

## Aquisição de novo projeto de transmissão, ampliação da capacidade instalada e ingresso no segmento de gás natural reforçam a estratégia de consolidação como um dos líderes na infraestrutura energética.

**Ebitda atinge R\$ 5.163,1 milhões em 2019 – 18,2% acima do apurado em 2018, com lucro líquido de R\$ 2.311,1 milhões, praticamente estável em relação ao obtido no ano anterior.**

**Payout equivalente a 100% foi mantido, com proposta de dividendos complementares de R\$ 1,1640 por ação.**

### Destaques

- » A ENGIE Brasil Energia (EBE) registrou, no ano de 2019, receita operacional líquida de R\$ 9.804,5 milhões, 11,5% (R\$ 1.009,7 milhões) acima do montante apurado em 2018.
- » O Ebitda<sup>1</sup> registrado em 2019 foi de R\$ 5.163,1 milhões, aumento de 18,2% (R\$ 796,5 milhões) em comparação ao ano de 2018. A margem Ebitda foi de 52,7% em 2019, elevação de 3,1 p.p. em relação a 2018.
- » O lucro líquido foi de R\$ 2.311,1 milhões (R\$ 2,8310/ação) no acumulado de 2019, valor 0,2% (R\$ 4,3 milhões) abaixo do alcançado em 2018.
- » O preço médio dos contratos de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de R\$ 189,5/MWh em 2019, valor 4,5% superior ao registrado em 2018.
- » A quantidade de energia vendida no ano de 2019, sem considerar as operações de *trading*, foi de 37.925 GWh (4.329 MW médios), volume 4,1% superior ao comercializado em 2018.
- » Em 23 de dezembro, foi anunciada a aquisição de concessão para construção, operação e manutenção de aproximadamente 1.800 quilômetros de linhas de transmissão nos estados do Pará e Tocantins, por até R\$ 410,0 milhões.
- » A EBE recebeu R\$ 351,0 milhões em dividendos, advindos, substancialmente, das reservas de lucros da controlada em conjunto Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG, no 4T19.
- » Pelo 15º ano consecutivo, a ENGIE Brasil Energia foi incluída no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE). A Companhia é uma das sete empresas integrantes do ISE desde sua criação, em 2005.

### Eventos Subsequentes

- » O Conselho de Administração aprovou a proposta de distribuição de dividendos complementares no montante de R\$ 949,7 milhões (R\$ 1,1640/ação), a ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária. O total de proventos relativos a 2019 atingirá R\$ 2.197,1 milhões (R\$ 2,6928/ação), equivalente a 100% do lucro líquido distribuível ajustado.
- » A EBE e o Banco Itaú renovaram a parceria em prol do meio ambiente e do desenvolvimento sustentável. O banco irá compensar 35.354 toneladas de CO<sub>2</sub> relacionadas às emissões de gases de efeito estufa reportadas em 2018, via aquisição de créditos de carbono da Unidade de Cogeração Lages (UCLA).

Florianópolis (SC), 18 de fevereiro de 2020. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia", "EBE" ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Quarto Trimestre e ao período acumulado de doze meses encerrados em 31 de dezembro de 2019 (4T19, 12M19). As informações financeiras e operacionais a seguir são apresentadas em base consolidada e estão de acordo com os princípios e as práticas contábeis adotadas no Brasil. Os valores estão expressos em reais (R\$), salvo quando indicado de modo diferente.



### Para Divulgação Imediata

Mais informações:

**Eduardo Sattamini**

Diretