,6	4,3%	2.803,1	2.688,6	4,3%
Dív. Líquida / Ebitda****	1,7	2,3		2,2	2,3	

Principais Indicadores "REGULATÓRIO"						
R\$ MM	4T18	4T17	Var. %	2018	2017	Var. %
Receita Líquida	389,2	419,6	(7,3%)	1.603,9	1.701,3	(5,7%)
EBITDA (CVM 527)	265,5	327,7	(19,0%)	1.243,1	1.372,2	(9,4%)
Margem EBITDA	68,2%	78,1%	(9,9 p.p)	77,5%	80,7%	(3,2 p.p)
Resultado Financeiro	(70,5)	(70,7)	(0,2%)	(266,8)	(281,0)	(5,0%)
Lucro Líquido consolidado	136,3	194,3	(29,8%)	669,5	765,5	(12,5%)
Minoritários Subsidiárias	95,4	107,8	(11,5%)	370,5	407,9	(9,2%)
Lucro Líquido Alupar	40,9	86,5	(52,7%)	299,1	357,6	(16,4%)
Lucro Líquido por UNIT (R\$)**	0,14	0,30	(52,7%)	1,02	1,22	(16,4%)
Dívida Líquida***	2.803,1	2.688,6	4,3%	2.803,1	2.688,6	4,3%
Dív. Líquida / Ebitda****	2,6	2,1		2,3	2,0	

*Subtraído da Receita Líquida o Capex realizado (Custo de Infraestrutura)

**Lucro Líquido / Units Equivalentes (293.037.090)

*** Considera TVM do Ativo Não Circulante

****Ebitda Anualizado.

Notas:

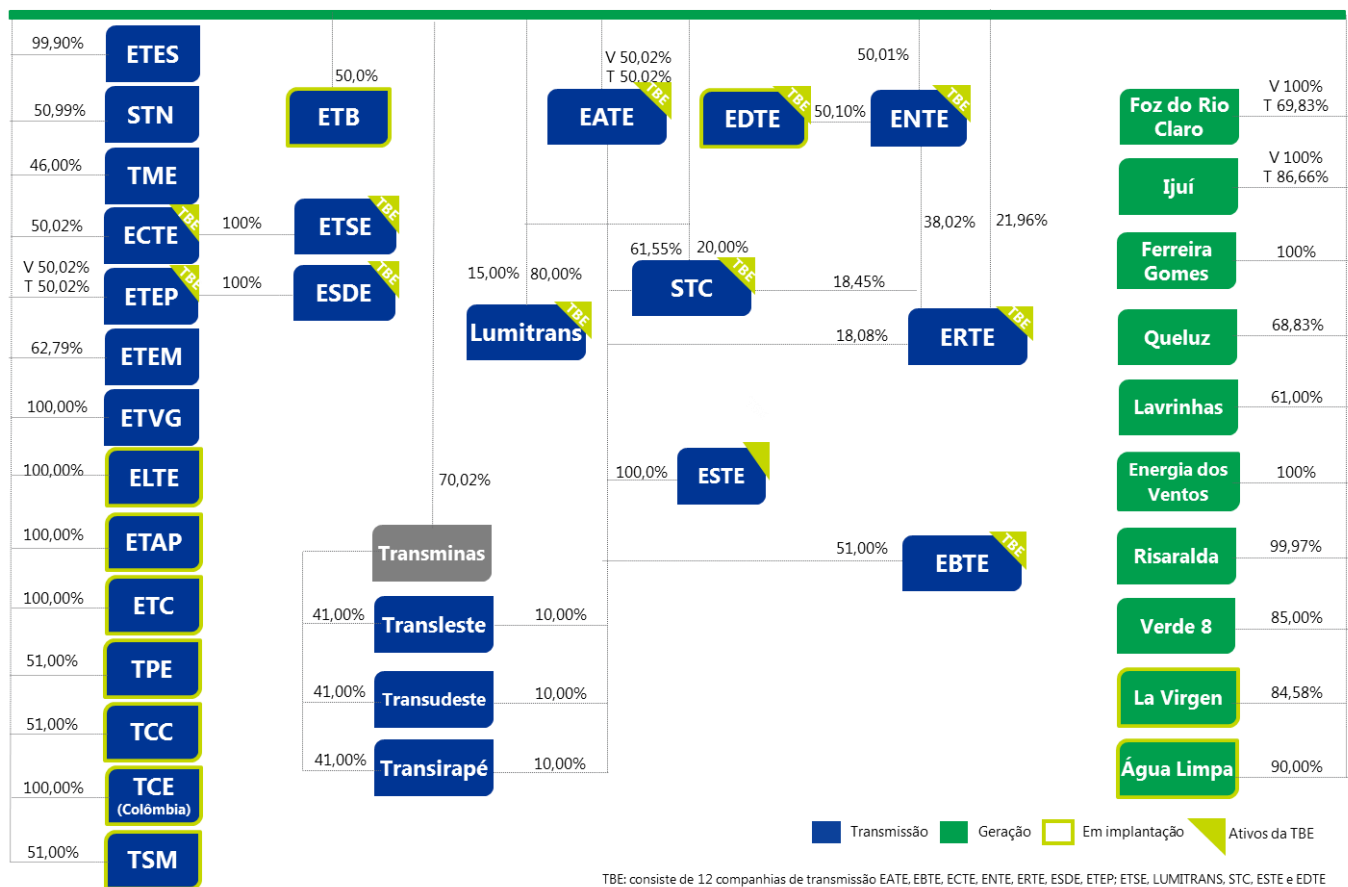
1) Conceito de "Ajustado" nos números dos demonstrativos societários: De acordo com as normas do IFRS (ICPC 01 e CPC 47) os investimentos (Capex) das transmissoras devem ser contabilizados como receita e como custo. Dessa forma, para cálculo da Margem EBITDA Ajustada é realizada a divisão do EBITDA pela Receita Líquida subtraída do Custo de Infraestrutura (Capex).

2) Conceito de "Regulatório": Refere-se aos números provenientes dos demonstrativos contábeis regulatórios das nossas subsidiárias, e cuja principal diferença é a não aplicação do ICPC 01 (IFRIC 12) e ICPC 47 (IFRIC 15). Os ICPCs 01 e 47 tem um impacto material em relação às nossas empresas do segmento de transmissão, com a criação da conta patrimonial de "Ativo Contratual", extinção do "Ativo Imobilizado" e várias modificações na estrutura e apresentação das "Receitas" na Demonstração de Resultados.

Visão Geral

A Alupar Investimento S.A. é uma holding de controle nacional privado que atua nos segmentos de transmissão e geração de energia elétrica. Tem como objetivo a construção e operação de projetos de infraestrutura relacionados ao setor de energia no Brasil e em países selecionados da América Latina, que apresentam estabilidade econômica, institucional e regulatória. No segmento de transmissão de energia elétrica no Brasil, a Alupar é uma das maiores companhias em termos de Receita Anual Permitida (RAP), sendo a maior Companhia nacional 100% de controle privado.

Abaixo a estrutura societária da Companhia:



A Companhia busca maximizar o retorno dos acionistas por meio de moderada alavancagem financeira e perfil de dívida compatível com a natureza de baixo risco de negócios da Companhia, alta previsibilidade de receitas e forte geração de caixa operacional dos segmentos de transmissão e geração de energia elétrica.

Como consequência, os ratings de crédito corporativo da Alupar refletem essa sólida estrutura de capital e a previsibilidade da forte geração de caixa: **AAA (bra) na escala nacional e BB na escala internacional, pela Fitch Ratings.**

Comprometida em gerar valor para o acionista e para a sociedade, a Alupar possui grande competência técnica, forte disciplina financeira e responsabilidade social para continuar com o seu crescimento sustentável através do desenvolvimento de projetos de geração e sistemas de transmissão.

Transmissão

A Alupar possui participação em concessões de 29 sistemas de transmissão de energia elétrica, totalizando 7.736 km de linhas de transmissão, por meio de concessões com prazo de 30 anos localizadas no Brasil e um perpétuo localizado na Colômbia, sendo 18 operacionais e 11 em fase de implantação, que possuem cronograma de entrada em operação comercial até 2022.

Abaixo, seguem principais características dos sistemas de transmissão da Alupar:

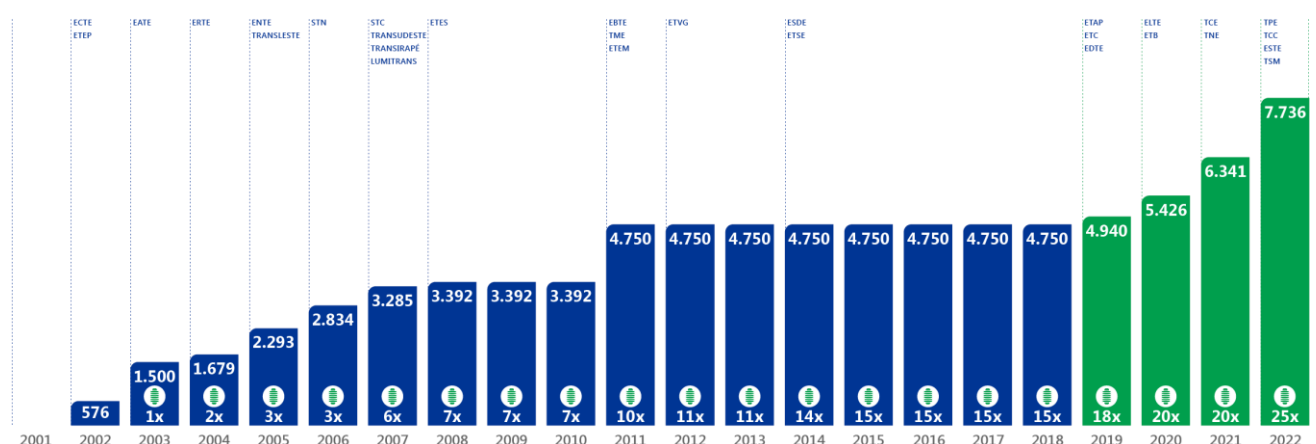
Empresa	Prazo da Concessão		Início da Operação	Extensão da Linha	RAP/RBNI (Ciclo 2016-17)	RAP/RBNI (Ciclo 2017-18)	RAP/RBNI (Ciclo 2018-19)	Índice
	Início	Fim						
ETEP	12/06/2001	12/06/2031	25/08/2002	323 km	R\$ 96,5	R\$ 56,4	R\$ 51,2	IGP-M
ENTE	11/12/2002	11/12/2032	12/02/2005	464 km	R\$ 221,6	R\$ 225,1	R\$ 234,7	IGP-M
ERTE	11/12/2002	11/12/2032	15/09/2004	179 km	R\$ 49,8	R\$ 50,5	R\$ 52,7	IGP-M
EATE	12/06/2001	12/06/2031	10/03/2003	924 km	R\$ 422,3	R\$ 354,3	R\$ 227,2	IGP-M
ECTE	01/11/2000	01/11/2030	26/03/2002	252,5 km	R\$ 79,7	R\$ 47,5	R\$ 49,6	IGP-M
STN	18/02/2004	18/02/2034	01/01/2006	541 km	R\$ 177,3	R\$ 180,1	R\$ 189,2	IGP-M
Transleste	18/02/2004	18/02/2034	18/12/2005	150 km	R\$ 40,2	R\$ 40,8	R\$ 42,5	IGP-M
Transudeste	04/03/2005	04/03/2035	23/02/2007	140 km	R\$ 24,9	R\$ 25,3	R\$ 26,4	IGP-M
Transirapé	15/03/2005	15/03/2035	23/05/2007	65 km	R\$ 29,2	R\$ 33,1	R\$ 34,5	IGP-M
STC	27/04/2006	27/04/2036	08/11/2007	195 km	R\$ 41,5	R\$ 44,0	R\$ 45,2	IPCA
Lumitrans	18/02/2004	18/02/2034	03/10/2007	51 km	R\$ 26,2	R\$ 26,6	R\$ 27,8	IGP-M
ETES	20/04/2007	20/04/2037	12/12/2008	107 km	R\$ 14,3	R\$ 14,1	R\$ 14,5	IPCA
EBTE	16/10/2008	16/10/2038	11/07/2011	775 km	R\$ 44,4	R\$ 47,0	R\$ 48,3	IPCA
TME	19/11/2009	19/11/2039	22/11/2011	348 km	R\$ 48,3	R\$ 50,1	R\$ 51,5	IPCA
ESDE	19/11/2009	19/11/2039	22/01/2014	Subestação	R\$ 12,6	R\$ 13,1	R\$ 13,5	IPCA
ETEM	12/07/2010	12/07/2040	16/12/2011	235 km	R\$ 12,0	R\$ 12,5	R\$ 12,9	IPCA
ETVG	23/12/2010	23/12/2040	23/12/2012	Subestação	R\$ 10,2	R\$ 10,7	R\$ 11,0	IPCA
TNE	25/01/2012	25/01/2042	Pré-Oper.	715 km	R\$ 162,5	R\$ 147,5	R\$ 158,1	IPCA
ETSE	10/05/2012	10/05/2042	01/12/2014	Subestação	R\$ 21,6	R\$ 19,6	R\$ 20,2	IPCA
ELTE	05/09/2014	05/09/2044	Pré-Oper.	Subestação+40km	R\$ 34,3	R\$ 35,6	R\$ 36,6	IPCA
ETAP (Lote I)	02/09/2016	02/09/2046	Pré-Oper.	Subestação+20km	R\$ 50,5	R\$ 52,3	R\$ 53,8	IPCA
ETC (Lote T)	02/09/2016	02/09/2046	Pré-Oper.	Subestação	R\$ 29,3	R\$ 30,3	R\$ 31,2	IPCA
TPE (Lote 2)	10/02/2017	10/02/2047	Pré-Oper.	541km	R\$ 214,7	R\$ 221,6	R\$ 228,0	IPCA
TCC (Lote 6)	10/02/2017	10/02/2047	Pré-Oper.	288km	R\$ 146,0	R\$ 150,7	R\$ 155,0	IPCA
ESTE (Lote 22)	10/02/2017	10/02/2047	Pré-Oper.	236km	R\$ 101,0	R\$ 104,3	R\$ 107,3	IPCA
TCE (Colômbia)	22/11/2016	Perpétua	Pré-Oper.	200km	R\$ 73,1*	R\$ 73,1*	R\$ 86,8*	PPI
TSM (Lote 19)	11/08/2017	11/08/2047	Pré-Oper	330 km	R\$ 99,1	R\$ 101,3	R\$ 104,2	IPCA
ETB (Lote E)	27/09/2016	27/09/2046	Pré-Oper	446 km	-	R\$ 131,1	R\$ 134,8	IPCA
EDTE (Lote M)	01/12/2016	01/12/2046	Pré-Oper	170 km	-	R\$ 64,2	R\$ 66,1	IPCA
TOTAL				7.736 km	R\$ 2.283,1	R\$ 2.362,8	R\$ 2.314,8	

*USD 1,0 - BRL 3,25 ** USD 1,0 - BRL 3,86

Abaixo, segue evolução da extensão em Km das transmissoras da Companhia:

Evolução das Transmissoras Alupar (em quilômetros)

● subestações próprias
 ■ em implantação
 ■ em operação



Geração

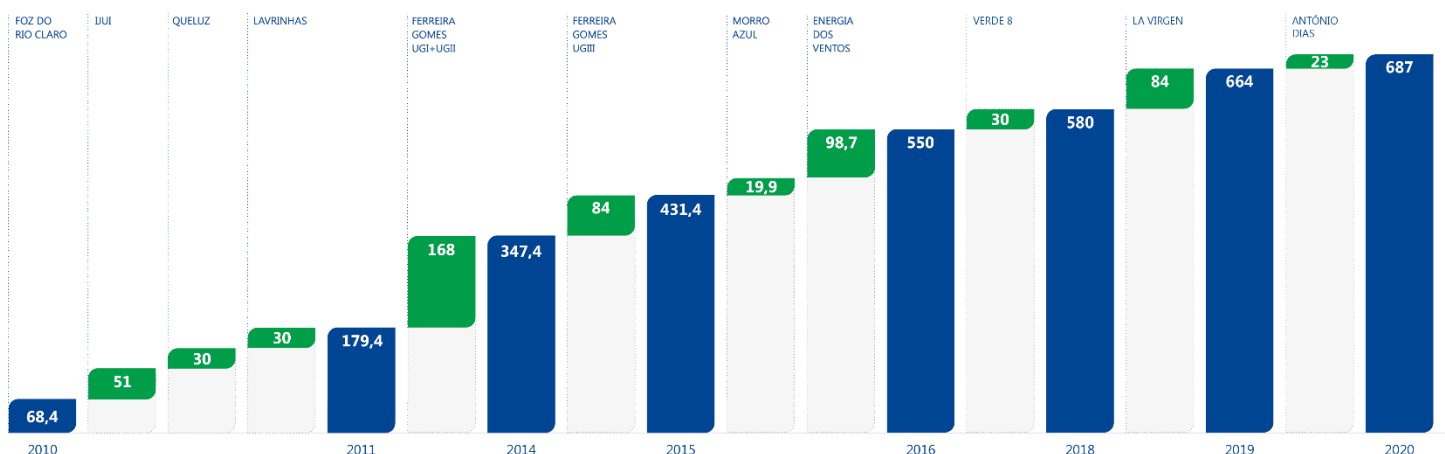
Atualmente, a Alupar atua no segmento de geração de energia elétrica por meio de UHEs, PCHs e parques eólicos, localizados no Brasil, Colômbia e Peru. O portfólio de ativos totaliza uma capacidade instalada de 580,0 MW em operação, 84,0 MW em implantação, além de um projeto (Antônio Dias) de 23 MW em fase de licenciamento.

Abaixo, seguem principais características dos ativos de geração da Alupar:

	Prazo da Concessão		Início da Operação	Capital		Capacidade Instalada - MW	Garantia Física - MW
	Início	Fim		Votante	Total		
Queluz	Abr/04	Abr/34	Ago/11	68,83%	68,83%	30,0	21,4
Lavrinhas	Abr/04	Abr/34	Set/11	61,00%	61,00%	30,0	21,4
Foz do Rio Claro	Ago/06	Ago/41	Ago/10	100,00%	69,83%	68,4	39,0
São José - Ijuí	Ago/06	Ago/41	Mar/11	100,00%	86,66%	51,0	30,4
Ferreira Gomes	Nov/10	Nov/45	Nov/14	100,00%	100,00%	252,0	153,1
Energia dos Ventos	Jul/12	Jul/47	Mar/16	100,00%	100,00%	98,7	50,9
Morro Azul (Risaralda)	Jan/09	Vitalícia	Set/16	99,97%	99,97%	19,9	13,2
Verde 08	Out/12	Jun/44	Mai/18	85,00%	85,00%	30,0	18,7
La Virgen	Out/05	Vitalícia	Pré - Operacional	82,85%	82,85%	84,0	49,3
Antônio Dias	Jul/14	Jul/49	Pré - Operacional	90,00 %	90,00 %	23,0	11,4
TOTAL						687,0	408,8

Abaixo, segue evolução da capacidade de geração da Companhia:

Expansão da capacidade de Geração (em MW)



Análise do Desempenho Combinado – Segmento de Transmissão

Os números abaixo refletem o somatório de 100% dos números de cada uma das subsidiárias de Transmissão nas quais a Alupar possui participação, da mesma forma que está apresentada na **Nota Explicativa 36** de “Informações por Segmento” das demonstrações financeiras de 2018.

Em razão das questões já comentadas sobre as diferenças que ocorrem entre os números Regulatórios e Societários (vide “Notas” na página 4 deste Relatório), o foco da análise do segmento de transmissão é sobre o desempenho Regulatório, à exceção dos comentários feitos sobre as receitas, EBITDA e o lucro na demonstração do resultado Societário.

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"						
R\$ MM	4T18	4T17	Var.%	2018	2017	Var.%
Receita Líquida	543,7	269,9	101,4%	1.460,4	1.081,0	35,1%
Custo dos Serviços Prestados	(29,3)	(23,0)	27,4%	(93,5)	(85,4)	9,5%
Custo de Infraestrutura	(130,5)	(16,6)	-	(270,7)	(53,4)	-
Depreciação / Amortização	(0,7)	(0,7)	-	(2,8)	(2,8)	1,9%
Despesas Operacionais	(15,5)	(14,4)	8,0%	(44,0)	(42,9)	2,5%
EBITDA (CVM 527)	368,4	216,0	70,6%	1.052,2	899,2	17,0%
Margem EBITDA	67,8%	80,0%	(12,2 p.p)	72,1%	83,2%	(11,1 p.p)
Margem EBITDA Ajustada*	89,2%	85,2%	4,0 p.p	88,4%	87,5%	0,9 p.p
Resultado Financeiro	(21,0)	(30,0)	(30,0%)	(96,1)	(142,5)	(32,5%)
Lucro Líquido	277,9	204,9	35,6%	789,8	686,3	15,1%
Dívida Líquida**	1.230,1	1.265,4	(2,8%)	1.230,1	1.265,4	(2,8%)
Div. Líquida / EBITDA***	0,8	1,5		1,2	1,4	

Principais Indicadores "REGULATÓRIO"						
R\$ MM	4T18	4T17	Var.%	2018	2017	Var.%
Receita Líquida	269,9	290,8	(7,2%)	1.122,5	1.222,6	(8,2%)
Custos Operacionais	(24,4)	(22,3)	9,7%	(83,8)	(81,9)	2,4%
Depreciação / Amortização	(31,9)	(32,8)	(2,9%)	(128,1)	(128,5)	(0,3%)
Despesas Operacionais	(15,5)	(14,4)	8,0%	(43,9)	(42,8)	2,5%
EBITDA (CVM 527)	230,0	254,2	(9,5%)	994,7	1.097,9	(9,4%)
Margem EBITDA	85,2%	87,4%	(2,2 p.p)	88,6%	89,8%	(1,2 p.p)
Resultado Financeiro	(21,0)	(30,0)	(30,0%)	(96,1)	(142,5)	(32,5%)
Lucro Líquido	176,7	189,0	(6,5%)	699,4	737,0	(5,1%)
Dívida Líquida**	1.230,1	1.265,4	(2,8%)	1.230,1	1.265,4	(2,8%)
Div. Líquida / EBITDA***	1,3	1,2		1,2	1,2	

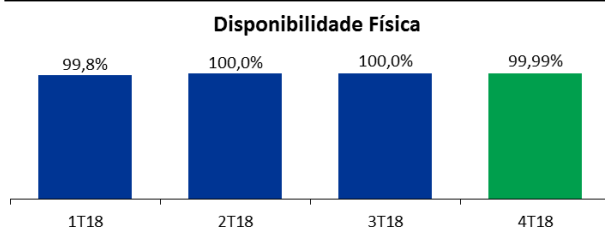
*Subtraído da Receita Líquida o Capex realizado (Custo de Infraestrutura)

** Considera Títulos e Valores Mobiliários do Ativo Não Circulante

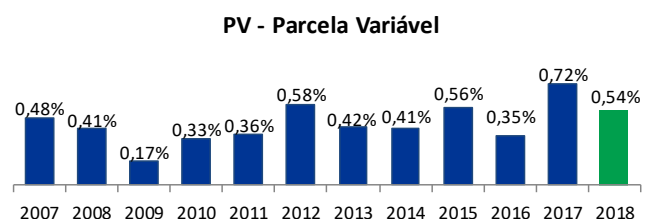
***Ebitda Anualizado

As transmissoras da Companhia apresentaram um desempenho operacional consistente ao longo do 4T18, mantendo a disponibilidade física superior a 99,99%.

A disponibilidade física da linha é um indicador operacional, que demonstra o percentual de horas em que a linha esteve disponível ao longo de um determinado período.



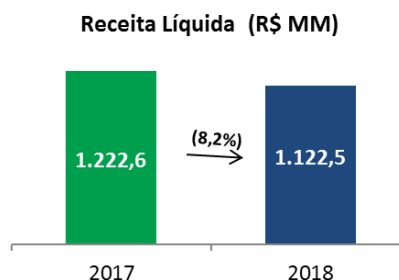
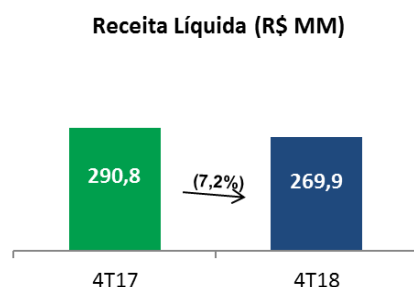
O PV é o indicador que reflete o impacto da indisponibilidade no resultado da empresa.



Análise do Desempenho Combinado de Transmissão - Regulatório

Receita Líquida

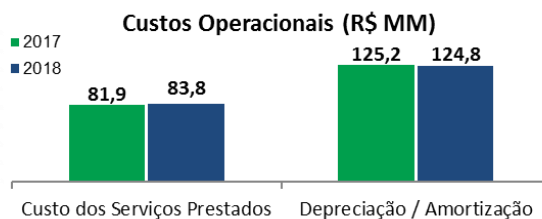
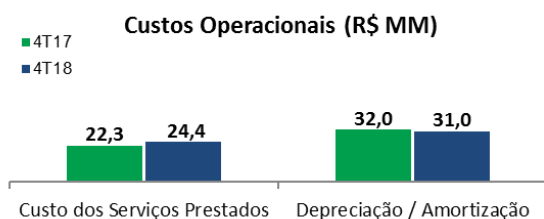
No 4T18, a receita líquida totalizou R\$ 269,9 milhões, ante os R\$ 290,8 milhões apurados no 4T17. Esta variação deve-se à: (a) redução de R\$ 33,4 milhões na receita das transmissoras EATE e ETEP, em razão da queda de 50% da Receita Anual Permitida - RAP para o ciclo 2018/2019, decorrente do aniversário de 15 anos da entrada em operação (EATE: mar/18; ETEP: ago/17); (b) redução de R\$ 0,9 milhão na receita da transmissora ESDE, exclusivamente em função da indisponibilidade de equipamento (compensador estático) que constituiu um PV – Parcela Variável de R\$ 1,2 milhão neste trimestre e; (c) aumento de R\$ 10,9 milhões na receita das demais transmissoras, impactadas pelo reajuste das RAPs, conforme Resolução Homologatória nº 2.408 de 26 de junho de 2018 que estabeleceu reajuste de 2,85% para os contratos indexados em IPCA e 4,27% para os contratos indexados em IGP-M. Para mais informações vide tabela da seção “Transmissão” (pag.6).



Custo do Serviço

Totalizou R\$ 55,4 milhões no 4T18, ante os R\$ 54,2 milhões registrados no 4T17.

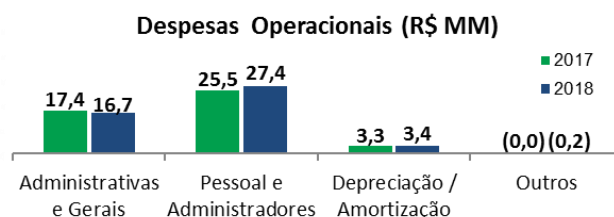
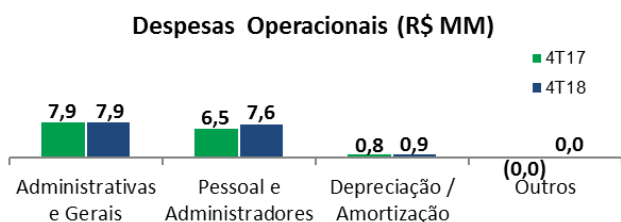
A conta **Custo dos Serviços Prestados**, apresentou um aumento de R\$ 2,2 milhões principalmente em função do: (i) crescimento de R\$ 0,5 milhão na transmissora ETVG, em razão de manutenções preventivas; (ii) aumento de R\$ 1,2 milhão na transmissora EATE, em virtude de gastos com O&M, materiais e manutenção do sistema elétrico; (iii) crescimento de R\$ 0,8 milhão na transmissora ENTE, devido à manutenção do sistema elétrico da subestação; (iv) aumento de R\$ 0,4 milhão na transmissora ETEP, em função de gastos com consultoria de meio ambiente e; (v) em contrapartida, a transmissora ETEM registrou uma redução de R\$ 0,6 milhão, dado que no 4T17 foram realizados serviços não recorrentes de melhorias na linha de transmissão e a compra de peças sobressalentes. Na conta **Depreciação/Amortização** foi registrada uma redução de R\$ 1,0 milhão, basicamente pela queda de R\$ 1,2 milhão na transmissora STC, dado que no 4T17 foi registrado um aumento nesta conta em função da contabilização retroativa de 2007 – 2017, originada pela incorporação de créditos de Pis/Cofins no ativo imobilizado.



Despesas Operacionais

Totalizaram R\$ 16,4 milhões no 4T18, ante os R\$ 15,2 milhões apurados no 4T17.

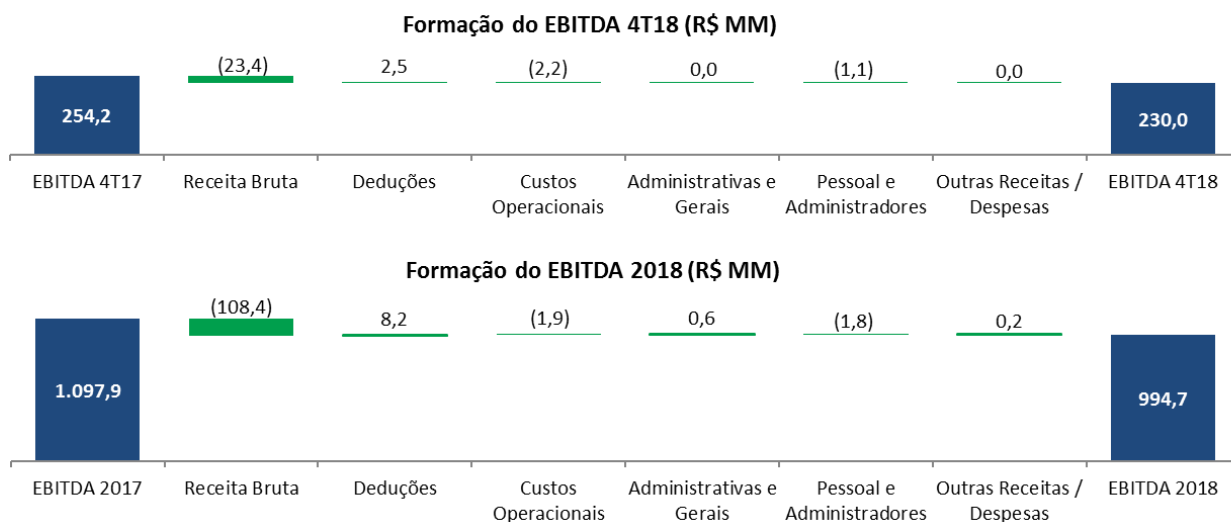
A principal variação foi registrada na conta **Pessoal e Administradores**, que apresentou aumento de R\$ 1,1 milhão, basicamente em razão da provisão de PLR referente ao ano de 2018, sendo os principais impactos nas transmissoras: ECTE (R\$ 0,1 milhão), EATE (R\$ 0,1 milhão), STN (R\$ 0,2 milhão) e TME (R\$ 0,2 milhão).



EBITDA e Margem EBITDA

Totalizou R\$ 230,0 milhões no 4T18, ante os R\$ 254,2 milhões apurados no 4T17. Esta variação deve-se, principalmente, à queda de R\$ 23,4 milhões na **Receita Bruta** ocasionada pela: (i) redução de R\$ 33,4 milhões na receita das transmissoras EATE e ETEP, em razão da queda de 50% da Receita Anual Permitida - RAP para o ciclo 2018/2019, decorrente do aniversário de 15 anos da entrada em operação (EATE: mar/18; ETEP: ago/17); (ii) redução de R\$ 0,9 milhão na receita da transmissora ESDE, exclusivamente em função da indisponibilidade de equipamento (compensador estático) que constituiu um PV – Parcela Variável de R\$ 1,2 milhão neste trimestre e; (iii) aumento de R\$ 10,9 milhões na receita das demais transmissoras, impactado pelo reajuste das RAPs, conforme Resolução Homologatória nº 2.408 de 26 de junho de 2018 que estabeleceu reajuste de 2,85% para os contratos indexados em IPCA e 4,27% para os contratos indexados em IGP-M. Para mais informações vide tabela da seção “Transmissão” (pag.6).

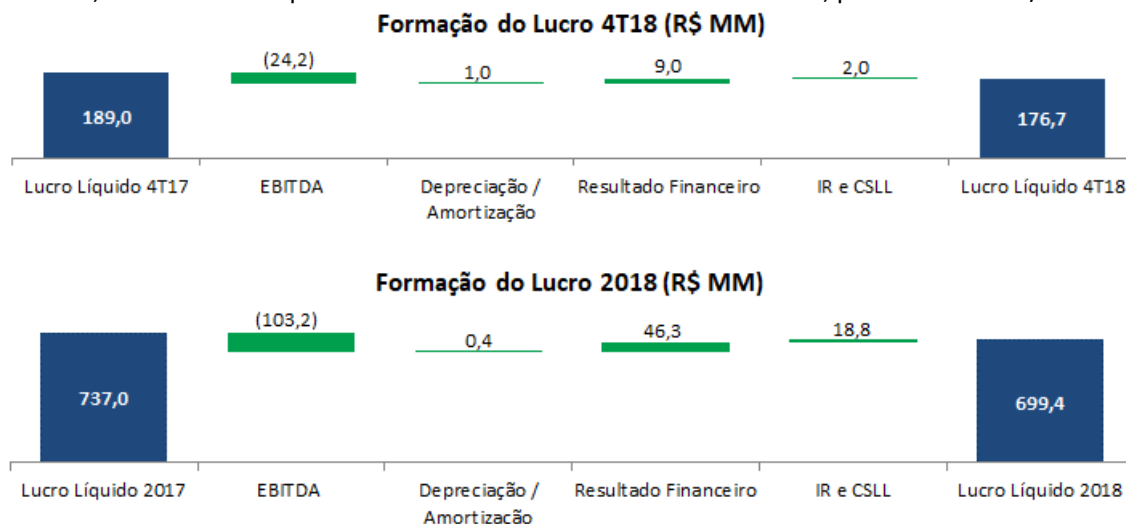
A margem EBITDA atingiu 85,2% no 4T18, ante os 87,4% registrados no 4T17.



Lucro Líquido

Totalizou R\$ 176,7 milhões no 4T18, ante os R\$ 189,0 milhões apurados no 4T17.

O lucro foi impactado pela: (a) redução de R\$ 24,2 milhões no **EBITDA**, especialmente pela queda da receita bruta, conforme explicado acima; (b) redução de R\$ 1,0 milhão na **Depreciação / Amortização**, basicamente pela queda de R\$ 1,2 milhão na transmissora STC, em função da incorporação, no 4T17, de créditos de Pis/Cofins no ativo imobilizado; (c) redução de R\$ 9,0 milhões no **Resultado Financeiro** devido à: (i) queda da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 1,51% no acumulado do 4T18, ante os 1,76% no acumulado do 4T17; (ii) redução de R\$ 3,1 milhões na transmissora EATE e R\$ 1,7 milhão na transmissora ENTE, decorrente das amortizações ao longo de 2018 que totalizaram R\$ 134,7 milhões e R\$ 58,4 milhões, respectivamente e; (d) redução de R\$ 2,0 milhões na linha **IR/CSLL**, explicado principalmente pela queda no resultado da transmissora EATE, decorrente da queda de 50% da Receita Anual Permitida - RAP, para o ciclo 2018/2019.



Consolidação de Resultado 4T18 - Transmissão Regulatório

Transmissão Combinado	Trimestre findo em 31/12/2018					Transmissão Consolidado	
	Controle Compartilhado				Equivalência Patrimonial - Investimentos Indiretos		
	TNE	TME	ETB	Equivalência Patrimonial - TNE / TME / ETB			
Receita operacional bruta	292.709	1.572	14.293	-	-	276.844	
Receita de transmissão de energia	295.005	1.572	14.381	-	-	279.052	
(-) Parcela variável	(2.296)	-	(88)	-	-	(2.208)	
Deduções da receita operacional bruta	(22.768)	(211)	(1.300)	-	-	(21.257)	
PIS	(2.112)	(26)	(134)	-	-	(1.952)	
COFINS	(9.247)	(119)	(618)	-	-	(8.510)	
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(7.552)	(41)	(368)	-	-	(7.143)	
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.076)	(5)	(49)	-	-	(1.022)	
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT	(1.077)	(5)	(49)	-	-	(1.023)	
Ministério de minas e energia - MME	(536)	(3)	(25)	-	-	(508)	
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	(1.168)	(12)	(57)	-	-	(1.099)	
Receita operacional líquida	269.941	1.361	12.993	-	-	255.587	
Custo de operação	(55.427)	(1.463)	(3.532)	-	-	(50.432)	
Custo dos serviços prestados	(24.418)	(576)	(1.379)	-	-	(22.463)	
Depreciação / Amortização	(31.009)	(887)	(2.153)	-	-	(27.969)	
Lucro bruto	214.514	(102)	9.461	-	-	205.155	
Despesas e receitas operacionais	(16.392)	(144)	(323)	(6)	2.827	4.279	(8.813)
Administrativas e gerais	(7.935)	(65)	272	(6)	-	-	(8.136)
Pessoal	(7.607)	(80)	(595)	-	-	-	(6.932)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	2.827	4.279	7.106
Depreciação / Amortização	(850)	-	-	-	-	-	(850)
Outras receitas	1	-	-	-	-	-	1
Outras despesas	(1)	1	-	-	-	-	(2)
EBIT	198.122	(246)	9.138	(6)	2.827	4.279	196.342
Depreciação / Amortização	(31.859)	(887)	(2.153)	-	-	-	(28.819)
EBITDA	229.981	641	11.291	(6)	2.827	4.279	225.161
Despesas financeiras	(26.902)	(8)	(2.861)	-	-	-	(24.033)
Encargos de dívidas	(26.482)	-	(2.680)	-	-	-	(23.802)
Variações cambiais	714	-	-	-	-	-	714
Outras	(1.134)	(8)	(181)	-	-	-	(945)
Receitas financeiras	5.927	90	609	-	-	-	5.228
Receitas de aplicações financeiras	5.001	83	338	-	-	-	4.580
Outras	926	7	271	-	-	-	648
EBT	177.147	(164)	6.886	(6)	2.827	4.279	177.537
IR / CSLL	(444)	-	(551)	-	-	-	(107)
Imposto de renda	710	-	-	-	-	-	710
Contribuição social	(3.370)	-	(551)	-	-	-	(2.819)
Imposto de renda diferido	909	-	-	-	-	-	909
CSLL diferido	1.307	-	-	-	-	-	1.307
Lucro líquido Consolidado	176.703	(164)	6.335	(6)	2.827	4.279	177.644
Participação de não controladores	-	-	-	-	-	-	(88.347)
Lucro líquido Alupar							89.297

Consolidação de Resultado 2018 - Transmissão Regulatório

Transmissão Combinado	Período findo em 31/12/2018					Transmissão Consolidado
	Controle Compartilhado			Equivalência Patrimonial - TNE / TME / ETB	Equivalência Patrimonial - Investimentos Indiretos	
	TNE	TME	ETB			
Receita operacional bruta	1.222.435	4.911	56.048	-	-	1.161.476
Receita de transmissão de energia	1.229.590	6.195	56.338	-	-	1.167.057
(-) Parcela variável	(7.155)	(1.284)	(290)	-	-	(5.581)
Deduções da receita operacional bruta	(99.976)	(712)	(7.319)	-	-	(91.945)
PIS	(9.629)	(90)	(919)	-	-	(8.620)
COFINS	(42.746)	(416)	(4.234)	-	-	(38.096)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(31.582)	(128)	(1.454)	-	-	(30.000)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(4.478)	(17)	(195)	-	-	(4.266)
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT	(4.450)	(17)	(195)	-	-	(4.238)
Ministério de minas e energia - MME	(2.197)	(9)	(98)	-	-	(2.090)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	(4.894)	(35)	(224)	-	-	(4.635)
Receita operacional líquida	1.122.459	4.199	48.729	-	-	1.069.531
Custo de operação	(208.595)	(5.252)	(13.558)	-	-	(189.785)
Custo dos serviços prestados	(83.828)	(1.703)	(5.043)	-	-	(77.082)
Depreciação / Amortização	(124.767)	(3.549)	(8.515)	-	-	(112.703)
Lucro bruto	913.864	(1.053)	35.171	-	-	879.746
Despesas e receitas operacionais	(47.280)	(1.137)	(1.457)	(51)	9.008	(18.808)
Administrativas e gerais	(16.748)	(447)	493	(51)	-	(16.743)
Pessoal	(27.370)	(608)	(1.950)	-	-	(24.812)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	9.008	25.827
Depreciação / Amortização	(3.365)	-	-	-	-	(3.365)
Outras receitas	401	-	-	-	-	401
Outras despesas	(198)	(82)	-	-	-	(116)
EBIT	866.584	(2.190)	33.714	(51)	9.008	860.938
Depreciação / Amortização	(128.132)	(3.549)	(8.515)	-	-	(116.068)
EBITDA	994.716	1.359	42.229	(51)	9.008	977.006
Despesas financeiras	(117.210)	(62)	(11.219)	-	-	(105.929)
Encargos de dívidas	(110.118)	-	(10.346)	-	-	(99.772)
Variações cambiais	1.028	-	-	-	-	1.028
Outras	(8.120)	(62)	(873)	-	-	(7.185)
Receitas financeiras	21.085	450	1.363	-	-	19.272
Receitas de aplicações financeiras	18.833	421	981	-	-	17.431
Outras	2.252	29	382	-	-	1.841
EBT	770.459	(1.802)	23.858	(51)	9.008	774.281
IR / CSLL	(71.097)	-	(2.221)	-	-	(68.876)
Imposto de renda	(31.470)	-	-	-	-	(31.470)
Contribuição social	(41.843)	-	(2.221)	-	-	(39.622)
Imposto de renda diferido	909	-	-	-	-	909
CSLL diferido	1.307	-	-	-	-	1.307
Lucro líquido Consolidado	699.362	(1.802)	21.637	(51)	9.008	705.405
Participação de não controladores	-	-	-	-	-	(351.090)
Lucro líquido Alupar	-	-	-	-	-	354.315

Análise do desempenho Combinado de Transmissão - Societário IFRS

1 - Com a adoção do IFRS, a Receita pela Disponibilização (RAP – PV) foi substituída por 3 novas receitas: Receita de Infraestrutura, Receita de Transmissão de Energia (O&M) e Receita de Remuneração do Ativo da Concessão.

Receita de Infraestrutura

Volume de investimento (CAPEX) efetuado nas empresas de transmissão

Receita de Trans. de Energia

Receita que remunera os custos de operação e manutenção dos ativos de transmissão

Remuneração do Ativo Financeiro

É o resultado da multiplicação da taxa de remuneração (variável) de um determinado ativo de transmissão pelo saldo do seu ativo financeiro

2 - Com a adoção no 4T18 (retroativa desde 1º de janeiro de 2018) do CPC 47 – Receita Contrato com Clientes (IFRS 15), foi introduzido um novo modelo para o reconhecimento de receitas provenientes dos contratos com clientes:

Receita de Infraestrutura

Volume de investimento (CAPEX) efetuado nas empresas de transmissão, considerando margem de construção

Receita de Trans. de Energia

Receita que remunera os custos de operação e manutenção dos ativos de transmissão, considerando margem de O&M

Correção Monetária Ativo

Inflação acumulada do período aplicada sobre o saldo do Ativo Contratual

Remuneração do Ativo Contratual

É o resultado da multiplicação da taxa efetiva de juros (fixada na data de assinatura do contrato de concessão) de um determinado ativo de transmissão pelo saldo do seu ativo contratual

Dessa forma, o balanço das empresas de transmissão passou a apresentar uma conta de Ativo Contratual, a qual tem a sua movimentação prevista conforme exemplo detalhado abaixo:

Ativo Contratual em 30/09/2018 (Projetos em Operação)	Ativo Contratual em 30/09/2018 (Projetos Fase de Construção)
+	+
Receita de Infraestrutura entre 01/10/2018 e 31/12/2018	Receita de Infraestrutura entre 01/10/2018 e 31/12/2018
+	=
Correção monetária ativo contratual entre 01/10/2018 e 31/12/2018	Ativo Contratual em 31/12/2018
+	
Remuneração do Ativo Contratual entre 01/10/2018 e 31/12/2018	
+	
Receita de Transmissão de Energia entre 01/10/2018 e 31/12/2018	
-	
RAP entre 01/10/2018 e 31/12/2018	
-	
Caso exista, Valor Residual recebido entre 01/10/2018 e 31/12/2018	
=	
Ativo Contratual em 31/12/2018	

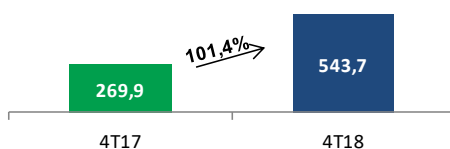
Impactos adoção CPC 47

	Controladora			Consolidado		
	Apresentado 31/12/2018	Impactos da adoção CPC 47	Apresentado 31/12/2018	Apresentado 31/12/2018	Impactos da adoção CPC 47	Apresentado 31/12/2018
ATIVO						
CIRCULANTE	984.044	-	984.044	5.205.242	(218.876)	4.986.366
Ativo financeiro da concessão	-	-	-	1.125.509	(1.125.509)	-
Ativo financeiro contratual	-	-	-	-	906.633	906.633
Demais Contas não impactadas	984.044	-	984.044	4.079.733	-	4.079.733
NÃO CIRCULANTE	3.929.661	297.806	4.227.467	8.348.412	1.271.802	9.620.214
Ativo financeiro da concessão	-	-	-	3.353.023	(3.353.023)	-
Ativo financeiro contratual	-	-	-	-	4.624.825	4.624.825
Investimentos	3.667.716	297.806	3.965.522	-	-	-
Demais Contas não impactadas	261.945	-	261.945	4.995.389	-	4.995.389
ATIVO TOTAL	4.913.705	297.806	5.211.511	13.553.654	1.052.926	14.606.580
PASSIVO						
Outros Tributos	-	-	-	-	126.779	126.779
Demais Contas não impactadas	221.389	-	221.389	1.402.123	-	1.402.123
CIRCULANTE	221.389	-	221.389	1.402.123	126.779	1.528.902
NÃO CIRCULANTE	662.074	-	662.074	6.263.594	552.375	6.815.969
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	-	449.690	235.068	684.758
Outros Tributos	-	-	-	-	317.307	317.307
Demais Contas não impactadas	662.074	-	662.074	5.813.904	-	5.813.904
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	4.030.242	297.806	4.328.048	5.887.937	373.772	6.261.709
Reserva de lucro	1.109.886	233.468	1.343.354	1.109.886	233.468	1.343.354
Lucros acumulados	-	64.338	64.338	-	64.338	64.338
Demais Contas não impactadas	2.920.356	-	2.920.356	2.920.356	-	2.920.356
DA CONTROLADORA						
Participação de acionistas não controladores	-	-	-	1.857.695	75.966	1.933.661
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	4.913.705	297.806	5.211.511	13.553.654	1.052.926	14.606.580
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO						
Remuneração do ativo de concessão	-	-	-	1.293.604	204.579	1.498.183
Pis e Cofins Diferido	-	-	-	-	(37.600)	(37.600)
Taxas regulamentares e setoriais diferidas	-	-	-	-	(11.922)	(11.922)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	-	(39.949)	(85.098)	(125.047)
Equivalência Patrimonial	397.057	64.338	461.395	-	-	-
Demais Contas não impactadas	(74.646)	-	(74.646)	(585.678)	-	(585.678)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	322.411	64.338	386.749	674.532	69.959	744.491
Atribuído a sócios da empresa controladora	322.411	-	386.749	322.411	64.338	386.749
Atribuído a sócios não controladores	-	-	-	352.121	5.621	357.742

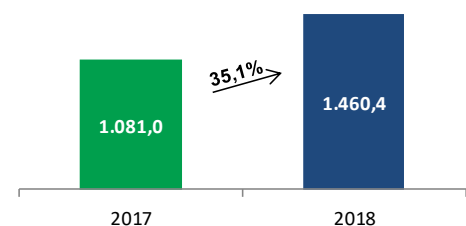
Receita Líquida - IFRS

Totalizou R\$ 543,7 milhões no 4T18, R\$ 273,8 milhões ou 101,4% superior aos R\$ 269,9 milhões apurados no 4T17. As principais variações foram: (a) aumento de R\$ 278,2 milhões na **Receita de Infraestrutura**, que totalizou R\$ 294,8 milhões neste trimestre, ante os R\$ 16,6 milhões registrados no 4T17. Essa variação foi registrada principalmente nos projetos de transmissão em implantação no Brasil, sendo: (i) aumento de R\$ 120,2 milhões, decorrente dos investimentos realizados e; (ii) crescimento de R\$ 164,3 milhões em razão da aplicação do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes, vigente a partir de 1º de janeiro de 2018; (b) aumento de R\$ 60,7 milhões na **Receita de Transmissão de Energia**, que totalizou R\$ 92,6 milhões no 4T18, ante os R\$ 31,9 milhões registrados no 4T17, exclusivamente nas transmissoras em operação, principalmente pela aplicação do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes, vigente a partir de 1º de janeiro de 2018 e; (c) em contrapartida, foi registrado aumento de R\$ 61,8 milhões nas deduções, principalmente pelo crescimento da receita bruta, que, por sua vez, decorreu da aplicação do CPC 47 (IFRS 15).

Receita Líquida (R\$ MM)



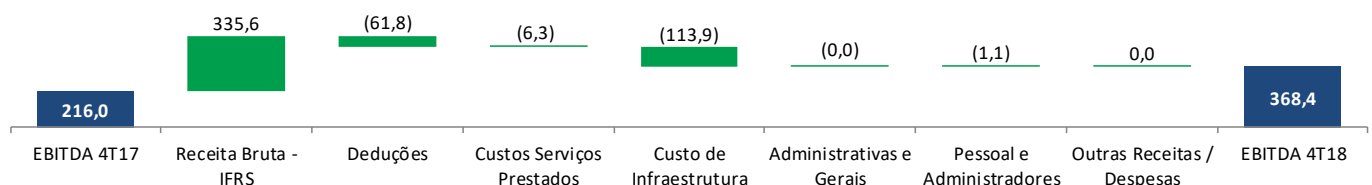
Receita Líquida (R\$ MM)



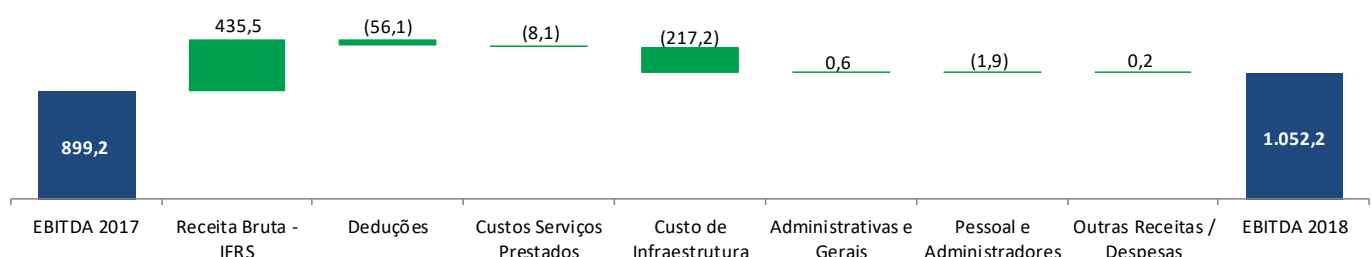
EBITDA e Margem EBITDA - IFRS

Totalizou R\$ 368,4 milhões no 4T18, R\$ 152,5 milhões ou 70,6% superior aos R\$ 216,0 milhões apurados no 4T17. A margem EBITDA Ajustada atingiu 89,2% no 4T18, 4,0 p.p superior aos 85,2% registrados no 4T17. Esta variação deve-se ao: (a) aumento de R\$ 335,6 milhões na **Receita Bruta - IFRS**, basicamente pelo crescimento de R\$ 278,2 milhões na Receita de Infraestrutura e R\$ 60,7 milhões na Receita de Transmissão de Energia, conforme detalhado acima, na seção "Receita Líquida - IFRS"; (b) aumento de R\$ 61,8 milhões nas **Deduções**, principalmente pelo crescimento da receita bruta, que, por sua vez, decorreu da aplicação do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes; (c) crescimento de R\$ 6,3 milhões nos **Custos dos Serviços Prestados**, principalmente em função do: (i) aumento de R\$ 3,0 milhões na transmissora EBTE, em razão de provisões com indenização fundiária; (ii) crescimento de R\$ 1,7 milhão na transmissora EATE, em virtude de gastos com O&M, materiais e manutenção do sistema elétrico; (iii) acréscimo de R\$ 1,0 milhão na transmissora ENTE, devido à manutenção do sistema elétrico da subestação e; (d) aumento de R\$ 113,9 milhões no **Custo de Infraestrutura**, principalmente em função dos investimentos realizados nos projetos de transmissão no Brasil (+R\$ 120,2 milhões).

Formação do EBITDA - 4T18 (R\$ MM)



Formação do EBITDA - 2018 (R\$ MM)



Lucro Líquido - IFRS

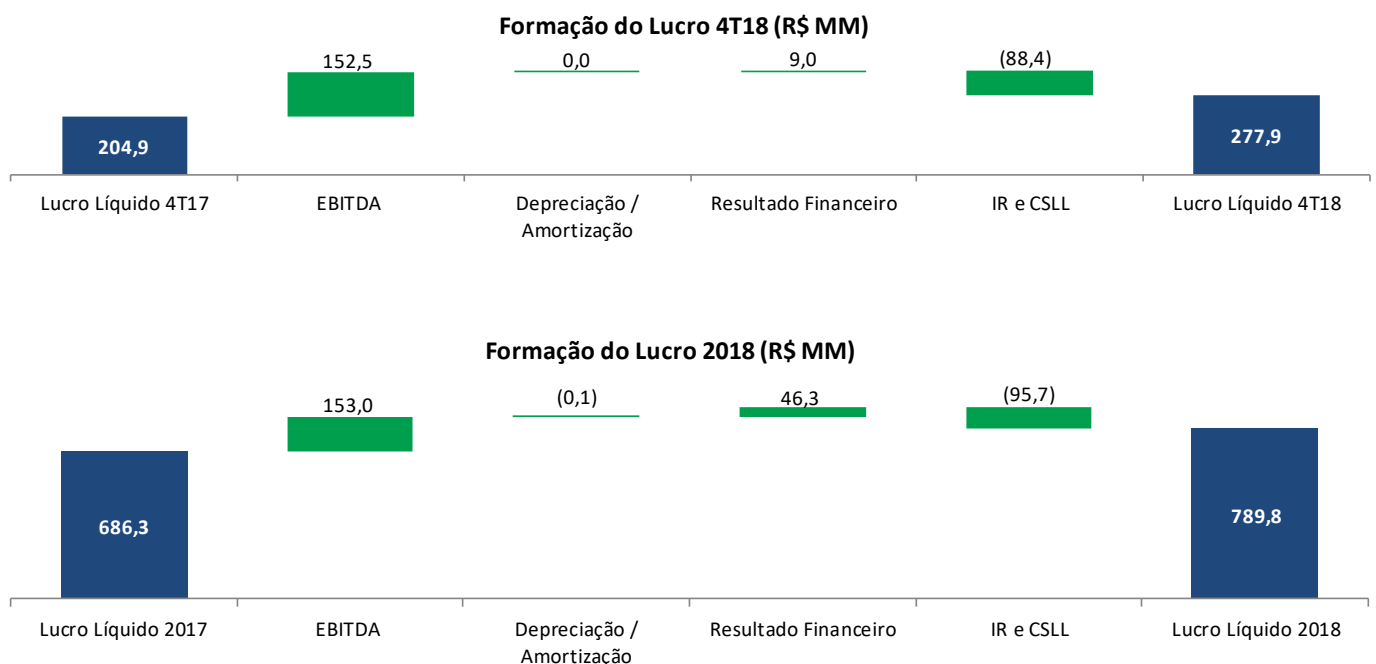
Totalizou R\$ 277,9 milhões no 4T18, 35,6% superior aos R\$ 204,9 milhões apurados no 4T17.

O lucro foi impactado pelo:

(a) aumento de R\$ 152,5 milhões no **EBITDA**, basicamente pelo crescimento de R\$ 273,8 milhões na Receita Líquida, conforme detalhado anteriormente, na seção “Receita Líquida – IFRS”;

(b) redução de R\$ 9,0 milhões no **Resultado Financeiro** devido à: (i) queda da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 1,51% no acumulado do 4T18, ante os 1,76% no acumulado do 4T17; (ii) redução de R\$ 3,1 milhões na transmissora EATE e R\$ 1,7 milhão na transmissora ENTE, decorrente das amortizações ao longo de 2018, que totalizaram R\$ 134,7 milhões e R\$ 58,4 milhões, respectivamente e;

(c) aumento de R\$ 88,4 milhões no **IRPJ/CSLL**, em razão do: (i) aumento de R\$ 31,4 milhões na transmissora ENTE, que teve sua alíquota média do IR alterada no 4T17, em função da obtenção do seu benefício fiscal SUDAM (dez/16), conseqüentemente sendo registrada uma reversão de R\$ 30,6 milhões no IRPJ diferido naquele trimestre e; (ii) crescimento de R\$ 57,0 milhões nas demais transmissoras, decorrente da aplicação do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes, vigente a partir de 1º de janeiro de 2018, a qual gerou um aumento no saldo a receber dos ativos da concessão, e conseqüentemente o reconhecimento dos impostos diferidos sobre este incremento.



Consolidação de Resultado 4T18 - Transmissão Societário (IFRS)

Transmissão Combinado	Trimestre findo em 31/12/2018					Transmissão Consolidado	
	Controle Compartilhado			Equivalência Patrimonial - TNE / TME / ETB	Equivalência Patrimonial - Investimentos Indiretos		
	TNE	TME	ETB				
Receita operacional bruta	630.868	5.516	21.908	25.198		578.246	
Receita de transmissão de energia	94.767	(1.072)	4.231	-		91.608	
Receita de infraestrutura	294.757	624	-	27.477		266.656	
Remuneração do Ativo de Concessão	243.535	5.964	17.765	(2.279)		222.085	
(-) Parcela variável	(2.191)	-	(88)	-		(2.103)	
Deduções da receita operacional bruta	(87.137)	(500)	(3.186)	(4.532)		(78.919)	
PIS	(2.109)	(26)	(134)	-		(1.949)	
COFINS	(9.230)	(119)	(618)	-		(8.493)	
PIS diferido	(9.229)	(40)	(254)	(775)		(8.160)	
COFINS diferido	(42.518)	(179)	(1.170)	(3.569)		(37.600)	
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(7.552)	(41)	(368)	-		(7.143)	
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR diferido	(9.608)	(61)	(400)	-		(9.147)	
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.076)	(5)	(49)	-		(1.022)	
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT	(1.077)	(5)	(49)	-		(1.023)	
Ministério de minas e energia - MME	(536)	(3)	(25)	-		(508)	
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	(1.168)	(12)	(57)	-		(1.099)	
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE diferido	(3.034)	(9)	(62)	(188)		(2.775)	
Receita operacional líquida	543.731	5.016	18.722	20.666		499.327	
Custo de operação	(159.746)	(1.112)	(1.495)	(23.573)		(133.566)	
Custo dos serviços prestados	(29.292)	(575)	(1.495)	-		(27.222)	
Custo de infraestrutura	(130.453)	(537)	-	(23.573)		(106.343)	
Depreciação / Amortização	(1)	-	-	-		(1)	
Lucro bruto	383.985	3.904	17.227	(2.907)		365.761	
Despesas e receitas operacionais	(16.263)	(145)	(323)	(6)	8.137	2.715	(4.937)
Administrativas e gerais	(7.937)	(65)	272	(6)			(8.138)
Pessoal	(7.607)	(80)	(595)	-			(6.932)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	8.137	2.715	10.852
Depreciação / Amortização	(716)	-	-	-			(716)
Outras receitas	1	-	-	-			1
Outras despesas	(4)	-	-	-			(4)
EBIT	367.722	3.759	16.904	(2.913)	8.137	2.715	360.824
Depreciação / Amortização	(717)	-	-	-			(717)
EBITDA	368.439	3.759	16.904	(2.913)	8.137	2.715	361.541
Despesas financeiras	(26.902)	(8)	(2.861)	-			(24.033)
Encargos de dívidas	(26.482)	-	(2.680)	-			(23.802)
Variações cambiais	714	-	-	-			714
Outras	(1.134)	(8)	(181)	-			(945)
Receitas financeiras	5.927	90	609	-			5.228
Receitas de aplicações financeiras	5.001	83	338	-			4.580
Outras	926	7	271	-			648
	(20.975)	82	(2.252)	-			(18.805)
EBT	346.747	3.841	14.652	(2.913)	8.137	2.715	342.019
IR / CSLL	(68.825)	(1.282)	(3.038)	656			(65.161)
Imposto de renda	114	-	-	-			114
Contribuição social	(4.654)	-	(551)	-			(4.103)
Imposto de renda diferido	(47.689)	(943)	(1.692)	394			(45.448)
CSLL diferido	(16.596)	(339)	(795)	262			(15.724)
Lucro líquido Consolidado	277.922	2.559	11.614	(2.257)	8.137	2.715	276.858
Participação de não controladores							(95.570)
Lucro líquido Alupar							181.288

Consolidação de Resultado 2018 - Transmissão Societário (IFRS)

	Período findo em 31/12/2018						
	Transmissão Combinado	Controle Compartilhado			Equivalência Patrimonial - TNE / TME / ETB	Equivalência Patrimonial - Investimentos Indiretos	Transmissão Consolidado
		TNE	TME	ETB			
Receita operacional bruta	1.624.736	8.149	71.442	46.962			1.498.183
Receita de transmissão de energia	194.341	1.450	10.187	-			182.704
Receita de infraestrutura	434.972	889	-	46.962			387.121
Remuneração do Ativo de Concessão	1.002.577	7.094	61.545	-			933.938
(-) Parcela variável	(7.154)	(1.284)	(290)	-			(5.580)
Deduções da receita operacional bruta	(164.345)	(1.001)	(9.205)	(4.532)			(149.607)
PIS	(9.626)	(90)	(919)	-			(8.617)
COFINS	(42.729)	(416)	(4.234)	-			(38.079)
PIS diferido	(9.229)	(40)	(254)	(775)			(8.160)
COFINS diferido	(42.518)	(179)	(1.170)	(3.569)			(37.600)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(31.582)	(128)	(1.454)	-			(30.000)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR diferido	(9.608)	(61)	(400)	-			(9.147)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(4.478)	(17)	(195)	-			(4.266)
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT	(4.450)	(17)	(195)	-			(4.238)
Ministério de minas e energia - MME	(2.197)	(9)	(98)	-			(2.090)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	(4.894)	(35)	(224)	-			(4.635)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE diferido	(3.034)	(9)	(62)	(188)			(2.775)
Receita operacional líquida	1.460.391	7.148	62.237	42.430			1.348.576
Custo de operação	(364.218)	(2.504)	(5.492)	(43.058)			(313.164)
Custo dos serviços prestados	(93.546)	(1.702)	(5.492)	-			(86.352)
Custo de infraestrutura	(270.668)	(802)	-	(43.058)			(226.808)
Depreciação / Amortização	(4)	-	-	-			(4)
Lucro bruto	1.096.173	4.644	56.745	(628)			1.035.412
Despesas e receitas operacionais	(46.804)	(1.137)	(1.457)	(51)	20.470	14.139	(9.550)
Administrativas e gerais	(16.750)	(447)	493	(51)			(16.745)
Pessoal	(27.377)	(608)	(1.950)	-			(24.819)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	20.470	14.139	34.609
Depreciação / Amortização	(2.845)	-	-	-			(2.845)
Outras receitas	366	-	-	-			366
Outras despesas	(198)	(82)	-	-			(116)
EBIT	1.049.369	3.507	55.288	(679)	20.470	14.139	1.025.862
Depreciação / Amortização	(2.849)	-	-	-			(2.849)
EBITDA	1.052.218	3.507	55.288	(679)	20.470	14.139	1.028.711
Despesas financeiras	(117.210)	(62)	(11.219)	-			(105.929)
Encargos de dívidas	(110.118)	-	(10.346)	-			(99.772)
Variações cambiais	1.028	-	-	-			1.028
Outras	(8.120)	(62)	(873)	-			(7.185)
Receitas financeiras	21.085	450	1.363	-			19.272
Receitas de aplicações financeiras	18.833	421	981	-			17.431
Outras	2.252	29	382	-			1.841
	(96.125)	388	(9.856)	-			(86.657)
EBT	953.244	3.895	45.432	(679)	20.470	14.139	939.205
IR / CSLL	(163.417)	(1.462)	(9.021)	(389)			(152.545)
Imposto de renda	(32.066)	-	-	-			(32.066)
Contribuição social	(43.127)	-	(2.221)	-			(40.906)
Imposto de renda diferido	(65.474)	(1.075)	(4.898)	(374)			(59.127)
CSLL diferido	(22.750)	(387)	(1.902)	(15)			(20.446)
Lucro líquido Consolidado	789.827	2.433	36.411	(1.068)	20.470	14.139	786.660
Participação de não controladores							(345.601)
Lucro líquido Alupar							441.059

Projetos em Construção:

Transmissoras em Implantação	Extensão (Km)	RAP (MM) ⁽¹⁾	Investimento Previsto ANEEL (MM) ⁽²⁾	Investimento Realizado (MM) ⁽³⁾	Entrada em Operação (Regulatória)	Entrada em Operação (Previsão Gerencial)
TNE ⁽⁴⁾	715	R\$ 151,8	R\$ 1.481,1 ⁽⁵⁾	R\$ 282,7	2015	-
ELTE	40	R\$ 36,6	R\$ 262,0	R\$ 9,3	2017	2020
ETAP	20	R\$ 53,8	R\$ 284,9	R\$ 110,0	2019	2019
ETC	-	R\$ 31,2	R\$ 151,0	R\$ 37,6	2019	2019
TPE ⁽⁶⁾	541	R\$ 228,0	R\$ 1.268,7	R\$ 42,5	2022	2022
TCC ⁽⁶⁾	288	R\$ 155,0	R\$ 698,8	R\$ 21,9	2022	2022
ESTE ⁽⁷⁾	236	R\$ 107,3	R\$ 485,8	R\$ 10,8	2022	2022
TCE	200	US\$ 22,5	U\$ 130,0	U\$ 9,5 ⁽⁸⁾	2021	2021
TSM ⁽⁶⁾	330	R\$ 104,2	R\$ 889,0	R\$ 12,8	2022	2022
ETB ⁽⁶⁾	446	R\$ 134,8	R\$ 720,5	R\$ 50,7	2020	2020
EDTE ⁽⁹⁾	170	R\$ 66,1	R\$ 368,0	R\$ 29,3	2019	2019

⁽¹⁾ Ciclo 2018/2019

⁽²⁾ Investimento na data base prevista no edital dos respectivos leilões.

⁽³⁾ Considerando o valor imobilizado do ativo apresentado nas demonstrações financeiras regulatórias.

⁽⁴⁾ Investimento total. Este empreendimento tem participação de 51% da Alupar e 49% da Eletronorte.

⁽⁵⁾ Investimento inicial de R\$ 969,0 em set/11, atualizado pelo IPCA dez/18.

⁽⁶⁾ Investimento total. Estes empreendimentos tem participações de 51% da Alupar e 49% do Perfin.

⁽⁷⁾ Empreendimento da subsidiária EATE (ESTE). Não haverá desembolso de equity da Alupar.

⁽⁸⁾ Considerando o valor imobilizado do ativo apresentado nas demonstrações financeiras regulatórias. Considerando U\$ 1,0 = R\$ 3,87 (Base 28/12/2018)

⁽⁹⁾ Empreendimento da subsidiária ENTE (EDTE). Não haverá desembolso de equity da Alupar.

Status dos Projetos:

Transmissoras em Implantação	Assinatura do Contrato de Concessão	Estado	Licenciamento Ambiental	Enquadramento REIDI		Projeto Prioritário
				MME	RFB	MME
ETAP (Lote I)	02/09/2016	RN	LO IDEMA – 13/03/19 LS IDEMA – 01/12/17	Aprovado 21/03/2017	Aprovado 27/07/2017	Aprovado 30/03/2017
ETC (Lote T)	02/09/2016	ES	LI IEMA – 23/03/2018	Aprovado 23/03/2017	Aprovado 27/07/2017	Aprovado 21/02/2017
TPE (Lote 2)	10/02/2017	MG/BA	LI IBAMA – 20/03/19	Aprovado 11/07/2017	Aprovado 04/10/2017	Aprovado 13/10/2017
TCC (Lote 6)	10/02/2017	MG/ES	IBAMA LP – 01/10/2018 LI – Solicitação 20/12/18	Aprovado 12/07/2017	Aprovado 06/11/2017	Aprovado 13/10/2017
ESTE (Lote 22)	10/02/2017	MG/ES	IBAMA LP – 16/01/19	Aprovado 24/07/2017	Aprovado 29/09/2017	Aprovado 14/09/2017
TSM (Lote 19)	11/08/2017	SP/RJ	IBAMA LP – 13/03/19	Aprovado 06/11/2017	Aprovado 06/04/2018	Aprovado 14/11/2017
ETB (Lote E)	27/09/2016	BA	INEMA Trecho 1 – LI 14/03/19 Trecho 2 – LI 16/02/19	Aprovado 21/02/2017	Aprovado 10/08/2017	Aprovado 06/12/2017
EDTE (Lote M)	01/12/2016	BA	INEMA LI – 09/01/19	Aprovado 08/05/2017	Aprovado 10/08/2017	Aprovado 06/12/2017
TCE (Colômbia)	23/11/2016	Risaralda / Tolima / Cundinamarca / Caldas	ANLA	-	-	-

TNE: É uma SPE formada pela parceria entre Alupar (51%)/Eletronorte (49%), para a implantação do sistema de transmissão que conectará o Estado de Roraima ao Sistema Interligado Nacional (SIN), na subestação Lechuga, no estado do Amazonas, cobrindo aproximadamente 715 km de linha de 500 kV, com 02 novas subestações, a SE Equador – 500 kV, a ser instalada no Município de Rorainópolis (RR) e a SE Boa Vista - 500/230 kV – 800 MVA, situada no Município de Boa Vista (RR).

Devido aos problemas no licenciamento ambiental, a coligada protocolou na ANEEL, em 02 de setembro de 2015, o requerimento para rescisão amigável do Contrato de Concessão 003/2012 – ANEEL, devido a não manifestação da FUNAI no que tange o componente indígena.

Em 19 de dezembro de 2016, foi publicado o Despacho Aneel nº 3.265, refletindo a decisão de sua diretoria, tomada na reunião realizada em 13 de dezembro de 2016, que trata da rescisão amigável ao contrato de concessão da TNE, com recomendação para: (i) acolher o pedido da TNE e, no mérito, dar-lhe parcial provimento reconhecendo que há elementos para extinção do Contrato de Concessão nº 003/2012- ANEEL; e (ii) encaminhar os autos do presente Processo Administrativo ao Ministério de Minas e Energia com recomendações para: (a) extinguir o referido Contrato de Concessão, mediante distrato, nos termos do artigo 472 do Código Civil, ou outra forma que entender adequada; (b) na hipótese de extinção do Contrato, designar um órgão ou entidade da administração federal, neste caso a Eletronorte, para dar continuidade à prestação do serviço público de transmissão referente ao CER da SE Boa Vista, até que ulterior decisão estabeleça a reversão onerosa dos bens em serviço, sendo facultado ao Poder Concedente outorgar a concessão sem efetuar a reversão prévia dos bens vinculados ao respectivo serviço público; e (c) na hipótese de extinção do Contrato, considerar como referência para a indenização dos ativos em serviço, o critério do valor novo de reposição, abatida a depreciação ocorrida no período, em laudo contábil a ser fiscalizado pela ANEEL, sendo vedada a indenização de ativos que não estavam em serviço.

Em 13 de setembro de 2017, a TNE protocolou, perante a Justiça Federal o pedido de declaração da rescisão do Contrato de Concessão nº 003/2012- ANEEL, Processo nº: 1012027-22.2017.4.01.3400, em decorrência da inviabilidade, da implantação do empreendimento.

Por sua vez, o Ministério de Minas e Energia (MME), após receber e analisar os autos do processo, em 22 de fevereiro de 2018, encaminhou à ANEEL o Ofício nº 66/2018/SPE-MME pelo qual não acatou a recomendação do Despacho nº 3.265/2016 e devolveu à ANEEL o processo para reavaliação.

Em setembro de 2018, após reunião com a comunidade indígena, a TNE foi autorizada a desenvolver estudos dentro da área afetada para a elaboração do Componente Indígena do Plano Básico Ambiental (PBA). Atualmente, tais estudos estão sendo elaborados e após sua conclusão, os mesmos serão encaminhados para análise da FUNAI. Contudo, não há previsão para emissão da Licença de Instalação, principal condicionante para o início da obra.

Destacamos que a SE Boa Vista encontra-se em operação comercial desde maio de 2015, gerando uma receita equivalente a 4% da Receita Anual Permitida total do Empreendimento.

ELTE: É uma SPE para exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através das subestações Domênico Rangoni 345/138 kV e Manoel da Nóbrega 230/88kV, contemplando ainda 40 km de linha de transmissão. O empreendimento será conectado ao Sistema Interligado Nacional e irá reforçar as redes das distribuidoras, além de atender o aumento da demanda de energia elétrica da região da baixada santista, composta por nove municípios (Bertioga, Cubatão, Guarujá, Itanhaém, Mongaguá, Peruíbe, Praia Grande, Santos e São Vicente).

Este projeto possui um deslocamento justificável no cronograma, no que tange o licenciamento ambiental. Embora a ELTE venha envidando seus melhores esforços para à obtenção das Licenças Ambientais junto ao órgão ambiental do Estado de São Paulo – Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (“CETESB”), o processo de licenciamento ambiental tem se prolongado por questões não gerenciáveis por parte da ELTE, resultando no deslocamento do cronograma previsto originalmente no Contrato de Concessão nº 016/2014.

A emissão da Licença Prévia (“LP”) da subestação Domênico Rangoni 345/138 kV e suas respectivas linhas de transmissão estava prevista para outubro de 2015, porém, devido a manifestação desfavorável do Serviço Regional de Proteção ao Vôo de São Paulo (SRPV-SP), responsável pelo Plano de Zoneamento Aeroportuário da Base Aérea de Santos, e manifestação desfavorável

da Fundação Florestal, responsável pelo Parque Estadual da Serra do Mar, a CETESB indeferiu o pedido de Licença Prévia deste trecho, e, conseqüentemente, arquivou, de forma oficial, o processo, pela inviabilidade ambiental dessa parte do empreendimento. Adicionalmente, a emissão da Licença Prévia da subestação Manoel da Nóbrega 230/88 kV, e sua respectiva linha de transmissão, também prevista para outubro de 2015, foi emitida apenas em março de 2017. A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL está ciente da situação e avalia o melhor encaminhamento para o caso.

ETAP: É uma SPE para exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da ampliação do setor de 500kV da subestação João Câmara III, e implantação da Linha de Transmissão de 230 kV João Câmara II - João Câmara III, em circuito duplo, com extensão de 10 km. Localizada entre os municípios de Parazinho e João Câmara, no Estado do Rio Grande do Norte, o empreendimento será conectado ao Sistema Interligado Nacional e irá reforçar a rede de transmissão da área leste da Região Nordeste, de forma a escoar os potenciais eólicos vislumbrados para essa região, com prazo de implementação até 27 de dezembro de 2019. A Licença de Instalação da Subestação João Câmara III foi emitida em 20/09/2017 e a licença simplificada da LT 230kV foi emitida 01/12/2017. No 4T18, em relação a subestação João Câmara III, foi iniciada a montagem dos pórticos metálicos, dos barramentos aéreos e dos painéis do sistema de proteção, controle e supervisão (SPCS). Além disso, foram entregues os transformadores e a montagem iniciada. Em relação a subestação João Câmara II, houve a conclusão da montagem dos pórticos e do suporte de equipamentos de pátio, viabilizando o início da montagem. Em 13/03/2019, recebeu a Licença de Operação (“LO”) do Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente do Rio Grande do Norte (IDEMA) para a Subestação João Câmara III, segundo ato administrativo nº 2018-130390/TEC/LO-0357.

ETC: É uma SPE para exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da subestação Rio Novo do Sul. Localizada no município de Rio Novo do Sul, Estado do Espírito Santo, o empreendimento será conectado ao Sistema Interligado Nacional e atenderá à região Sul do Espírito Santo, visando garantir o atendimento da Rede Básica e da Rede Básica de Fronteira até o ano de 2022, com prazo de implementação até 27 de junho de 2019. A Licença de Instalação foi emitida em 23/03/2018. No 4T18, foi iniciada a instalação dos pórticos e dos suportes dos equipamentos dos pátios 138 kV e 345 kV. Adicionalmente, houve início da montagem dos barramentos aéreos do 138 kV.

TPE: É uma SPE para exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da Linha de Transmissão de 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2, com 334 km de extensão e da Linha de Transmissão de 500 kV Padre Paraíso 2 - Governador Valadares 6, com 207 km de extensão e; da Subestação de 500 kV Padre Paraíso 2 e da Subestação de 500/230 kV Governador Valadares 6. Localizada entre os municípios de Poções e Governador Valadares, nos Estados da Bahia e Minas Gerais, com prazo de implementação até 09 de fevereiro de 2022. A Licença Prévia da TPE foi emitida no dia 27/08/2018 e a Licença de Instalação em 20/03/2019.

TCC: É uma SPE para exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da linha de transmissão de 500 kV Governador Valadares 6 – Mutum, com 156 km de extensão, da linha de transmissão de 500 kV Mutum - Rio Novo do Sul, com 132 km extensão e; da Subestação de 500 kV Mutum e da Subestação de 500/345 kV Rio Novo do Sul. Localizada entre os municípios de Governador Valadares e Rio Novo do Sul, nos Estados de Minas Gerais e Espírito Santo, com prazo de implementação até 09 de fevereiro de 2022. A Licença Prévia da TCC foi emitida no dia 01/10/2018 e a solicitação da Licença de Instalação foi realizada em 20/12/2018.

ESTE: É uma SPE para exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da linha de transmissão de 500 kV Mesquita - João Neiva 2, com 236 km de extensão e a subestação João Neiva 2, 500/345 kV. Localizada entre os municípios de Santana do Paraíso e João Neiva, nos Estados de Minas Gerais e Espírito Santo, com prazo de implementação até 09 de fevereiro de 2022. No 4T18, foram realizadas tratativas com os órgãos ambientais, obtendo anuência do IPHAN, visando a emissão da LP, que foi emitida em 16/01/2019.

TCE: É uma SPE para exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica através da *Transmisora Colombiana de Energia S.A.S* que é composta por uma linha de transmissão de 500kV ligando a Subestação Nueva Esperanza (próximo à Bogotá) e a Subestação La Virginia (próximo à Pereira), com aproximadamente 200 km de extensão e prazo de implementação até novembro de 2021.

No 4T18, foi dada continuidade aos trabalhos de campo e consolidação das informações para a elaboração do EIA (Estudo de Impacto Ambiental). O projeto executivo das subestações foi finalizado em 30/11/2018. Adicionalmente, no período, houve continuidade nas atividades de prospecções arqueológicas no trecho da linha de transmissão.

TSM: É uma SPE para exploração da concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica através da linha de transmissão de 500kV Fernão Dias – Terminal Rio, com 330 km de extensão. O empreendimento visa atender os reforços necessários na região Sudeste, que possibilitará o recebimento do excedente de energia da região Norte. A linha está localizada nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro, sendo o prazo de implementação até 11 de agosto de 2022. A Licença Prévia foi solicitada em 30 de maio de 2018, por meio do protocolo do Estudo de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) e emitida em 13/03/2019.

ETB: É uma SPE para exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia para implementação e exploração da Linha de Transmissão Juazeiro III - Ouarolândia II, em 500 kV, com extensão aproximada de 186 km; e pela Linha de Transmissão Bom Jesus da Lapa II - Gentio do Ouro II, em 500 kV, com extensão aproximada de 260 km. Os benefícios que a ETB trará serão reforços para aumento da capacidade de Transmissão da interligação Nordeste - Sudeste, visando o adequado escoamento dos atuais e futuros empreendimentos de geração previstos para serem implantados na região Nordeste, com prazo de implementação até 27 de junho de 2020. O protocolo do estudo ambiental EMI (Estudo de Médio Impacto) para o trecho 1 foi realizado em 24 de janeiro de 2018 e do trecho 2 em 2 de fevereiro de 2018. A Licença Prévia do trecho 1 foi publicada em 27/07/2018 e do trecho 2 em 15/08/2018. A Licença de Instalação do trecho 2 (LT Juazeiro III - Ouarolândia II) foi emitida em 16/02/2019 e do Trecho 1 (Bom Jesus da Lapa II – Gentio do Ouro II) em 14/03/2019.

EDTE: É uma SPE para exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia para implementação e exploração da Linha de Transmissão de 500 kV Ibicoara - Poções III, pela Linha de Transmissão 230 kV Poções III - Poções II e pela Subestação 500/230 kV Poções III, possuindo uma extensão total de aproximadamente 170 km. Os benefícios que a EDTE trará ao sistema é a expansão do sistema de transmissão da região sul do estado da Bahia, visando o adequado atendimento elétrico aos consumidores dessa região. O prazo de implementação é até dezembro de 2019. No 4T18, foram realizadas as tratativas com os órgãos ambientais e os atendimentos às condicionantes da LP, visando a emissão da LI, que foi publicada em 09/01/2019.

Análise do Desempenho Combinado da Geração - Societário (IFRS)

Apresentamos abaixo os números combinados do segmento de Geração da Alupar. Cabe ressaltar que estes números refletem a soma de 100% dos números de cada uma das subsidiárias de Geração, da mesma forma que está apresentada na **Nota Explicativa 36** de "Informações por Segmento" das demonstrações financeiras de 2018.

No segmento de Geração, diferentemente do segmento de Transmissão, os efeitos da adoção do ICPC 01 e CPC 47 nos números societários não trazem efeitos materiais em relação aos números regulatórios. Dessa forma, a análise Regulatória é basicamente a mesma do desempenho demonstrado pelos números Societários.

Principais Indicadores "SOCIETÁRIO (IFRS)"						
R\$ MM	4T18	4T17	Var. %	2018	2017	Var. %
Receita Líquida	136,6	152,7	(10,6%)	548,0	535,2	2,4%
Custos Operacionais	(22,8)	(16,9)	34,8%	(112,5)	(77,3)	45,5%
Depreciação / Amortização	(25,1)	(25,6)	(1,9%)	(97,1)	(94,6)	2,6%
Compra de Energia	(19,1)	(39,3)	(51,3%)	(82,7)	(95,5)	(13,4%)
Despesas Operacionais	(14,2)	(3,8)	-	(26,8)	(7,2)	-
EBITDA (CVM 527)	80,5	92,7	(13,2%)	325,9	355,1	(8,2%)
Margem EBITDA	58,9%	60,7%	(1,8 p.p)	59,5%	66,4%	(6,9 p.p)
Resultado Financeiro	(41,7)	(36,5)	14,2%	(143,3)	(118,4)	21,0%
Lucro Líquido / Prejuízo	9,4	26,5	(64,6%)	63,3	118,1	(46,4%)
Dívida Líquida*	1.565,6	1.624,2	(3,6%)	1.565,6	1.624,2	(3,6%)
Dívida Líquida / EBITDA**	4,9	4,4		4,8	4,6	

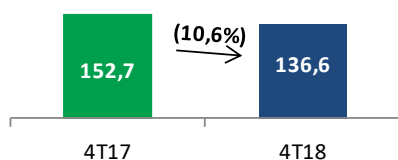
*Considera Títulos e Valores Mobiliários do Ativo Não Circulante **EBITDA Anualizado

Receita Líquida

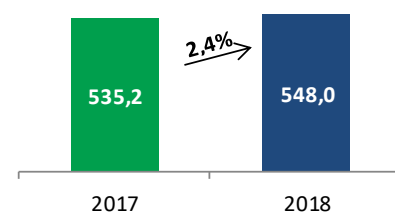
Totalizou R\$ 136,6 milhões no 4T18, ante os R\$ 152,7 milhões apurados no 4T17.

Esta variação deve-se pela: (a) redução de R\$ 24,0 milhões nas PCHs Queluz e Lavrinhas, explicado basicamente pela alteração na forma de reconhecimento das liminares que protegem as PCHs contra o GSF, que em 2018 passaram a ser contabilizadas em contas patrimoniais (passivo - fornecedores), não transitando pelo resultado das usinas. No 4T18, as PCHs alocaram 111.408 MWh e tiveram uma redução da garantia física sazonalizada de 23.476 MWh, em razão do GSF médio do período (82%), impacto de R\$ 5,0 milhões, o qual transitou pelo resultado. Já no 4T17 as PCHs alocaram em conjunto 132.420 MWh e tiveram uma redução da garantia física sazonalizada de 40.019 MWh, em razão do GSF médio do período (69%), impacto de R\$ 17,1 milhões, o qual, ao contrário de 2018, não influenciou o faturamento, dado que a liminar era contabilizada no resultado; (b) redução de R\$ 5,5 milhões na UHE Ferreira Gomes, dado que no 4T17 foi registrado uma receita extraordinária de R\$ 13,5 milhões, decorrente: (i) da liquidação das sobras do mês de nov/17, ao PLD médio de R\$ 425,18/MWh, totalizando R\$ 5,8 milhões e; (ii) da venda da energia excedente do mês de novembro, totalizando R\$ 7,7 milhões. Já no 4T18 foi registrada uma receita extraordinária de R\$ 6,4 milhões, proveniente do excedente de energia dos meses de out/18 e nov/18, sendo: (i) venda de energia ao preço médio de R\$ 179,65/MWh, totalizando R\$ 10,9 milhões e; (ii) em contrapartida foi registrado um ajuste negativo de R\$ 4,5 milhões, referente a TEO – Tarifa de Energia de Otimização; (c) aumento de R\$ 8,1 milhões no faturamento da PCH Verde 8, em função de sua entrada em operação comercial (venda de 13,0 MW ao preço médio de R\$ 170,27/MWh, totalizando R\$ 4,9 milhões / liquidação positiva na CCEE de 5,2 MW ao PLD médio de R\$ 277,23/MWh, totalizando R\$ 3,2 milhões) e; (d) reajuste dos contratos de venda de energia, os quais são indexados pela inflação (IPCA / IGP-M).

Receita Líquida (R\$ MM)



Receita Líquida (R\$ MM)



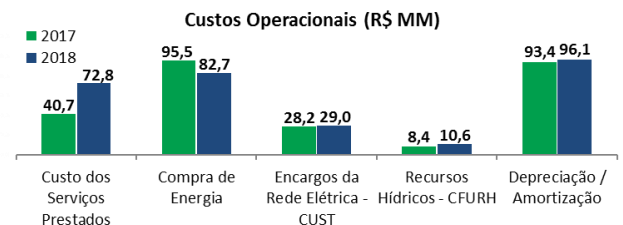
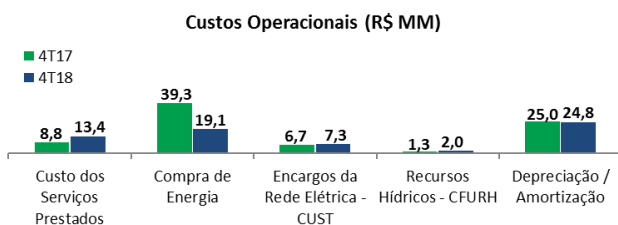
Segue abaixo abertura do Faturamento das geradoras:

Faturamento Geradoras / Comercialização	Energia Faturada (MWh)	Preço Médio (R\$/MWh)	Receita Bruta (R\$ milhões)
1. Longo Prazo - Faturamento de Contratos Bilaterais	808.573	179,38	145,0
1.1 ACR	480.950	155,31	74,7
1.2 ACL	215.307	235,32	50,7
1.3 ACL - Comercialização	112.316	174,98	19,7
2. SPOT / CCEE			1,3
3. TOTAL GERAÇÃO BRUTO			146,3
4. COMERCIALIZAÇÃO ALUPAR			25,5
5. TOTAL GERAÇÃO / COMERCIALIZAÇÃO			171,8
6. ELIMINAÇÕES			(22,1)
7. GERAÇÃO CONSOLIDADO			149,8

Custo do Serviço

Totalizou R\$ 66,7 milhões no 4T18, R\$ 14,5 milhões ou 17,8% inferior aos R\$ 81,2 milhões registrados no 4T17.

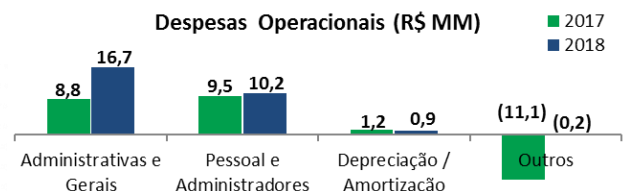
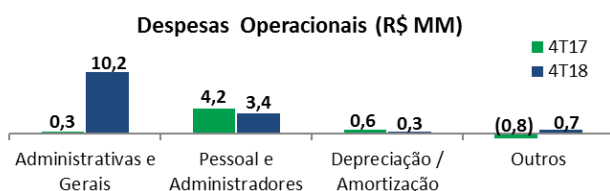
Esta variação é explicada pela: (a) redução de R\$ 20,2 milhões na **Compra de Energia** especialmente na UHE Ferreira Gomes, que apresentou uma queda de R\$ 20,3 milhões, em razão da estratégia de sazonalização de energia, tendo em vista que no 4T18, a usina ficou exposta apenas no mês de dez/18, efetuando uma liquidação negativa na CCEE ao PLD médio de R\$ 51,61/MWh, resultando em uma contabilização de R\$ 6,5 milhões, e, em contrapartida, no 4T17, houve compra de R\$ 26,8 milhões, devido à exposição nos meses de out/17 e dez/17, ao preço médio de R\$ 161,70/MWh; (b) aumento de R\$ 4,6 milhões na linha **Custo dos Serviços Prestados**, em decorrência do: (i) crescimento de R\$ 1,3 milhão na UHE Ferreira Gomes, em razão de gastos com assessoria e consultoria técnica; (ii) aumento de R\$ 1,6 milhão na PCH Morro Azul, devido a gastos não recorrentes com serviços de manutenção e assessorias jurídica e ambiental; (iii) incremento de R\$ 0,9 milhão na PCH Verde 8, em razão da sua entrada em operação comercial e; (iv) aumento de R\$ 0,8 milhão no complexo eólico Energia dos Ventos, em função da contratação de serviços de manutenção, consultoria e assessoria técnica; (c) aumento de R\$ 0,6 milhão na conta de **Encargos da Rede Elétrica - CUST**, decorrente do crescimento de R\$ 0,3 milhão na PCH Verde 8 e de R\$ 0,2 milhão no complexo eólico Energia dos Ventos, devido à entrada em operação comercial dos ativos e; (d) aumento de R\$ 0,7 milhão na linha **Recursos Hídricos - CFURH**, exclusivamente pelo acréscimo de R\$ 0,3 milhão na UHE Foz do Rio Claro e de R\$ 0,3 milhão na UHE Ferreira Gomes, em decorrência da maior geração de energia neste trimestre.



Despesas Operacionais

Totalizaram R\$ 14,5 milhões no 4T18, ante os R\$ 4,4 milhões apurados no 4T17.

A conta **Administrativas e Gerais** registrou um aumento de R\$ 9,9 milhões, principalmente pelo: (i) crescimento de R\$ 7,3 milhões na UHE La Virgen, decorrente da reclassificação do saldo de R\$ 7,0 milhões, referente à despesas com consultoria jurídica que haviam sido capitalizadas e foram despesadas neste trimestre; (ii) crescimento de R\$ 0,4 milhão na PCH Verde 8, devido ao início de sua operação comercial e; (iii) aumento de R\$ 2,0 milhões na PCH Morro Azul, dado que no 4T17 foi registrada a reversão das despesas incorridas durante a construção da usina, em virtude da adoção da prática do IFRS, sendo contabilizada uma despesa de R\$ (1,5 milhão) naquele trimestre; em contrapartida, no 4T18 foi registrado o montante de R\$ 0,5 milhão, referente à despesas correntes do projeto. A conta **Pessoal e Administradores** apresentou uma redução de R\$ 0,8 milhão, basicamente pela: (i) queda de R\$ 1,8 milhão na PCH Morro Azul, em razão do compartilhamento do quadro de funcionários com a Alupar Colômbia Holding e a transmissora TCE e; (ii) em compensação foi registrado um aumento de R\$ 1,0 milhão nas usinas Foz do Rio Claro, Ijuí, Queluz e Lavrinhas, em função, principalmente, da reordenação da estrutura que antes era centralizada na holding e neste ano foi transferida para o núcleo de geração. A conta **Outros** apresentou crescimento de R\$ 1,4 milhão, explicado, basicamente, pelo aumento de R\$ 0,7 milhão na PCH Morro Azul, que registrou uma despesa de R\$ (0,8 milhão) no 4T17, em razão da reversão de despesas em virtude da adoção do IFRS.

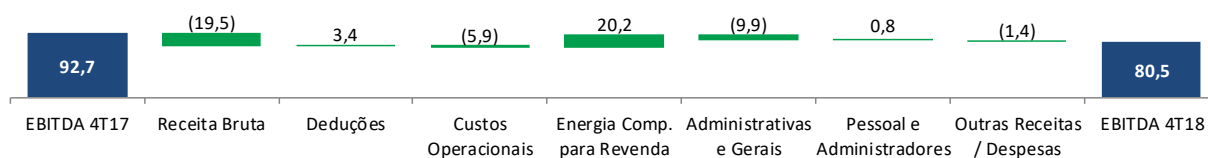


EBITDA e Margem EBITDA

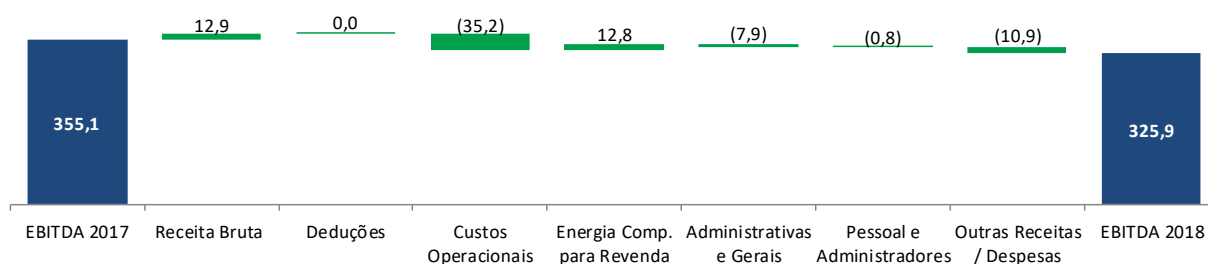
No 4T18, o EBITDA totalizou R\$ 80,5 milhões, ante os R\$ 92,7 milhões registrados no 4T17.

O EBITDA foi impactado principalmente pela: (a) redução de R\$ 19,5 milhões na **Receita Bruta**, devido à: (i) queda de R\$ 24,0 milhões nas PCHs Queluz e Lavrinhas, em decorrência da alteração na forma de contabilização das liminares que protegem as PCHs contra o GSF; (ii) redução de R\$ 5,5 milhões na UHE Ferreira Gomes em razão da estratégia de alocação de energia; (iii) aumento de R\$ 8,1 milhões no faturamento da PCH Verde 8, devido ao início de sua operação comercial; (b) aumento de R\$ 5,9 milhões nos **Custos Operacionais**, conforme detalhado anteriormente na seção “Custo do Serviço”, sendo: (i) crescimento de R\$ 4,6 milhões nos custos dos serviços prestados; (ii) aumento de R\$ 0,6 milhão na conta de Encargos da Rede Elétrica – CUST e; (iii) incremento de R\$ 0,7 milhão na linha Recursos Hidricos – CFURH; (c) redução de R\$ 20,2 milhões na **Energia Comprada para Revenda**, em razão da estratégia de alocação de energia na UHE Ferreira Gomes, que, no 4T18, registrou uma compra de R\$ 6,5 milhões em decorrência da exposição no mês de dez/18, ao PLD de R\$ 51,61/MWh, e, em contrapartida, no 4T17, houve compra de R\$ 26,8 milhões, devido à exposição nos meses de out/17 e dez/17, ao preço médio de R\$ 161,70/MWh e; (d) aumento de R\$ 9,9 milhões nas despesas **Administrativas e Gerais**, conforme detalhado anteriormente na seção “Despesas Operacionais”.

Formação do EBITDA - 4T18 (R\$ MM)



Formação do EBITDA - 2018 (R\$ MM)

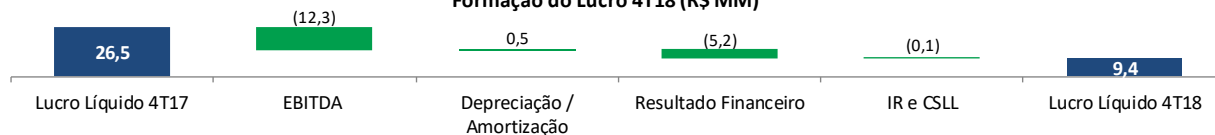


Lucro Líquido

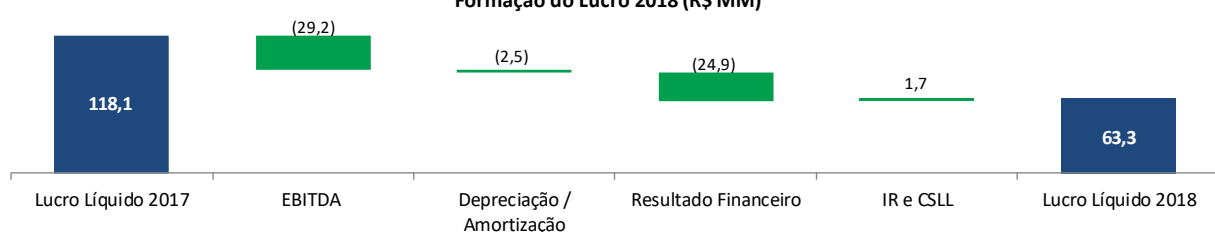
No 4T18, o segmento de geração registrou lucro de R\$ 9,4 milhões, ante os R\$ 26,5 milhões registrados no 4T17.

Este resultado é explicado pela: (a) redução de R\$ 12,3 milhões no **EBITDA**, conforme explicado acima; (b) aumento de R\$ 5,2 milhões no **Resultado Financeiro**, principalmente em função do incremento de R\$ 4,0 milhões nas **despesas financeiras**, explicado, pelo: (i) aumento de R\$ 4,0 milhões na PCH Verde 8, em razão da entrada em operação comercial do ativo; (ii) crescimento de R\$ 2,9 milhões na UHE La Virgen, referente à variação cambial (desvalorização do BRL frente ao USD) em provisões para aquisições de bens relacionados ao ativo e; (iii) redução de R\$ 2,4 milhões nas usinas FGE, FRC, Ijuí, Queluz, Lavrinhas e Energia dos Ventos, basicamente pela queda de 6,9% ou R\$ 95 milhões na dívida bruta, que totalizou R\$ 1,280 bi neste trimestre, ante os R\$ 1,375 bi registrados no 4T17.

Formação do Lucro 4T18 (R\$ MM)



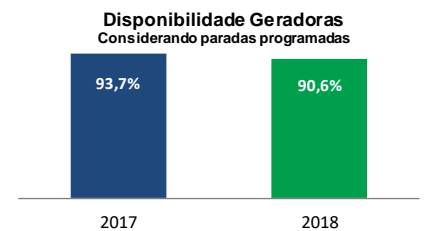
Formação do Lucro 2018 (R\$ MM)



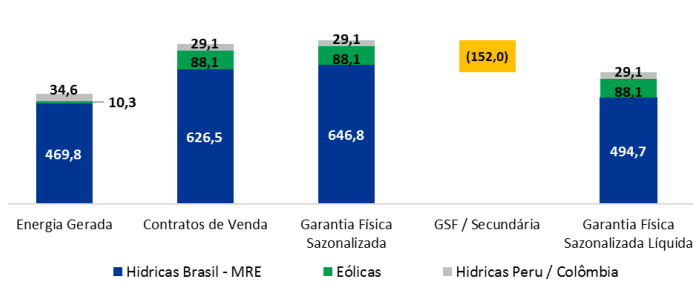
Indicadores Operacionais – Geração

A disponibilidade inferior a 100% é resultado dos desligamentos para manutenções preventivas anuais dos equipamentos e manutenções contratuais programadas com o fornecedor.

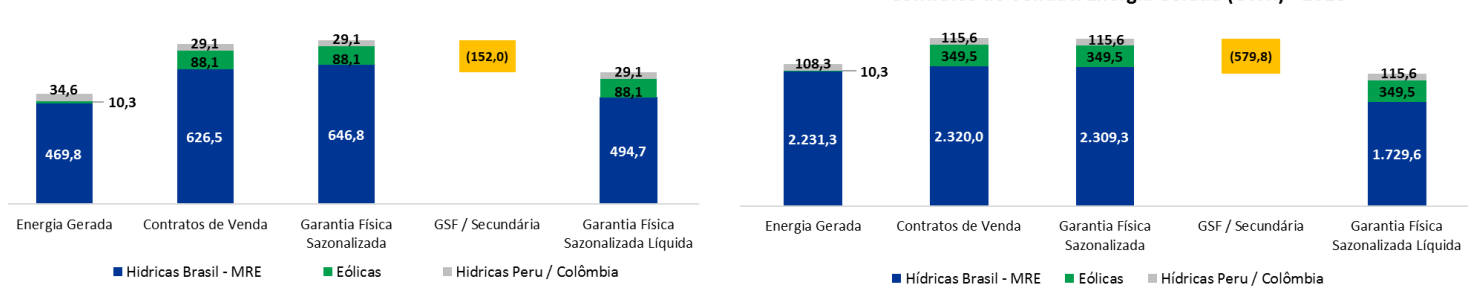
Nos gráficos abaixo é possível visualizar o balanço energético da Companhia, que demonstra o impacto do GSF de 152,0 GWh no 4T18, além de uma exposição negativa na CCEE de 131,8 GWh, devido à estratégia de sazonalização adotada pela Companhia.



Contratos de Venda x Energia Gerada (GWh) - 4T18



Contratos de Venda x Energia Gerada (GWh) - 2018



Nota: considera alocação flat para PCH Morro Azul e para o Complexo Eólico Energia dos Ventos

Comercialização

A comercializadora Alupar registrou um **faturamento** de R\$ 25,5 milhões no 4T18, ante os R\$ 65,8 milhões registrados no 4T17.

Esse faturamento refere-se à: (a) venda de 10,7 MW ao preço médio de R\$ 158,52/MWh no 15º Leilão de Energia Existente, realizado em dez/15, totalizando R\$ 3,7 milhões; (b) operações de venda de energia no mercado, totalizando R\$ 8,8 milhões, sendo: (i) R\$ 1,4 milhão, referente a venda de 3 MW ao preço médio de R\$ 209,67/MWh e; (ii) R\$ 7,4 milhões, referente a venda de 17,9 MW ao preço médio de R\$ 188,84/MWh; (c) venda no trimestre, para recomposição de lastro e cobertura do GSF, de 6 MW para as geradoras do grupo (FRC, Ijuí, Queluz e Lavrinhas), ao preço médio de R\$ 248,25/MWh, totalizando R\$ 3,3 milhões, sendo: 4MW (R\$ 2,0 milhões) para as PCHs Queluz e Lavrinhas e 2 MW (R\$ 1,3 milhão) para as UHEs FRC e Ijuí; (d) venda de 2MW para FRC nos meses de out/18 e nov/18, ao preço médio de R\$ 185,38/MWh, para recomposição de lastro decorrente da revisão da garantia física da usina, totalizando R\$ 0,5 milhão e; (e) liquidação no ambiente da CCEE, totalizando R\$ 9,1 milhões.

As **compras** totalizaram R\$ 39,7 milhões neste trimestre ante os R\$ 59,6 milhões apurados no 4T17.

As compras no 4T18 referem-se à: (a) compra de 39,9 MW de Ferreira Gomes pela comercializadora da Alupar, totalizando R\$ 16,9 milhões; (b) operações de compra de energia no mercado, totalizando R\$ 4,7 milhões, sendo: (i) R\$ 1,4 milhão, referente a compra de 3 MW ao preço médio de R\$ 209,67/MWh e; (ii) compra de 6MW, para recomposição de lastro e cobertura do GSF, para as geradoras do grupo (FRC, Ijuí, Queluz e Lavrinhas), ao preço médio de R\$ 248,25/MWh, totalizando R\$ 3,3 milhões, sendo: 4MW (R\$ 2,0 milhões) para as PCHs Queluz e Lavrinhas e 2 MW (R\$ 1,3 milhão) para as UHEs FRC e Ijuí; (c) R\$ 19,7 milhões referente a compra de 149,3 MW ao preço médio de R\$ 177,85/MWh, para operações no âmbito da comercializadora e; (d) crédito de impostos no montante de R\$ 1,9 milhão.

Eliminações

No 4T18 as eliminações entre operações “intercompany” totalizaram R\$ 22,1 milhões, conforme detalhado abaixo:

Empresas	Valores (Milhões de R\$)
Ferreira Gomes ↔ Alupar	R\$ 16,9
Alupar ↔ Queluz	R\$ 1,0
Alupar ↔ Lavrinhas	R\$ 1,0
Alupar ↔ Foz do Rio Claro	R\$ 1,2
Alupar ↔ Ijuí	R\$ 0,6
Verde 8 ↔ Alupar	R\$ 1,4
Total	R\$ 22,1

Consolidação de Resultado 4T18 – Geração

	Trimestre findo em 31/12/2018				Geração Consolidado
	Geração Combinado	Comercialização	AF Energia + ACE	Eliminações Intercompany	
Receita operacional bruta	146.302	25.545	2.867	(24.938)	149.776
Suprimento de Energia	146.302	25.545	-	(22.071)	149.776
Consultoria e assessoramento na área regulatória	-	-	-	-	-
Serviços de operação e manutenção	-	-	2.867	(2.867)	-
Deduções da receita operacional bruta	(9.728)	(6.123)	(362)	-	(16.213)
PIS	(1.493)	(1.093)	(47)	-	(2.633)
COFINS	(6.883)	(5.030)	(218)	-	(12.131)
ICMS	-	-	-	-	-
ISS	-	-	(97)	-	(97)
IVA	(239)	-	-	-	(239)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(309)	-	-	-	(309)
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT	(309)	-	-	-	(309)
Ministério de minas e energia - MME	(155)	-	-	-	(155)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	(340)	-	-	-	(340)
Receita operacional líquida	136.574	19.422	2.505	(24.938)	133.563
	(66.707)	(39.958)	(3.347)	24.938	(85.074)
Compra de Energia	(19.133)	(39.742)	-	22.071	(36.804)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	(7.329)	-	-	-	(7.329)
Compensação fin. pela utilização de recursos hídricos - CFURH	(1.999)	-	-	-	(1.999)
Custo dos serviços prestados	(13.427)	(216)	(3.340)	2.867	(14.116)
Depreciação/Amortização	(24.686)	-	(7)	-	(24.693)
Utilização do Bem Público - UBP	(133)	-	-	-	(133)
Lucro bruto	69.867	(20.536)	(842)	-	48.489
Despesas e receitas operacionais	(14.481)	-	(2)	-	(14.483)
Administrativas e gerais	(10.168)	-	(2)	-	(10.170)
Depreciação / Amortização	(264)	-	-	-	(264)
Pessoal	(3.390)	-	-	-	(3.390)
Resultado de Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-
Outras receitas	(692)	-	-	-	(692)
Outras despesas	33	-	-	-	33
EBIT	55.386	(20.536)	(844)	-	34.006
Depreciação / Amortização	(25.083)	-	(7)	-	(25.090)
EBITDA	80.469	(20.536)	(837)	-	59.096
Despesa Financeira	(47.252)	-	(7)	-	(47.259)
Encargos de dívidas	(35.501)	-	-	-	(35.501)
Variações cambiais	(9.775)	-	-	-	(9.775)
Outras	(1.976)	-	(7)	-	(1.983)
Receitas financeiras	5.566	-	16	-	5.582
Receitas de aplicações financeiras	3.827	-	16	-	3.843
Outras	1.739	-	-	-	1.739
	(41.686)	-	9	-	(41.677)
EBT	13.700	(20.536)	(835)	-	(7.671)
IR / CSLL	(4.318)	-	-	-	(4.318)
Imposto de renda	(2.320)	-	-	-	(2.320)
Contribuição social	(1.566)	-	-	-	(1.566)
Imposto de renda diferido	(284)	-	-	-	(284)
CSLL diferido	(148)	-	-	-	(148)
Lucro líquido Consolidado	9.382	(20.536)	(835)	-	(11.989)
Participação de não controladores	-	-	-	-	(3.638)
Lucro líquido Alupar	-	-	-	-	(8.351)

Consolidação de Resultado 2018 – Geração

	Período findo em 31/12/2018				Geração Consolidado
	Geração Combinado	Comercialização	AF Energia + ACE	Eliminações Intercompany	
Receita operacional bruta	586.721	87.872	11.035	(99.211)	586.417
Suprimento de Energia	586.721	87.872	-	(88.176)	586.417
Consultoria e assessoramento na área regulatória	-	-	-	-	-
Serviços de operação e manutenção	-	-	11.035	(11.035)	-
Deduções da receita operacional bruta	(38.739)	(11.937)	(1.408)	-	(52.084)
PIS	(5.925)	(2.121)	(182)	-	(8.228)
COFINS	(27.311)	(9.816)	(839)	-	(37.966)
ICMS	-	-	-	-	-
ISS	-	-	(387)	-	(387)
IVA	(754)	-	-	-	(754)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.351)	-	-	-	(1.351)
Fundo nacional de des. científico e tecnológico - FNDCT	(1.351)	-	-	-	(1.351)
Ministério de minas e energia - MME	(676)	-	-	-	(676)
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	(1.371)	-	-	-	(1.371)
Receita operacional líquida	547.982	75.935	9.627	(99.211)	534.333
	(291.378)	(96.839)	(11.623)	99.211	(300.629)
Compra de Energia	(82.732)	(96.093)	-	88.176	(90.649)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	(29.021)	-	-	-	(29.021)
Compensação fin. pela utilização de recursos hídricos - CFURH	(10.646)	-	-	-	(10.646)
Custo dos serviços prestados	(72.841)	(746)	(11.594)	11.035	(74.146)
Depreciação/Amortização	(95.610)	-	(29)	-	(95.639)
Utilização do Bem Público - UBP	(528)	-	-	-	(528)
Lucro bruto	256.604	(20.904)	(1.996)	-	233.704
Despesas e receitas operacionais	(27.752)	-	(11)	-	(27.763)
Administrativas e gerais	(16.721)	-	(8)	-	(16.729)
Depreciação / Amortização	(947)	-	(3)	-	(950)
Pessoal	(10.240)	-	-	-	(10.240)
Resultado de Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-
Outras receitas	156	-	-	-	156
Outras despesas	-	-	-	-	-
EBIT	228.852	(20.904)	(2.007)	-	205.941
Depreciação / Amortização	(97.085)	-	(32)	-	(97.117)
EBITDA	325.937	(20.904)	(1.975)	-	303.058
Despesa Financeira	(159.593)	-	(12)	-	(159.605)
Encargos de dívidas	(136.088)	-	-	-	(136.088)
Variações cambiais	(15.429)	-	-	-	(15.429)
Outras	(8.076)	-	(12)	-	(8.088)
Receitas financeiras	16.323	-	42	-	16.365
Receitas de aplicações financeiras	13.864	-	42	-	13.906
Outras	2.459	-	-	-	2.459
	(143.270)	-	30	-	(143.240)
EBT	85.582	(20.904)	(1.977)	-	62.701
IR / CSLL	(22.289)	-	-	-	(22.289)
Imposto de renda	(9.264)	-	-	-	(9.264)
Contribuição social	(6.641)	-	-	-	(6.641)
Imposto de renda diferido	(5.491)	-	-	-	(5.491)
CSLL diferido	(893)	-	-	-	(893)
Lucro líquido Consolidado	63.293	(20.904)	(1.977)	-	40.412
Participação de não controladores					(10.901)
Lucro líquido Alupar					29.511

Projetos em Construção:

Geradoras	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW)	Investimento Previsto (Milhões)	Investimento Realizado (Milhões)	Entrada em Operação (Regulatório)	Entrada em Operação (Previsão Gerencial)
Antônio Dias	23,0	11,9	R\$ 168,7 ⁽¹⁾	R\$ 7,8	2018	-
La Virgen	84,0	49,3	US\$ 170,0 ⁽²⁾	US\$ 146,9 ⁽³⁾	N/A	2019

⁽¹⁾ Investimento previsto pela área de implantação na data base dez/13 (R\$ 125,0 mm) atualizado pelo IPCA até dez/18.
⁽²⁾ Investimento previsto pela diretoria do projeto base dez/18.
⁽³⁾ Considerando U\$ 1,0 = R\$ 3,87 (Base 28/12/2018)

La Virgen: É uma SPE constituída para a implantação da UHE La Virgen, com capacidade instalada total de 84,0 MW e garantia física de 49,3 MW na província de Chanchamayo, Perú, a ser desenvolvido em virtude do “Contrato de Concesión de Generación No. 253-2005, datado em 07 de outubro de 2005 firmado com o Ministério de Minas e Energia” e o “Contrato de Concesión de Transmisión No. 313-2008, datado em 11 de junho de 2008, firmado com o Ministério de Minas e Energia”.

No 4T18, continuaram os trabalhos de reforços do túnel, juntamente com estudos detalhados em toda a estrutura, a fim de evitar novos pontos de fuga da água. Os equipamentos eletromecânicos da usina estão montados com as provas em seco já executadas.

Água Limpa: É uma SPE constituída para o desenvolvimento e implantação da PCH Antônio Dias, localizada no município de Antônio Dias, no Estado de Minas Gerais, com capacidade instalada de 23,0 MW e garantia física de 11,4 MW. Ressaltamos que a construção desse projeto ainda não foi iniciada.

Análise do Resultado Consolidado

Receita Operacional Líquida - IFRS

A Alupar e suas subsidiárias registraram Receita Líquida de R\$ 632,9 milhões no 4T18, 59,7% superior aos R\$ 396,2 milhões registrados no 4T17.

	Receita Líquida (R\$ MM)			2018	2017	Var. %
	4T18	4T17	Var. %			
Receita de Transmissão de Energia	89,5	29,9	199,1%	177,1	113,6	56,0%
Receita de Infraestrutura	266,7	16,0	-	387,1	40,1	-
Receita de Remuneração do Ativo de Concessão	222,1	232,0	(4,3%)	933,9	954,2	(2,1%)
Receita de Suprimento de Energia	149,8	165,2	(9,3%)	586,4	591,1	(0,8%)
Receita Bruta – IFRS	728,0	443,1	64,3%	2.084,6	1.699,0	22,7%
Deduções	95,1	46,9	102,7%	201,7	160,9	25,4%
Receita Líquida IFRS	632,9	396,2	59,7%	1.882,9	1.538,2	22,4%

A variação na **Receita Líquida** é explicada principalmente pelo:

(a) aumento de R\$ 250,7 milhões na **Receita de Infraestrutura**, que totalizou R\$ 266,7 milhões neste trimestre, ante os R\$ 16,0 milhões registrados no 4T17. Esta variação foi registrado principalmente nos projetos de transmissão em implantação no Brasil, sendo: (i) aumento de R\$ 96,7 milhões, decorrente dos investimentos realizados nas transmissoras em implantação no Brasil (EDTE, ETAP, ETC, TPE, TCC, ESTE e TSM); (ii) crescimento de R\$ 160,3 milhões em razão da aplicação do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes, vigente a partir de 1º de janeiro de 2018.

(b) aumento de R\$ 59,6 milhões na **Receita de Transmissão de Energia**, que totalizou R\$ 89,5 milhões no 4T18, ante os R\$ 29,9 milhões registrados no 4T17, exclusivamente nas transmissoras em operação, principalmente pela aplicação do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes, vigente a partir de 1º de janeiro de 2018;

(c) redução de R\$ 15,4 milhões na **Receita de Suprimento de Energia**, devido à: (a) redução de R\$ 19,5 milhões no **faturamento combinado das geradoras**, basicamente pela: (i) redução de R\$ 24,0 milhões nas PCHs Queluz e Lavrinhas, explicado basicamente pela alteração na forma de reconhecimento das liminares que protegem as PCHs contra o GSF, que em 2018 passaram a ser contabilizadas em contas patrimoniais (passivo - fornecedores), não transitando pelo resultado das usinas; (ii) redução de R\$ 5,5 milhões na UHE Ferreira Gomes, dado que no 4T17 foi registrado uma receita extraordinária de R\$ 13,5 milhões, decorrente da liquidação das sobras do mês de nov/17, ao PLD médio de R\$ 425,18/MWh, que totalizou R\$ 5,8 milhões e da venda da energia excedente do mês de novembro, totalizando R\$ 7,7 milhões. Já no 4T18 foi registrada uma receita extraordinária de R\$ 6,4 milhões, proveniente do excedente de energia dos meses de out/18 e nov/18; (iii) aumento de R\$ 8,1 milhões no faturamento da PCH Verde 8, em função de sua entrada em operação comercial (venda de 13,0 MW ao preço médio de R\$ 170,27/MWh, totalizando R\$ 4,9 milhões / liquidação positiva na CCEE, de 5,2 MW ao PLD médio de R\$ 277,23/MWh, totalizando R\$ 3,2 milhões) e; (iv) reajuste dos contratos de venda de energia, os quais são indexados pela inflação (IPCA / IGP-M); (b) redução de: (i) R\$ 40,2 milhões no **faturamento da comercializadora**, que registrou R\$ 25,5 milhões neste trimestre, ante os R\$ 65,8 milhões registrados no 4T17 e; (c) redução de R\$ 44,3 milhões nas **eliminações**, em razão de menores operações intercompany. Para mais informações sobre as variações na receita de geração, favor verificar a seção “Segmento de Geração”.

(d) aumento de R\$ 48,2 milhões nas **deduções**, basicamente pelo crescimento da receita bruta do segmento de transmissão, que, por sua vez, decorreu da aplicação do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes.

Custos dos Serviços - IFRS

No 4T18, os Custos dos Serviços totalizaram R\$ 218,6 milhões, ante os R\$ 113,7 milhões apurados no 4T17.

Esta variação é decorrente do: (a) aumento de R\$ 90,4 milhões nos **Custos de Infraestrutura**, em razão do aumento de R\$ 96,7 milhões nas transmissoras em implantação no Brasil (ETAP, ETC, TPE, TCC, ESTE, EDTE e TSM), oriundas dos leilões de 2016 e 2017. Para mais informações sobre as variações nos Custos de Infraestrutura (CAPEX), favor verificar a seção “Investimentos” mais adiante; (b) aumento de R\$ 9,2 milhões nos **Custos dos Serviços Prestados**, em decorrência do: (i) crescimento de R\$ 1,3 milhão na UHE Ferreira Gomes, em razão de gastos com assessoria e consultoria técnica; (ii) aumento de R\$ 1,6 milhão na PCH Morro Azul, devido a gastos não recorrentes com serviços de manutenção e assessorias jurídica e ambiental; (iii) incremento de R\$ 0,9 milhão na PCH Verde 8, em razão da sua entrada em operação comercial; (iv) aumento de R\$ 0,8 milhão no complexo eólico Energia dos Ventos, em função da contratação de serviços de manutenção, consultoria e assessoria técnica; (v) aumento de R\$ 1,7 milhão na transmissora EATE, em virtude de gastos com O&M, materiais e manutenção do sistema elétrico e; (vi) incremento de R\$ 3,0 milhões na transmissora EBTE, em razão de provisões com indenização fundiária.

O custo caixa, excluindo o custo de infraestrutura (Capex) e a depreciação/amortização, totalizou R\$ 87,5 milhões, ante os R\$ 72,7 milhões registrados no 4T17.

Custo dos Serviços	Custo dos Serviços R\$ (MM)			2018	2017	Var.%
	4T18	4T17	Var.%			
Custo dos Serviços Prestados	41,3	32,1	28,6%	160,5	124,4	29,0%
Energia Comprada para Revenda	36,8	32,6	13,1%	90,6	112,4	(19,4%)
Encargos da Rede Elétrica - CUST	7,3	6,7	8,6%	29,0	28,2	2,9%
Recursos Hídricos - CFURH	2,0	1,3	55,0%	10,6	8,4	26,7%
Custo de Infraestrutura	106,3	16,0	-	226,8	40,1	-
Depreciação / Amortização	24,8	25,0	(0,8%)	96,2	93,5	2,9%
Total	218,6	113,7	92,3%	613,8	407,1	50,8%

Despesas Operacionais - IFRS

No 4T18, as Despesas Operacionais totalizaram de R\$ 38,6 milhões, ante os R\$ 22,0 milhões apurados no 4T17.

A variação nesta conta deve-se, principalmente, ao: (a) aumento de R\$ 21,2 milhões na conta **Administrativas e Gerais**, sendo: (i) crescimento de R\$ 10,0 milhões na Alupar - Holding, em razão da baixa do saldo de R\$ 11,2 milhões realizada neste trimestre, referente a projetos de geração que foram descontinuados; (ii) incremento de R\$ 7,3 milhões na UHE La Virgen, decorrente da reclassificação do saldo de R\$ 7,0 milhões, referente a despesas com consultoria jurídica que haviam sido capitalizadas e foram despesadas neste trimestre e; (iii) aumento de R\$ 2,0 milhões na PCH Morro Azul, dado que no 4T17 foi registrada a reversão das despesas incorridas durante a construção da usina, em virtude da adoção da prática do IFRS, sendo contabilizada uma despesa de R\$ (1,5 milhão) naquele trimestre ante os R\$ 0,5 milhão (despesas correntes do projeto) registrado no 4T18 e; (b) aumento de R\$ 3,2 milhões na **Equivalência Patrimonial**, explicado pelo: (i) aumento de R\$ 1,5 milhão na transmissora ETB, em razão da contabilização a partir do 1T18 e; (ii) aumento de R\$ 1,5 milhão na transmissora TME, decorrente da aplicação do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes, vigente a partir de 1º de janeiro de 2018.

Despesas Operacionais	Despesas Operacionais R\$ (MM)			2018	2017	Var.%
	4T18	4T17	Var.%			
Administrativas e Gerais	31,9	10,7	-	54,1	35,2	53,6%
Pessoal e Administradores	15,6	17,0	(8,1%)	56,5	53,0	6,5%
Equivalência Patrimonial	(10,9)	(7,6)	42,6%	(34,6)	(23,4)	48,0%
Outros	0,6	(0,4)	-	(5,5)	(10,4)	(47,5%)
Depreciação / Amortização	1,4	2,3	(39,7%)	5,6	6,0	(6,7%)
Total	38,6	22,0	75,5%	76,0	60,4	25,9%

EBITDA - IFRS

No 4T18, o EBITDA totalizou R\$ 401,9 milhões, 39,6% superior aos R\$ 287,9 milhões registrados no 4T17.

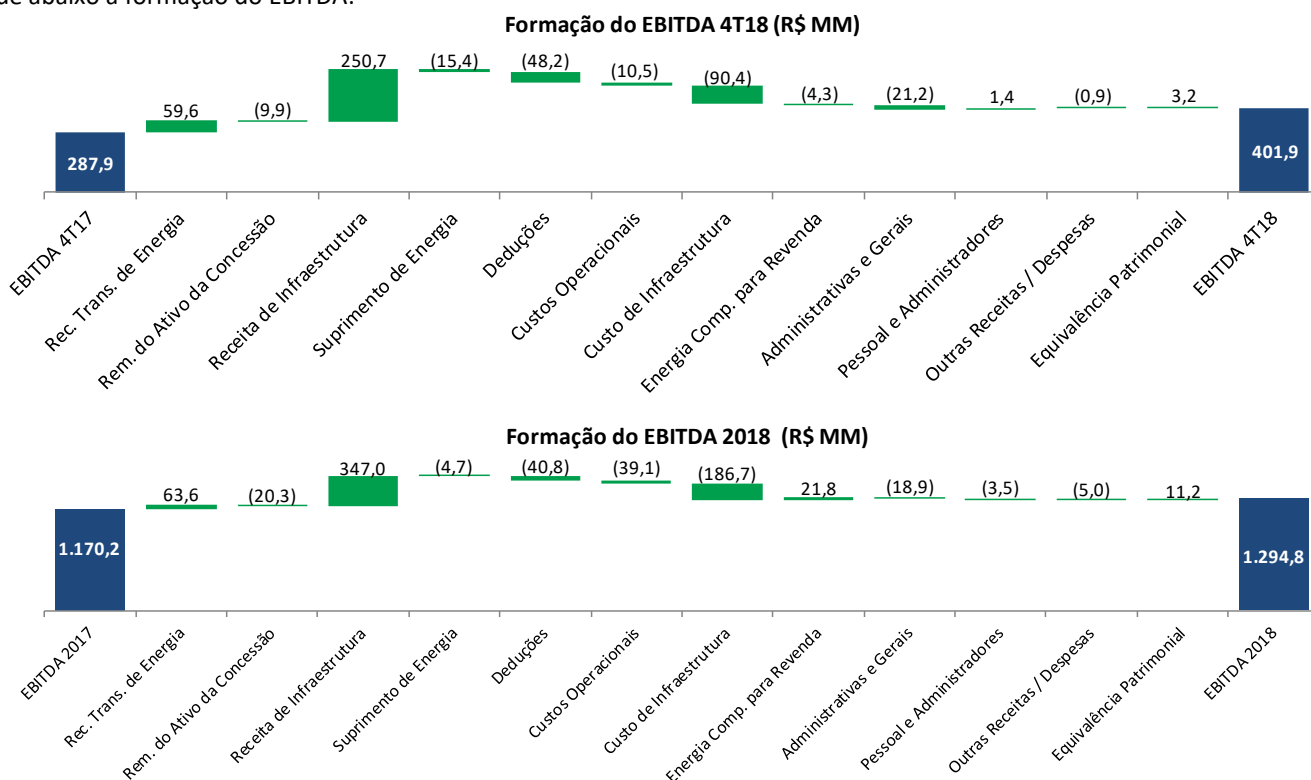
A Margem EBITDA Ajustada, atingiu 76,3%, 0,6 p.p superior aos 75,7% apurados no 4T17.

A variação no EBITDA, deve-se a: **(a)** aumento de R\$ 236,7 milhões na **Receita Líquida**, em razão do: (i) crescimento de R\$ 300,3 milhões na **Receita do Segmento de Transmissão de Energia**, decorrente, principalmente do: (i.a) incremento de R\$ 250,7 milhões na **Receita de Infraestrutura**, em virtude dos investimentos realizados nas transmissoras em implantação no Brasil e da aplicação do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes, vigente a partir de 1º de janeiro de 2018 e; (i.b) aumento de R\$ 59,6 milhões na **Receita de Transmissão de Energia**, exclusivamente pela aplicação do CPC 47 (IFRS 15) e; (ii) redução de R\$ 15,4 milhões na **Receita do Segmento de Geração de Energia**, principalmente pela redução de R\$ 24,0 milhões no faturamento das PCHs Queluz e Lavrinhas, decorrente da alteração na forma de reconhecimento das liminares que protegem as PCHs contra o GSF, que em 2018 passaram a ser contabilizadas em contas patrimoniais (passivo - fornecedores), não transitando pelo resultado das usinas; **(b)** aumento de R\$ 90,4 milhões no **Custo de Infraestrutura**, em razão dos investimentos realizados nas transmissoras em implantação e; **(c)** aumento de R\$ 21,2 milhões nas despesas **Administrativas e Gerais**, sendo: (i) crescimento de R\$ 10,0 milhões na Alupar - Holding, em razão da baixa, neste trimestre, de projetos de geração que foram descontinuados; (ii) incremento de R\$ 7,3 milhões na UHE La Virgen, decorrente da reclassificação contábil e; (iii) aumento de R\$ 2,0 milhões na PCH Morro Azul, em virtude da adoção da prática do IFRS em 2017.

	EBITDA - IFRS (R\$ MM)			2018	2017	Var.%
	4T18	4T17	Var.%			
Receita Líquida - IFRS	632,9	396,2	59,7%	1.882,9	1.538,2	22,4%
Custos Operacionais	(50,7)	(40,2)	26,1%	(200,2)	(161,0)	24,3%
Custo de Infraestrutura	(106,3)	(16,0)	-	(226,8)	(40,1)	-
Compra de Energia	(36,8)	(32,6)	13,1%	(90,6)	(112,4)	(19,4%)
Despesas Operacionais	(48,0)	(27,3)	76,2%	(105,1)	(77,8)	35,1%
Equivalência Patrimonial	10,9	7,6	42,6%	34,6	23,4	48,0%
EBITDA	401,9	287,9	39,6%	1.294,8	1.170,2	10,7%
Margem EBITDA	63,5%	72,7%	(9,2 p.p)	68,8%	76,1%	(7,3 p.p)
Margem EBITDA Ajustada*	76,3%	75,7%	0,6 p.p	78,2%	78,1%	0,1 p.p

*Subtraído da receita líquida o capex realizado (custo de infraestrutura)

Segue abaixo a formação do EBITDA:



EBITDA - Regulatório

No 4T18, o EBITDA totalizou R\$ 265,5 milhões, ante os R\$ 327,7 milhões registrados no 4T17.

A Margem EBITDA atingiu 68,2%, ante os 78,1% registrados no mesmo período do ano anterior.

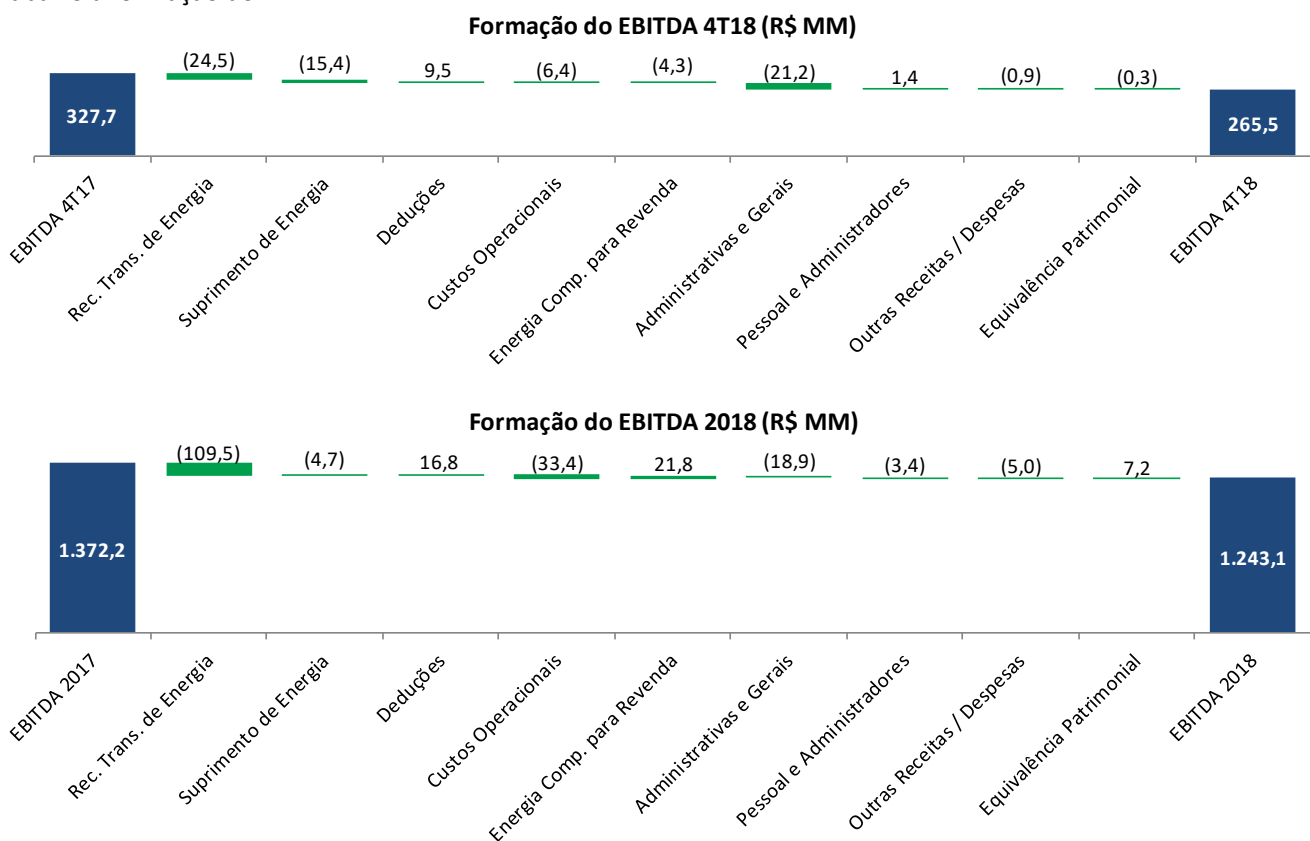
As principais variações no EBITDA Regulatório, quando comparado ao EBITDA – IFRS, ocorrem na linha da receita e do custo de infraestrutura.

1 – Receita: Enquanto nos números societários foi registrado um aumento de R\$ 236,7 milhões na receita líquida, conforme explicado anteriormente na análise da “Receita Operacional Líquida – IFRS”, nos números regulatórios foi registrada uma redução de R\$ 30,4 milhões na receita líquida, sendo esta variação, exclusivamente, na receita do segmento de transmissão, que apresentou um aumento de R\$ 300,3 milhões nos números societários ante uma redução de R\$ 24,5 milhões nos números regulatórios, principalmente pela: (i) queda de R\$ 33,4 milhões na receita das transmissoras EATE e ETEP, em razão da queda de 50% da Receita Anual Permitida - RAP, para o ciclo 2018/2019, em função do aniversário de 15 anos da entrada em operação (EATE: mar/18; ETEP: ago/17); (ii) aumento de R\$ 8,9 milhões na receita das demais transmissoras, impactadas pelo reajuste das RAPs, conforme Resolução Homologatória nº 2.408 de 26/06/18, que estabeleceu, reajuste de 2,85% e 4,27% para os contratos indexados em IPCA e IGP-M respectivamente.

2 - Custo de Infraestrutura: Não é contabilizado nos números regulatórios. Já nos números societários registrou aumento de R\$ 90,4 milhões, decorrente dos investimentos realizados nos projetos em implantação.

	EBITDA Regulatório (R\$ MM)			2018	2017	Var.%
	4T18	4T17	Var.%			
Receita Líquida	389,2	419,6	(7,3%)	1.603,9	1.701,3	(5,7%)
Custos Operacionais	(45,9)	(39,5)	16,3%	(190,9)	(157,5)	21,2%
Compra de Energia	(36,8)	(32,6)	13,1%	(90,6)	(112,4)	(19,4%)
Despesas Operacionais	(48,0)	(27,3)	76,2%	(105,0)	(77,7)	35,1%
Equivalência Patrimonial	7,1	7,4	(3,9%)	25,8	18,6	38,6%
EBITDA	265,5	327,7	(19,0%)	1.243,1	1.372,2	(9,4%)
Margem EBITDA	68,2%	78,1%	(9,9 p.p)	77,5%	80,7%	(3,2 p.p)

Segue abaixo a formação do EBITDA:



Resultado Financeiro

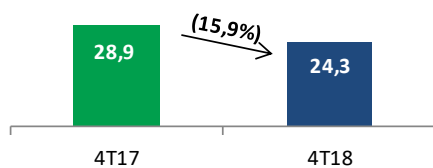
Totalizou R\$ (70,5) milhões no 4T18, R\$ 0,2 milhão inferior aos R\$ (70,7) milhões registrados no mesmo período do ano anterior.

Esta variação no resultado financeiro foi proveniente da:

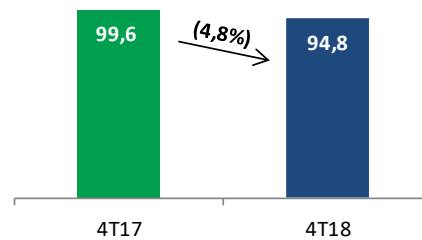
(a) redução de R\$ 4,8 milhões nas **despesas financeiras**, em razão da: (i) redução de R\$ 2,5 milhões na Alupar – Holding, principalmente pela queda do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (“IPCA”), que incide sobre 100% da dívida da Holding; (ii) redução da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que incide sobre 17,7% da dívida consolidada, o qual registrou 1,51% no acumulado do 4T18, ante os 1,76% no acumulado do 4T17; (iii) redução do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (“IPCA”), que incide sobre 53,7% da dívida consolidada, registrando no 4T18, 0,39%, ante 1,14% no acumulado do 4T17 e; (iv) em contrapartida, houve crescimento R\$ 4,0 milhões na PCH Verde 8, em razão da entrada em operação comercial do ativo.

(b) redução de R\$ 4,6 milhões nas **receitas financeiras**, principalmente na Alupar – Holding, que apresentou redução de R\$ 4,3 milhões, em decorrência da queda da taxa média dos depósitos interfinanceiros (“CDI”), que registrou 1,51% no acumulado do 4T18, ante os 1,76% no acumulado do 4T17.

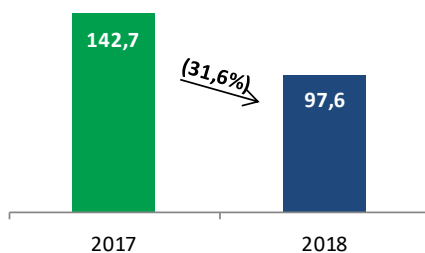
Receita Financeira (R\$ MM)



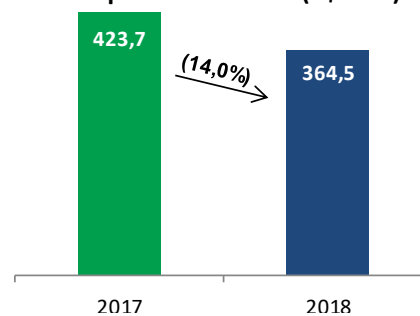
Despesa Financeira (R\$ MM)



Receita Financeira (R\$ MM)

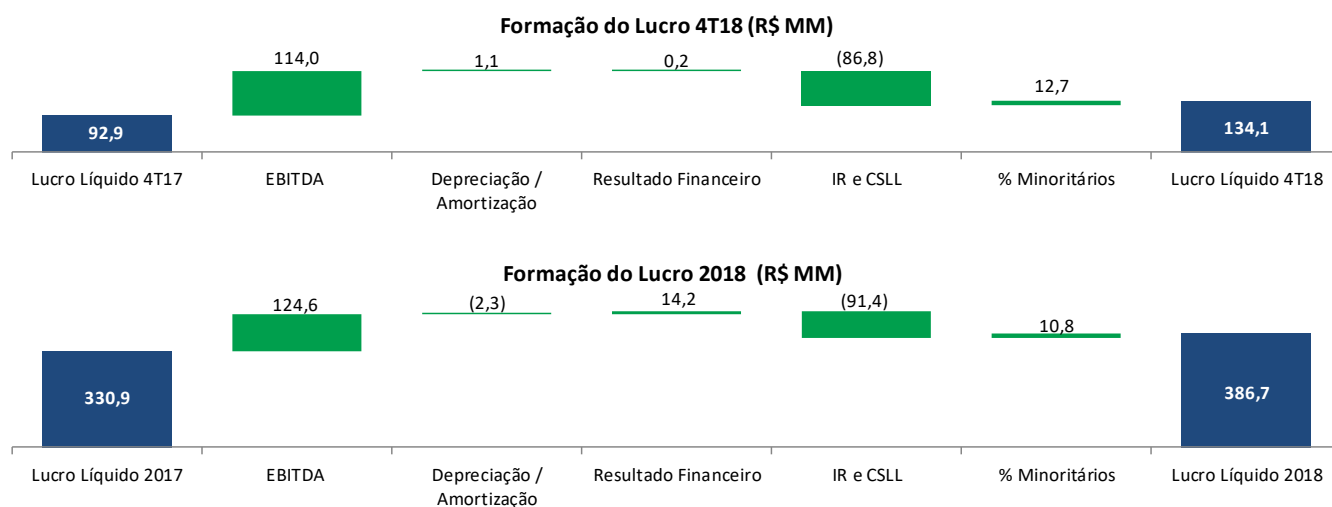


Despesa Financeira (R\$ MM)



Lucro Líquido - IFRS

No 4T18, o lucro líquido totalizou R\$ 134,1 milhões, R\$ 41,2 milhões ou 44,4% superior aos R\$ 92,9 milhões registrados no 4T17. Essa variação é resultado do: (a) aumento de R\$ 114,0 milhões no **EBTIDA**, conforme explicados anteriormente; (b) aumento de R\$ 86,8 milhões no **IRPJ/CSLL**, em razão do: (i) aumento de R\$ 31,4 milhões na transmissora ENTE, que teve sua alíquota média do IR alterada no 4T17 em função da obtenção do seu benefício fiscal SUDAM (dez/16), consequentemente sendo registrada uma reversão de R\$ 30,6 milhões no IRPJ diferido naquele trimestre e; (ii) crescimento de R\$ 55,3 milhões nas demais transmissoras, decorrente da aplicação do CPC 47 (IFRS 15), a qual gerou um aumento no saldo a receber dos ativos da concessão, e consequentemente o reconhecimento dos impostos diferidos sobre este incremento e; (c) redução de R\$ 12,7 milhões na **% Minoritários**, principalmente pela: (i) redução de R\$ 24,9 milhões na transmissora ENTE, em função da obtenção do seu benefício fiscal SUDAM (dez/16); (i) queda de R\$ 7,9 milhões no segmento de geração, principalmente nas PCHs Queluz Lavrinhas, em razão da alteração na forma do reconhecimento das liminares que protegem as mesmas contra o GSF e; (iii) aumento de R\$ 19,8 milhões nas demais transmissoras, em virtude da aplicação do CPC 47 (IFRS 15).

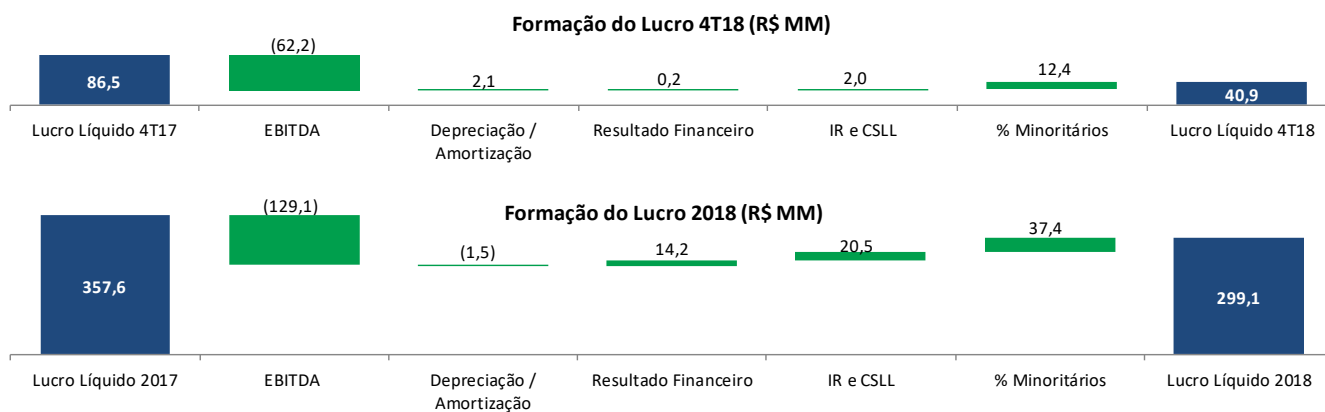


Lucro Líquido – Regulatório

No 4T18, o lucro líquido totalizou R\$ 40,9 milhões, ante os R\$ 86,5 milhões registrados no 4T17.

As variações no lucro regulatório frente ao societário, ocorrem principalmente no **EBITDA** e **IRPJ/CSLL**.

No **EBITDA**, houve uma redução de R\$ 62,2 milhões, enquanto nos números societários foi registrado um aumento de R\$ 114,0 milhões, conforme detalhado anteriormente na seção “EBITDA – Regulatório”. Em relação ao **IRPJ/CSLL**, foi contabilizado uma redução de R\$ 2,0 milhões, enquanto nos números societários foi registrada um aumento de R\$ 99,7 milhões. Esta variação é explicada exclusivamente no segmento de transmissão, que apresentou queda de R\$ 2,1 milhões nos números consolidados regulatórios e, em contrapartida, apresentou um aumento de R\$ 86,7 milhões nos números consolidados em IFRS, basicamente nos impostos diferidos, pela aplicação do CPC 47 (IFRS 15) - Receita Contrato com Clientes.



Consolidação de Resultado – Societário (IFRS)

	Trimestre findo em 31/12/2018				Período findo em 31/12/2018					
	Transmissão Consolidado	Geração Consolidado	Holding Alupar	Holdings Windpar / Transminas / Alupar Peru e Colômbia	Consolidado	Transmissão Consolidado	Geração Consolidado	Holding Alupar	Holdings Windpar / Transminas / Alupar Peru e Colômbia	Consolidado
Receita operacional bruta	578.246	149.776			728.022	1.498.183	586.417			2.084.600
Receita de transmissão de energia	91.608				91.608	182.704				182.704
Receita de infraestrutura	266.656				266.656	387.121				387.121
Remuneração do Ativo de Concessão	222.085				222.085	933.938				933.938
Suprimento de energia	-	149.776			149.776	-	586.417			586.417
(-) Parcela variável	(2.103)				(2.103)	(5.580)				(5.580)
Deduções da receita operacional bruta	(78.919)	(16.213)			(95.132)	(149.607)	(52.084)			(201.691)
PIS	(1.949)	(2.633)			(4.582)	(8.617)	(8.228)			(16.845)
COFINS	(8.493)	(12.131)			(20.624)	(38.079)	(37.966)			(76.045)
PIS diferido	(8.160)				(8.160)	(8.160)				(8.160)
COFINS diferido	(37.600)				(37.600)	(37.600)				(37.600)
ICMS					-					-
ISS		(97)			(97)		(387)			(387)
IVA		(239)			(239)		(754)			(754)
Reserva Global de Reversão - RGR	(7.143)	-			(7.143)	(30.000)	-			(30.000)
Reserva Global de Reversão - RGR diferido	(9.147)	-			(9.147)	(9.147)				(9.147)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.022)	(309)			(1.331)	(4.266)	(1.351)			(5.617)
FNDCT	(1.023)	(309)			(1.332)	(4.238)	(1.351)			(5.589)
Ministério de minas e energia - MME	(508)	(155)			(663)	(2.090)	(676)			(2.766)
TFSEE	(1.099)	(340)			(1.439)	(4.635)	(1.371)			(6.006)
TFSEE Diferido	(2.775)	-			(2.775)	(2.775)				(2.775)
Receita operacional líquida	499.327	133.563			632.890	1.348.576	534.333			1.882.909
Custo do serviço	(133.566)	(85.074)			(218.640)	(313.164)	(300.629)			(613.793)
Energia comprada para revenda		(36.804)			(36.804)		(90.649)			(90.649)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST		(7.329)			(7.329)		(29.021)			(29.021)
CFURH		(1.999)			(1.999)		(10.646)			(10.646)
Custo dos serviços prestados	(27.222)	(14.116)			(41.338)	(86.352)	(74.146)			(160.498)
Custo de infraestrutura	(106.343)				(106.343)	(226.808)				(226.808)
Depreciação / Amortização	(1)	(24.693)			(24.694)	(4)	(95.639)			(95.643)
Utilização do Bem Público - UBP	-	(133)			(133)	-	(528)			(528)
Lucro bruto	365.761	48.489			414.250	1.035.412	233.704			1.269.116
Despesas e receitas operacionais	(4.937)	(14.483)	(18.591)	(575)	(38.586)	(9.550)	(27.763)	(34.371)	(4.363)	(76.047)
Administrativas e gerais	(8.138)	(10.170)	(12.523)	(1.053)	(31.884)	(16.745)	(16.729)	(17.337)	(3.299)	(54.110)
Pessoal	(6.932)	(3.390)	(5.123)	(150)	(15.595)	(24.819)	(10.240)	(20.894)	(499)	(56.452)
Resultado de equivalência patrimonial	10.852				10.852	34.609				34.609
Depreciação / Amortização	(716)	(264)	(307)	(121)	(1.408)	(2.845)	(950)	(1.221)	(565)	(5.581)
Outras receitas	1	(692)	-	-	(691)	366	156	6.585	-	7.107
Outras despesas	(4)	33	(638)	749	140	(116)	-	(1.504)	-	(1.620)
EBIT	360.824	34.006	(18.591)	(575)	375.664	1.025.862	205.941	(34.371)	(4.363)	1.193.069
Depreciação / Amortização	(717)	(25.090)	(307)	(121)	(26.235)	(2.849)	(97.117)	(1.221)	(565)	(101.752)
EBITDA	361.541	59.096	(18.284)	(454)	401.899	1.028.711	303.058	(33.150)	(3.798)	1.294.821
Despesas financeiras	(24.033)	(47.259)	(16.793)	(6.736)	(94.821)	(105.929)	(159.605)	(77.919)	(21.022)	(364.475)
Encargos de dívidas	(23.802)	(35.501)	(17.514)	(2.165)	(78.982)	(99.772)	(136.088)	(77.990)	(9.269)	(323.119)
Variações cambiais	714	(9.775)	(5)	(3.001)	(12.067)	1.028	(15.429)	45	(4.815)	(19.171)
Outras	(945)	(1.983)	726	(1.570)	(3.772)	(7.185)	(8.088)	26	(6.938)	(22.185)
Receitas financeiras	5.228	5.582	11.811	1.699	24.320	19.272	16.365	58.548	3.443	97.628
Receitas de aplicações financeiras	4.580	3.843	10.890	408	19.721	17.431	13.906	46.781	2.046	80.164
Outras	648	1.739	921	1.291	4.599	1.841	2.459	11.767	1.397	17.464
	(18.805)	(41.677)	(4.982)	(5.037)	(70.501)	(86.657)	(143.240)	(19.371)	(17.579)	(266.847)
EBT	342.019	(7.671)	(23.573)	(5.612)	305.163	939.205	62.701	(53.742)	(21.942)	926.222
IR / CSLL	(65.161)	(4.318)		(160)	(69.639)	(152.545)	(22.289)		(598)	(175.432)
Imposto de renda	114	(2.320)		(123)	(2.329)	(32.066)	(9.264)		(440)	(41.770)
Contribuição social	(4.103)	(1.566)		(37)	(5.706)	(40.906)	(6.641)		(158)	(47.705)
Imposto de renda diferido	(45.448)	(284)		-	(45.732)	(59.127)	(5.491)		-	(64.618)
CSLL diferido	(15.724)	(148)		-	(15.872)	(20.446)	(893)		-	(21.339)
Lucro líquido Consolidado	276.858	(11.989)	(23.573)	(5.772)	235.524	786.660	40.412	(53.742)	(22.540)	750.790
Participação de não controladores					(101.461)					(364.041)
Lucro líquido Alupar					134.063					386.749

Consolidação de Resultado – Regulatório

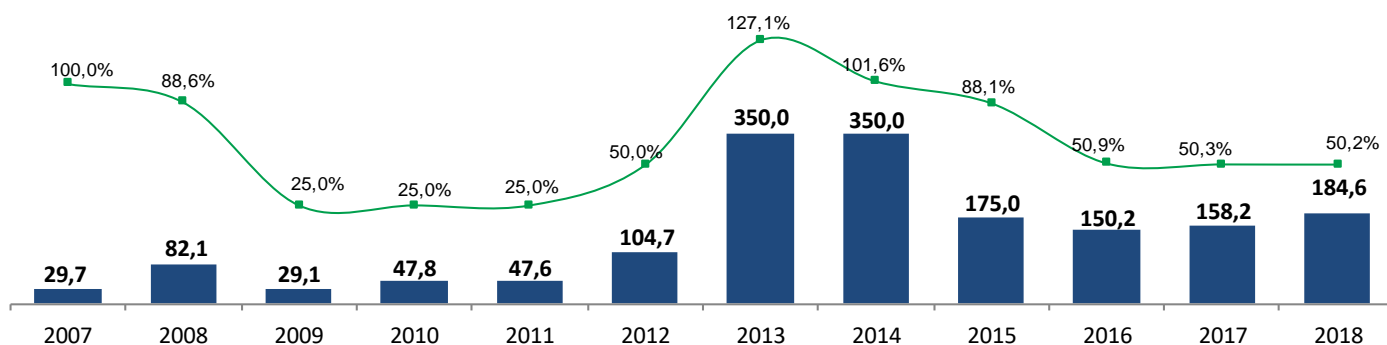
	Trimestre findo em 31/12/2018					Período findo em 31/12/2018				
	Transmissão Consolidado	Geração Consolidado	Holding Alupar	Holdings Windpar / Transminas / Alupar Peru e Colômbia	Consolidado	Transmissão Consolidado	Geração Consolidado	Holding Alupar	Holdings Windpar / Transminas / Alupar Peru e Colômbia	Consolidado
Receita operacional bruta	276.844	149.776			426.620	1.161.476	586.417			1.747.893
Receita de transmissão de energia	279.052				279.052	1.167.057				1.167.057
(-) Parcela variável	(2.208)				(2.208)	(5.581)				(5.581)
Suprimento de energia		149.776			149.776		586.417			586.417
Deduções da receita operacional bruta	(21.257)	(16.213)			(37.470)	(91.945)	(52.084)			(144.029)
PIS	(1.952)	(2.633)			(4.585)	(8.620)	(8.228)			(16.848)
COFINS	(8.510)	(12.131)			(20.641)	(38.096)	(37.966)			(76.062)
ICMS					-	-	-			-
ISS		(97)			(97)		(387)			(387)
IVA		(239)			(239)		(754)			(754)
Quota para Reserva Global de Reversão - RGR	(7.143)	-			(7.143)	(30.000)	-			(30.000)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.022)	(309)			(1.331)	(4.266)	(1.351)			(5.617)
FNDCT	(1.023)	(309)			(1.332)	(4.238)	(1.351)			(5.589)
Ministério de minas e energia - MME	(508)	(155)			(663)	(2.090)	(676)			(2.766)
TFSEE	(1.099)	(340)			(1.439)	(4.635)	(1.371)			(6.006)
Receita operacional líquida	255.587	133.563			389.150	1.069.531	534.333			1.603.864
Custo do serviço	(50.432)	(85.074)			(135.506)	(189.785)	(300.629)			(490.414)
Energia comprada para revenda		(36.804)			(36.804)		(90.649)			(90.649)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST		(7.329)			(7.329)		(29.021)			(29.021)
CFURH		(1.999)			(1.999)		(10.646)			(10.646)
Custo dos serviços prestados	(22.463)	(14.116)			(36.579)	(77.082)	(74.146)			(151.228)
Depreciação / Amortização	(27.969)	(24.693)			(52.662)	(112.703)	(95.639)			(208.342)
Utilização do Bem Público - UBP		(133)			(133)		(528)			(528)
Lucro bruto	205.155	48.489	-	-	253.644	879.746	233.704	-	-	1.113.450
Despesas e receitas operacionais	(8.813)	(14.483)	(18.591)	(575)	(42.462)	(18.808)	(27.763)	(34.371)	(4.363)	(85.305)
Administrativas e gerais	(8.136)	(10.170)	(12.523)	(1.053)	(31.882)	(16.743)	(16.729)	(17.337)	(3.299)	(54.108)
Pessoal	(6.932)	(3.390)	(5.123)	(150)	(15.595)	(24.812)	(10.240)	(20.894)	(499)	(56.445)
Resultado de equivalência patrimonial	7.106	-	-	-	7.106	25.827	-	-	-	25.827
Depreciação / Amortização	(850)	(264)	(307)	(121)	(1.542)	(3.365)	(950)	(1.221)	(565)	(6.101)
Outras receitas	1	(692)	-	-	(691)	401	156	6.585	-	7.142
Outras despesas	(2)	33	(638)	749	142	(116)	-	(1.504)	-	(1.620)
EBIT	196.342	34.006	(18.591)	(575)	211.182	860.938	205.941	(34.371)	(4.363)	1.028.145
Depreciação / Amortização	(28.819)	(25.090)	(307)	(121)	(54.337)	(116.068)	(97.117)	(1.221)	(565)	(214.971)
EBITDA	225.161	59.096	(18.284)	(454)	265.519	977.006	303.058	(33.150)	(3.798)	1.243.116
Despesas financeiras	(24.033)	(47.259)	(16.793)	(6.736)	(94.821)	(105.929)	(159.605)	(77.919)	(21.022)	(364.475)
Encargos de dívidas	(23.802)	(35.501)	(17.514)	(2.165)	(78.982)	(99.772)	(136.088)	(77.990)	(9.269)	(323.119)
Variações cambiais	714	(9.775)	(5)	(3.001)	(12.067)	1.028	(15.429)	45	(4.815)	(19.171)
Outras	(945)	(1.983)	726	(1.570)	(3.772)	(7.185)	(8.088)	26	(6.938)	(22.185)
Receitas financeiras	5.228	5.582	11.811	1.699	24.320	19.272	16.365	58.548	3.443	97.628
Receitas de aplicações financeiras	4.580	3.843	10.890	408	19.721	17.431	13.906	46.781	2.046	80.164
Outras	648	1.739	921	1.291	4.599	1.841	2.459	11.767	1.397	17.464
	(18.805)	(41.677)	(4.982)	(5.037)	(70.501)	(86.657)	(143.240)	(19.371)	(17.579)	(266.847)
EBT	177.537	(7.671)	(23.573)	(5.612)	140.681	774.281	62.701	(53.742)	(21.942)	761.298
IR / CSLL	107	(4.318)	-	(160)	(4.371)	(68.876)	(22.289)	-	(598)	(91.763)
Imposto de renda	710	(2.320)	-	(123)	(1.733)	(31.470)	(9.264)	-	(440)	(41.174)
Contribuição social	(2.819)	(1.566)	-	(37)	(4.422)	(39.622)	(6.641)	-	(158)	(46.421)
Imposto de renda diferido	909	(284)	-	-	625	909	(5.491)	-	-	(4.582)
CSLL diferido	1.307	(148)	-	-	1.159	1.307	(893)	-	-	414
Lucro líquido Consolidado	177.644	(11.989)	(23.573)	(5.772)	136.310	705.405	40.412	(53.742)	(22.540)	669.535
Participação de não controladores					(95.406)					(370.463)
Lucro líquido Alupar					40.904					299.072

Destinação de Resultados

Dividendos: Em 29 de março de 2019, o Conselho de Administração da Companhia recomendou a distribuição de **R\$ 184.613.366,49** do lucro líquido do exercício de 2018 correspondente a R\$ 0,21 por ação ordinária e preferencial de emissão da Companhia, equivalente a R\$ 0,63 por Unit, sendo:

- **R\$ 52.746.676,14**, a título de dividendos intercalares, pagos em 19 de dezembro de 2018, conforme deliberado pelo Conselho de Administração da Companhia em reunião realizada em 03 de dezembro de 2018, correspondente a R\$ 0,06 por ação ordinária e preferencial de emissão da Companhia, equivalente a R\$ 0,18 por Unit.
- **R\$ 131.866.690,35**, a título de dividendos, correspondente a R\$ 0,15 por ação ordinária e preferencial de emissão da Companhia, equivalente a R\$ 0,45 por Unit. Os dividendos serão pagos até 31 de dezembro de 2019 e as ações passarão a ser negociadas ex-dividendos a partir de 30 de abril de 2019.

Histórico de Dividendos Declarados (R\$ milhões) e Payout Ratio (%)



Em decorrência da adoção do CPC 47 (IFRS 15), vigente a partir de 1º de janeiro de 2018, a Companhia auferiu no lucro do exercício de 2018, um ajuste positivo no montante de R\$ 64,3 milhões, conforme explicado anteriormente na pag. 14 deste release e na nota explicativa 4.1 “Normas Alterações e Interpretações de Normas” das demonstrações financeiras de 2018.

Tendo em vista a atual capacidade de caixa da Companhia, a administração recomendou a inclusão de 50% deste montante para fins de distribuição dos dividendos mínimo obrigatório. Para os próximos exercícios a administração da Companhia reavaliará os procedimentos adotados.

Investimentos

Em 2018 foram realizados investimentos totais da ordem de R\$ 465,2 milhões em nossas empresas, sendo R\$ 253,9 milhões investidos no segmento de transmissão, R\$ 204,3 milhões no segmento de geração e R\$ 7,1 milhões no desenvolvimento de novos negócios, ante os R\$ 284,9 milhões registrados em 2017, quando R\$ 45,3 milhões foram investidos no segmento de transmissão, R\$ 232,0 milhões foram investidos no segmento de geração e R\$ 7,7 milhões no desenvolvimento de novos negócios. O volume de investimentos realizados em 2018 reflete, principalmente, a finalização da implantação da PCH Verde 08, da implantação da linha de transmissão dos parques eólicos Energia dos Ventos, da implantação da UHE La Virgen e das linhas de transmissão adquiridas nos leilões de 2016 e 2017.

	Investimentos (R\$ MM)			
	4T18	4T17	2018	2017
ETAP	51,2	3,7	98,8	8,9
ETC	14,4	0,7	32,9	3,5
TCC	7,6	1,4	16,1	5,8
TPE	15,8	3,3	32,1	10,4
TCE	9,5	0,5	27,1	5,1
ESTE	3,9	-0,1	9,1	1,7
TSM	2,4	1	11	1,8
EDTE	11,4	-	21,1	-
Outros	-0,4	1,4	5,7	3,4
Transmissão	115,8	16,5	253,9	45,3

	Investimentos (R\$ MM)			
	4T18	4T17	2018	2017
Energia dos Ventos	20,4	8,2	67,7	17
La Virgen	28,8	56,6	67	58,8
Verde 08	-19,2	50,3	58,5	137,9
Outros	1,8	1,9	11,1	11,5
Geração	31,7	111,5	204,3	232
Holding	4,1	0,6	7,1	7,7
Total	151,7	128,5	465,2	284,9

Com exceção da TCE o valor do investimento é o saldo contabilizado como custo de infraestrutura.

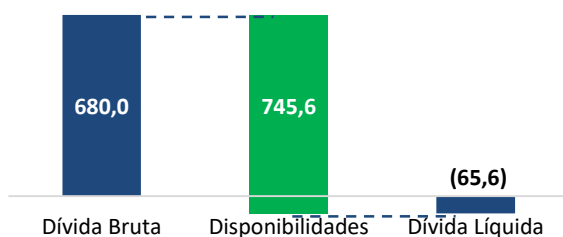
Endividamento

Alupar - Holding:

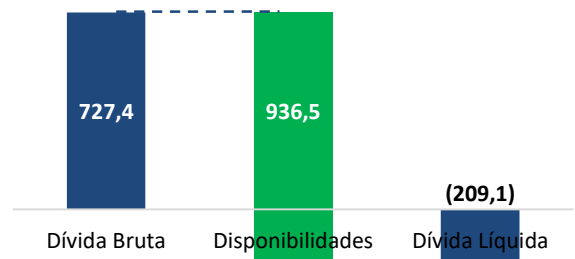
No 4T18, a dívida bruta da Alupar – Holding totalizou R\$ 680,0 milhões, R\$ 47,4 milhões inferior aos R\$ 727,4 milhões registrados em dez/17. Esta variação é explicada pela: (i) quitação da IV emissão de debêntures, sendo R\$ 50,0 milhões de principal e R\$ 2,3 milhões de juros; (ii) quitação do financiamento junto ao FINEP, no montante de R\$ 1,5 milhão; (iii) amortização de R\$ 50,7 milhões da V emissão de debêntures, sendo R\$ 21,5 milhões de principal e R\$ 29,2 milhões de encargos; (iv) amortização de R\$ 21,2 milhões de encargos da VI emissão de debêntures e; (v) provisões de encargos e variações monetárias, totalizando R\$ 78,4 milhões.

As disponibilidades da Alupar - Holding totalizaram R\$ 745,6 milhões, R\$ 190,9 milhões inferior aos R\$ 936,5 milhões registrados em dez/17. Esta variação é explicada principalmente pela: (i) amortização e pagamento de juros das dívidas da holding, conforme detalhado acima, totalizando R\$ 125,8 milhões; (ii) pagamento em 16 de fevereiro de 2018 de dividendos intercalares, com base nas demonstrações financeiras intermediárias de junho de 2017, no montante de R\$ 61,5 milhões; (iii) pagamento em 20 de junho de 2018, da parcela residual dos dividendos declarados na AGOE, realizada em 26 de abril de 2018, no montante de R\$ 96,7 milhões; (iv) pagamento de dividendos intercalares, decorrente do lucro do 3T18, em 19 de dezembro de 2018, no montante de R\$ 52,7 milhões; (v) recebimento de dividendos no montante de R\$ 317,7 milhões e; (vi) aportes realizados nos projetos, totalizando R\$ 145,4 milhões.

Dívida Total dez/18



Dívida Total dez/17



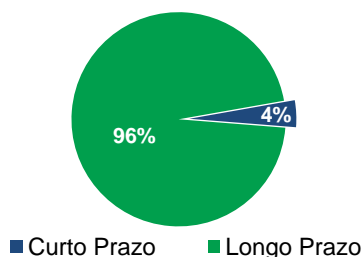
A dívida bruta da Alupar - Holding consiste 100% em emissões de debêntures, sendo todas indexadas por CDI, com um perfil bem alongado, sendo aproximadamente 19% dos vencimentos após 2024.

A dívida de curto prazo totalizou R\$ 27,5 milhões, R\$ 52,2 milhões inferior aos R\$ 79,7 milhões contabilizados no 4T17, sendo esta redução explicada principalmente pela: (i) quitação da IV emissão de debêntures, no montante de R\$ 52,3 milhões; e (ii) quitação do financiamento junto ao FINEP, no montante de R\$ 1,5 milhão.

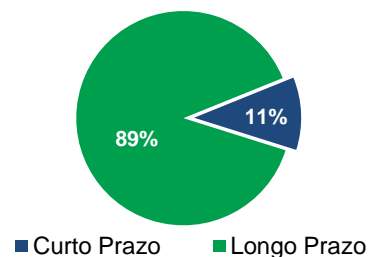
Para mais informações sobre o Endividamento da Alupar - Holding, favor verificar as Notas Explicativas 24 “Empréstimos e Financiamentos” e 25 “Debêntures” das demonstrações financeiras do 4T18.

Abaixo o perfil da dívida da Alupar - Holding:

Perfil da Dívida Alupar - Holding dez/18



Perfil da Dívida Alupar - Holding dez/17



Consolidado:

A dívida bruta consolidada da Alupar e suas subsidiárias totalizou R\$ 6.403,3 milhões no 4T18, R\$ 1.640,1 milhões superior aos R\$ 4.763,2 milhões apurados em dez/17. Esta variação é explicada principalmente pela: (i) amortização e pagamento de juros das dívidas da Alupar – Holding, no montante de **R\$ 125,8 milhões**; (ii) provisões de encargos e variações monetárias nas dívidas da Alupar - Holding, no montante de **R\$ 78,4 milhões**; (iii) amortização das dívidas das subsidiárias, no montante de **R\$ 1.397,1 milhões**, sendo: (iii.a) R\$ 258,4 milhões referente à quitação dos bridges da usina La Virgen; (iii.b) R\$ 165,9 milhões em relação à quitação dos bridges da PCH Morro Azul; (iii.c) R\$ 150,0 milhões do bridge da transmissora ETAP; (iii.d) R\$ 100,0 milhões do bridge da transmissora ETC e; (iii.e) R\$ 100,0 milhões do bridge da PCH Verde 8; (iv) pagamentos dos encargos das dívidas das subsidiárias, no montante de **R\$ 274,7 milhões**; (v) provisões de encargos e variações monetárias das subsidiárias, totalizando **R\$ 321,5 milhões**; (vi) perda com a desvalorização do BRL frente a USD, nas dívidas das UHE La Virgen e da PCH Morro Azul, impacto de **R\$ 49,5 milhões**; (vii) captações das dívidas de longo prazo dos projetos, totalizando R\$ **2.564,3 milhões**, sendo: (vii.a) R\$ 162,4 milhões na PCH Morro Azul; (vii.b) R\$ 136,7 milhões na PCH Verde 8; (vii.c) R\$ 151,3 milhões na transmissora ETAP; (vii.d) R\$ 112,6 milhões na transmissora ETC; (vii.e) R\$ 1.031,1 milhões na transmissora TPE; (vii.f) R\$ 655,2 milhões na transmissora TCC e; (vii.g) R\$ 315,0 milhões na transmissora EDTE; (viii) captação dos bridges, no montante de **R\$ 103,9 milhões**, sendo: (viii.a) R\$ 36,0 milhões na transmissora TCE (Colômbia) e; (viii.b) R\$ 67,9 milhões na Alupar Peru, para implantação da UHE La Virgen e; (ix) captação nas transmissoras operacionais (EATE, ETEP, EBTE, ETES e ETVG) totalizando **R\$ 316,6 milhões**.

As disponibilidades totalizaram R\$ 3.600,2 milhões no 4T18, R\$ 1.525,7 milhões superior aos R\$ 2.074,5 milhões registrados em dez/17. Esta variação de R\$ 1.525,7 milhões no caixa, deve-se, principalmente ao: (i) aumento de R\$ 2.012,4 milhões no caixa das transmissoras TPE, TCC e EDTE, em razão das captações de longo prazo, realizadas no 2S18; (ii) redução de R\$ 190,9 milhões no caixa da Alupar – Holding, conforme explicado anteriormente; (iii) redução de R\$ 216,5 milhões no caixa da Alupar Peru / La Virgen, em função das amortizações dos bridges captados junto ao Santander para implantação da usina La Virgen e; (iv) redução de R\$ 96,6 milhões no caixa das transmissoras ETAP e ETC, decorrente dos investimentos realizados na implantação dos projetos.

A dívida líquida registrada no 4T18 totalizou R\$ 2.803,1 milhões, ante os R\$ 2.688,6 milhões registrados em dez/17.



A dívida de curto prazo registrada no 4T18 totalizou R\$ 706,1 milhões (11% da dívida total), R\$ 385,3 milhões inferior aos R\$ 1.091,4 milhões (23% da dívida total) registrados em dez/17.

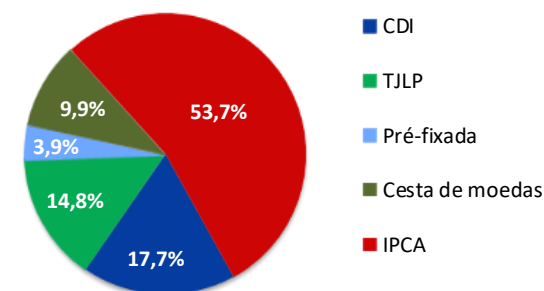
Dos 11% da dívida de curto prazo, 4,5% ou R\$ 31,6 milhões são referentes a empréstimos ponte.

Da dívida bruta consolidada, R\$ 680,0 milhões referem-se à Alupar - Holding, conforme detalhado acima, outros R\$ 2.930,5 milhões estão alocados nas empresas operacionais, que possuem fluxo de pagamento compatível com as respectivas gerações de caixa e, por fim, R\$ 2.792,8 milhões referem-se aos projetos em implantação, sendo R\$ 461,9 milhões alocados na Alupar Peru / La Virgen para implantação da UHE La Virgen; R\$ 155,1 milhões alocados na implantação da transmissora ETAP; R\$ 115,3 milhões na implantação da transmissora ETC; R\$ 666,7 milhões na implantação da transmissora TCC; R\$ 1.049,2 milhões para implantação da transmissora TPE; R\$ 304,4 milhões para implantação da transmissora EDTE e; R\$ 40,1 milhões para implantação da transmissora TCE (Colômbia).

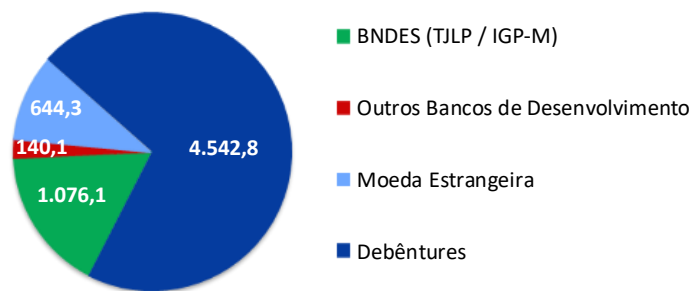
No 4T18, as emissões de debêntures corresponderam a R\$ 4.542,8 milhões ou 70,9% do total da dívida. As debêntures de emissões da: (i) Alupar - Holding representam um saldo de R\$ 680,0 milhões; (ii) das subsidiárias em operação (EATE, ECTE, ENTE, ETEP, EBTE, ETES, ETVG, STN, Ferreira Gomes, Transirapé, Transleste, Transudeste, EDVs - Windepar e Verde 8, totalizaram R\$ 1.572,0 milhões e; (iii) dos projetos em implantação registraram um saldo de R\$ 2.290,8 milhões.

A dívida em moeda estrangeira totalizou R\$ 644,3 milhões ou 9,9% do total da dívida, sendo que a mesma está alocada nos projetos de geração e transmissão no Peru e na Colômbia.

Composição Dívida Total por Indexador (%)

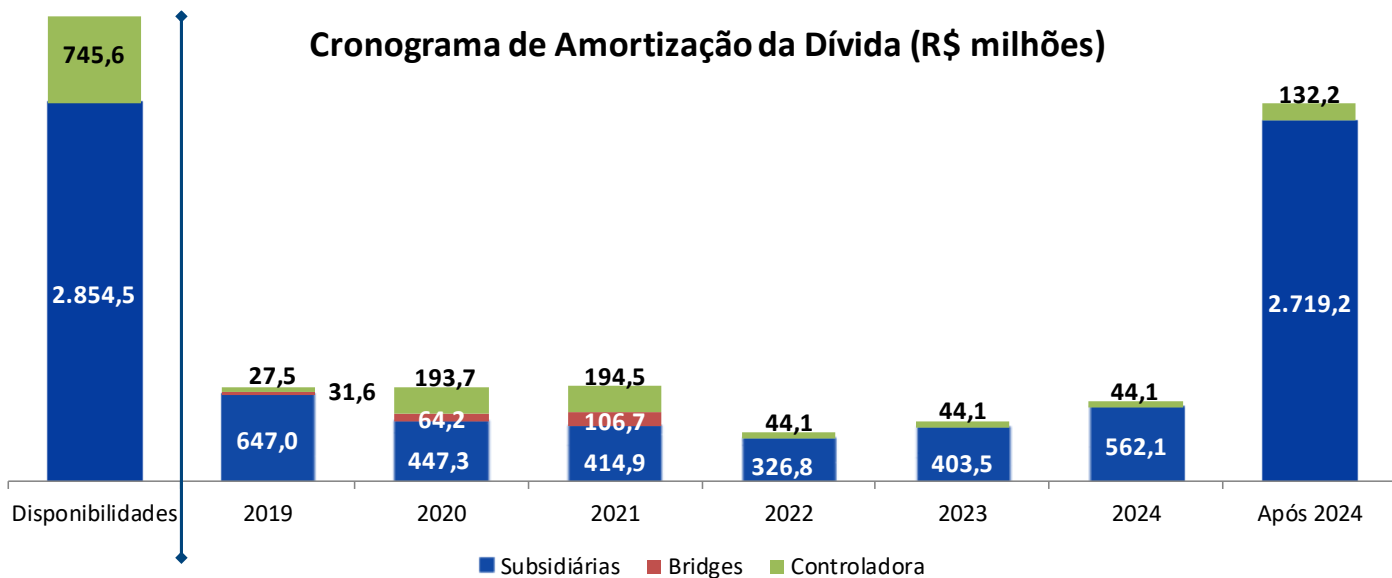


Composição da Dívida Total (Em milhares de R\$)



O perfil de dívida consolidada da Alupar é bastante alongado, compatível com a natureza de baixo risco de negócios da Companhia, alta previsibilidade de receitas e forte geração de caixa operacional dos segmentos de transmissão e geração de energia elétrica.

Cronograma de Amortização da Dívida (R\$ milhões)



BRIDGES (MM)	2019	2020	2021
La Virgen / Alupar Inversiones	R\$ 30,5	R\$ 64,0	R\$67,9
TCE (Colômbia)	R\$ 1,1	R\$ 0,1	R\$ 38,8
TOTAL	R\$ 31,6	R\$ 64,1	R\$ 106,7

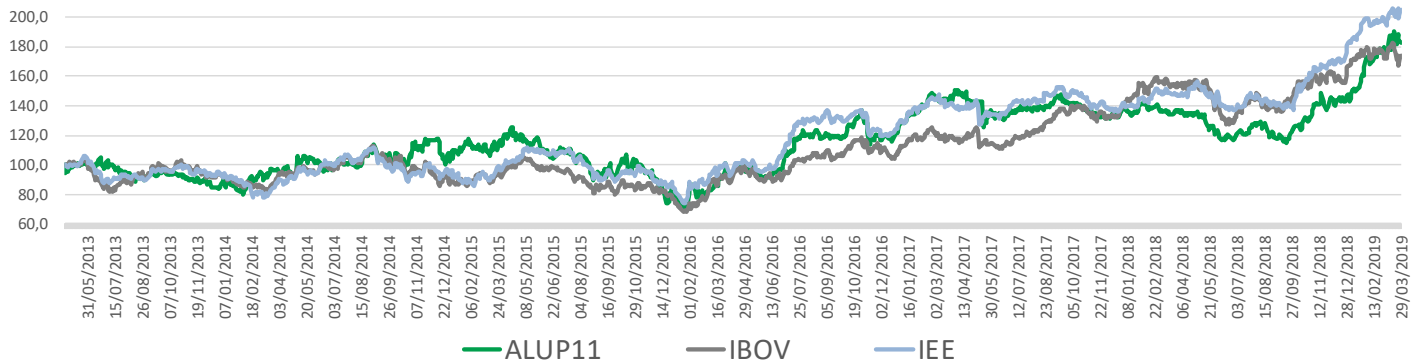
Fitch Ratings

- ✓ Corporativo (escala nacional) **AAA**
- ✓ Escala Internacional **BB**

Mercado de Capitais

A Alupar foi registrada na Bolsa de Valores de São Paulo - BM&FBOVESPA no dia 23 de Abril de 2013. Suas UNITS são negociadas sob o código **ALUP11** e são compostas por 1 ação ordinária e 2 ações preferenciais (1 UNIT = 1 ON + 2 PN).

Performance ALUP11 x IBOV x IEE - Base 100



Em todos os pregões desde nossa listagem, as Units da Alupar tiveram negociação, apresentando um volume médio diário de R\$ 6,7 milhões. Destacamos que volume médio diário registrado de 01/10/2018 – 29/03/2019 foi de R\$ 12,9 milhões.

No dia 29 de março de 2019, o valor de mercado da Alupar era de R\$ 6,804 bilhões.

Próximos Eventos

Teleconferência de Resultados do 4T18

Data: 01 de abril de 2019

Português

15h00 (Horário de Brasília)
 14h00 (Horário de Nova Iorque)
 Telefone: + 55 (11) 2188-0155
 Senha: Alupar
 Replay: +55 (11) 2188-0400
 Senha: Alupar

Inglês (tradução simultânea)

15h00 (Horário de Brasília)
 14h00 (Horário de Nova Iorque)
 Telefone: +1 (646) 843-6054
 Senha: Alupar
 Replay: +55 (11) 2188-0400
 Senha: Alupar

ANEXO 01 – SOCIETÁRIO

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
ATIVO				
CIRCULANTE	984.044	1.141.355	4.986.366	3.597.227
Caixa e equivalentes de caixa	231.878	570.694	2.975.423	1.580.070
Investimentos de curto prazo	513.756	365.765	513.756	365.765
Títulos e valores mobiliários	-	-	105.979	124.002
Contas a receber de clientes	48.972	63.026	324.347	234.647
Contas a receber com partes relacionadas	63.219	4	-	-
Dividendos a receber - partes relacionadas	79.734	97.208	17.387	16.878
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	37.790	30.113	61.770	61.569
Outros tributos compensáveis	-	-	16.887	2.449
Adiantamento a fornecedores	138	6.141	9.733	19.445
Estoques	-	-	1.144	662
Despesas pagas antecipadamente	38	43	7.030	6.956
Ativo financeiro da concessão	-	-	-	1.105.358
Ativo contratual da concessão	-	-	906.633	-
Outros ativos	8.519	8.361	46.277	79.426
NÃO CIRCULANTE	4.227.467	3.685.312	9.620.214	7.866.145
Contas a receber de clientes	-	-	12.130	12.092
Adiantamento para futuro aumento de capital - partes relacionadas	170.023	193.564	-	-
Títulos e valores mobiliários	-	-	4.992	4.703
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	-	-	29.398	31.187
Outros tributos compensáveis	-	-	2.774	2.774
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	10.063	13.443
Adiantamento a fornecedores	-	-	1.012	868
Estoques	-	-	25.213	26.081
Cauções e depósitos judiciais	2.965	2.671	23.933	14.988
Ativo financeiro da concessão	-	-	-	3.218.152
Ativo contratual da concessão	-	-	4.624.825	-
Outros ativos	696	-	26.366	28.421
Investimentos em coligadas e controladas em conjunto	343.228	252.999	419.989	331.674
Investimentos em controladas	3.622.294	3.141.927	-	-
Propriedades para investimento	7.826	7.786	7.826	7.786
Imobilizado	1.004	1.758	4.283.482	4.025.510
Intangível	79.431	84.607	148.211	148.466
ATIVO TOTAL	5.211.511	4.826.667	14.606.580	11.463.372

PASSIVO

CIRCULANTE

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
			-	
	221.389	282.431	1.528.902	1.705.261
Empréstimos e financiamentos	-	1.471	197.184	619.446
Debêntures	27.463	78.271	508.893	471.937
Fornecedores	53.986	37.334	293.192	141.599
Salários, férias e encargos sociais	3.396	3.106	20.633	19.763
Imposto de renda e contribuição social	-	-	52.372	71.206
Outros tributos a pagar	4.653	3.982	44.552	35.788
Provisões de constituição dos ativos	-	-	79.341	38.877
Dividendos a pagar - partes relacionadas	131.868	158.242	158.192	213.404
Provisão para gastos ambientais	-	-	23.400	15.228
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	85.107	58.776
Provisões para contingências	-	-	1.071	77
Adiantamentos de clientes	-	-	1.110	-
Outras obrigações	23	25	63.855	19.160
	662.074	660.306	6.815.969	4.151.314
NÃO CIRCULANTE				
Empréstimos e financiamentos	-	-	1.663.297	1.659.989
Debêntures	652.527	647.643	4.033.896	2.011.799
Outros tributos a pagar	-	-	-	649
Imposto de renda e contribuição social	-	-	1.485	1.483
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	684.758	435.151
Taxas regulamentares e setoriais diferidas	-	-	137.327	-
Provisões para contingências	4.936	3.354	10.057	7.531
Provisão para gastos ambientais	-	-	734	734
Provisões de constituição dos ativos	-	-	6.678	6.677
Outras obrigações	-	-	277.737	27.301
Provisão para passivo a descoberto	4.611	9.309	-	-
	4.328.048	3.883.930	6.261.709	5.606.797
PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
Capital social subscrito e integralizado	2.981.996	2.981.996	2.981.996	2.981.996
(-) Gastos com emissão de ações	(65.225)	(65.225)	(65.225)	(65.225)
Reserva de capital	43.695	48.953	43.695	48.953
Reservas de lucros	1.343.354	907.750	1.343.354	907.750
Outros resultados abrangentes	24.228	10.456	24.228	10.456
DA CONTROLADORA				
Participação de acionistas não controladores	-	-	1.933.661	1.722.867
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	5.211.511	4.826.667	14.606.580	11.463.372

	Controladora				Consolidado			
	Trimestre findo em		Exercício findo em		Trimestre findo em		Exercício findo em	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
RECEITA OPERACIONAL BRUTA								
Sistema de transmissão de energia	-	-	-	-	578.246	277.929	1.498.183	1.107.940
Sistema de geração de energia	25.545	65.792	87.872	178.818	149.776	165.219	586.417	591.108
	25.545	65.792	87.872	178.818	728.022	443.148	2.084.600	1.699.048
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA								
	(6.123)	(9.890)	(11.937)	(20.435)	(95.132)	(46.938)	(201.691)	(160.857)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	19.422	55.902	75.935	158.383	632.890	396.210	1.882.909	1.538.191
CUSTO DO SERVIÇO								
Custo com energia elétrica								
Energia comprada para revenda	(39.742)	(59.632)	(96.093)	(178.506)	(36.804)	(32.553)	(90.649)	(112.426)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	-	-	-	-	(7.329)	(6.748)	(29.021)	(28.196)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	-	-	-	-	(1.999)	(1.290)	(10.646)	(8.400)
Custo de operação								
Custo dos serviços prestados	(216)	(414)	(746)	(1.320)	(41.338)	(32.145)	(160.498)	(124.438)
Custo de infraestrutura	-	-	-	-	(106.343)	(15.975)	(226.808)	(40.142)
Depreciação / amortização	-	-	-	-	(24.827)	(25.015)	(96.171)	(93.479)
	(39.958)	(60.046)	(96.839)	(179.826)	(218.640)	(113.726)	(613.793)	(407.081)
LUCRO (PREJUÍZO) BRUTO	(20.536)	(4.144)	(20.904)	(21.443)	414.250	282.484	1.269.116	1.131.110
DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS								
Administrativas e gerais	(17.953)	(9.153)	(39.452)	(30.331)	(48.887)	(29.978)	(116.143)	(94.208)
Equivalência patrimonial	178.172	109.736	461.395	390.004	10.852	7.608	34.609	23.377
Outras receitas	-	-	6.585	(208)	(691)	11.173	7.107	11.004
Outras despesas	(638)	(405)	(1.504)	(446)	140	(10.784)	(1.620)	(561)
	159.581	100.178	427.024	359.019	(38.586)	(21.981)	(76.047)	(60.388)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	139.045	96.034	406.120	337.576	375.664	260.503	1.193.069	1.070.722
Despesas financeiras	(16.793)	(19.311)	(77.919)	(81.629)	(94.821)	(99.595)	(364.475)	(423.736)
Receitas financeiras	11.811	16.131	58.548	74.938	24.320	28.934	97.628	142.735
	(4.982)	(3.180)	(19.371)	(6.691)	(70.501)	(70.661)	(266.847)	(281.001)
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS	134.063	92.854	386.749	330.885	305.163	189.842	926.222	789.721
Imposto de renda e contribuição social correntes	-	-	-	-	(8.035)	(6.569)	(89.475)	(103.612)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	-	-	(61.604)	23.766	(85.957)	19.616
	-	-	-	-	(69.639)	17.197	(175.432)	(83.996)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	134.063	92.854	386.749	330.885	235.524	207.039	750.790	705.725
Atribuído a sócios da empresa controladora	134.063	92.854	386.749	330.885	134.063	92.854	386.749	330.885
Atribuído a sócios não controladores	-	-	-	-	101.461	114.185	364.041	374.840
	134.063	92.854	386.749	330.885	235.524	207.039	750.790	705.725

ANEXO 02 – REGULATÓRIO

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
ATIVO				
CIRCULANTE	972.865	1.141.349	4.094.157	2.490.351
Caixa e equivalentes de caixa	587.165	570.694	3.330.710	1.580.070
Investimentos de curto prazo	158.469	365.765	158.469	365.765
Títulos e valores mobiliários	-	-	105.979	124.002
Contas a receber de clientes	48.972	63.026	324.347	234.647
Contas a receber com partes relacionadas	-	4	-	546
Dividendos a receber	63.219	97.208	-	16.878
Juros sobre capital próprio	68.555	-	17.387	-
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	-	30.120	3.677	59.577
Outros tributos compensáveis	37.790	(7)	74.486	2.442
Adiantamento a fornecedores	-	6.141	16.887	19.445
Estoques	-	-	4	602
Despesas pagas antecipadamente	-	43	1.069	6.957
Cauções e depósitos judiciais	38	-	7.030	-
Ativo financeiro da concessão	-	-	-	-
Ativos mantidos para venda	-	-	29.040	-
Outros ativos	8.657	8.355	25.072	79.420
NÃO CIRCULANTE	3.276.477	3.044.264	7.760.974	7.317.908
Contas a receber de clientes	-	-	12.130	12.799
Contas a receber com partes relacionadas	-	-	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	170.024	193.565	-	-
Títulos e valores mobiliários	-	-	4.992	4.703
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	-	-	3.187	3.187
Outros tributos compensáveis	-	-	2.774	2.774
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	10.063	13.443
Adiantamento a fornecedores	-	-	1.012	868
Estoques	-	-	714	556
Cauções e depósitos judiciais	2.965	2.671	23.994	15.049
Ativo financeiro da concessão	-	-	-	-
Outros ativos	695	-	24.621	26.681
Investimentos em coligadas e controladas em conjunto	261.564	203.427	307.020	255.882
Investimentos em controladas	2.752.968	2.550.445	-	-
Propriedades para investimento	7.826	7.786	7.826	7.786
Imobilizado	1.004	1.758	7.141.868	6.754.480
Intangível	79.431	84.612	220.773	219.700
ATIVO TOTAL	4.249.342	4.185.613	11.855.131	9.808.259

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
PASSIVO				
CIRCULANTE	89.524	282.431	1.358.788	1.749.991
Empréstimos e financiamentos	-	1.471	197.184	619.446
Debêntures	27.463	78.271	508.893	471.937
Fornecedores	53.986	37.334	287.662	141.599
Salários, férias e encargos sociais	3.396	3.106	21.454	19.763
Imposto de renda e contribuição social a pagar	-	-	65.717	71.137
Outros tributos a pagar	4.653	3.982	50.366	35.788
Provisões de constituição dos ativos	-	-	79.341	38.877
Dividendos a pagar	1	158.242	20.795	213.404
Provisão para gastos ambientais	-	-	23.400	15.228
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	55.689	58.776
Provisões para contingências	-	-	121	77
Adiantamentos de clientes	-	-	26.800	44.155
Outras obrigações	25	25	21.366	19.804
NÃO CIRCULANTE	662.183	660.386	5.804.870	3.765.905
Empréstimos e financiamentos	-	-	1.663.297	1.659.989
Debêntures	652.527	647.643	4.033.896	2.011.799
Fornecedores	-	-	515	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	(1)
Outros tributos a pagar	-	-	1.528	649
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	8.457	4.783
Provisões para contingências	4.936	3.354	10.057	7.531
Adiantamentos de clientes	-	-	50.310	46.506
Provisão para gastos ambientais	-	-	734	734
Taxas regulamentares e setoriais	-	-	-	-
Provisões de constituição dos ativos	-	-	6.678	6.677
Outras obrigações	-	-	29.398	27.238
Provisão para passivo a descoberto	4.720	9.389	-	-
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.497.635	3.242.796	3.497.635	3.242.796
Capital social subscrito e integralizado	2.981.996	2.981.996	2.981.996	2.981.996
(-) Gastos com emissão de ações	(65.225)	(65.225)	(65.225)	(65.225)
Reserva de capital	337	5.595	337	5.595
Reservas de lucros	257.227	309.974	257.227	309.974
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-
Lucros acumulados	299.072	-	299.072	-
Outros resultados abrangentes	24.228	10.456	24.228	10.456
Participação de acionistas não controladores	-	-	1.193.838	1.049.567
Patrimônio líquido + participação de acionistas não controladores	3.497.635	3.242.796	4.691.473	4.292.363
PASSIVO TOTAL	4.249.342	4.185.613	11.855.131	9.808.259

	Controladora				Consolidado			
	Trimestre findo em		Exercício findo em		Trimestre findo em		Exercício findo em	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
RECEITA OPERACIONAL BRUTA								
Sistema de transmissão de energia	-	-	-	-	276.844	301.301	1.161.476	1.271.006
Sistema de geração de energia	25.545	65.792	87.872	178.818	149.776	165.219	586.417	591.108
Prestação de serviços	-	-	-	-	-	-	-	-
	25.545	65.792	87.872	178.818	426.620	466.520	1.747.893	1.862.114
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA	(6.123)	(9.890)	(11.937)	(20.435)	(37.470)	(46.938)	(144.029)	(160.857)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	19.422	55.902	75.935	158.383	389.150	419.582	1.603.864	1.701.257
CUSTO DO SERVIÇO	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo com energia elétrica								
Energia comprada para revenda	(39.742)	(59.632)	(96.093)	(178.506)	(36.804)	(32.553)	(90.649)	(112.426)
Encargos do uso da rede elétrica - CUST	-	-	-	-	(7.329)	(6.748)	(29.021)	(28.196)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	-	-	-	-	(1.999)	(1.290)	(10.646)	(8.400)
Custo de operação	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo dos serviços prestados	(216)	(414)	(746)	(1.320)	(36.579)	(31.422)	(151.228)	(120.916)
Custo de infraestrutura	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação / amortização	-	-	-	-	(52.795)	(53.940)	(208.870)	(206.943)
	(39.958)	(60.046)	(96.839)	(179.826)	(135.506)	(125.953)	(490.414)	(476.881)
LUCRO BRUTO	(20.536)	(4.144)	(20.904)	(21.443)	253.644	293.629	1.113.450	1.224.376
DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS								
Administrativas e gerais	(17.953)	(9.153)	(39.452)	(30.331)	(49.019)	(30.162)	(116.654)	(94.748)
Equivalência patrimonial	85.013	103.380	373.718	416.731	7.106	7.398	25.827	18.637
Outras receitas	-	-	6.585	(208)	(691)	11.173	7.142	11.050
Outras despesas	(638)	(406)	(1.504)	(446)	142	(10.785)	(1.620)	(561)
	66.422	93.821	339.347	385.746	(42.462)	(22.376)	(85.305)	(65.622)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	45.886	89.677	318.443	364.303	211.182	271.253	1.028.145	1.158.754
Despesas financeiras	(16.793)	(19.311)	(77.919)	(81.629)	(94.821)	(99.595)	(364.475)	(423.736)
Receitas financeiras	11.811	16.131	58.548	74.938	24.320	28.934	97.628	142.735
	(4.982)	(3.180)	(19.371)	(6.691)	(70.501)	(70.661)	(266.847)	(281.001)
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS	40.904	86.497	299.072	357.612	140.681	200.592	761.298	877.753
Imposto de renda e contribuição social correntes	-	-	-	-	(6.155)	(6.627)	(87.595)	(103.587)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	-	-	1.784	299	(4.168)	(8.671)
	-	-	-	-	(4.371)	(6.328)	(91.763)	(112.258)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	40.904	86.497	299.072	357.612	136.310	194.264	669.535	765.495
Atribuído a sócios da empresa controladora	40.904	86.497	299.072	357.612	40.904	86.497	299.072	357.612
Atribuído a sócios não controladores	-	-	-	-	95.406	107.767	370.463	407.883
	40.904	86.497	299.072	357.612	136.310	194.264	669.535	765.495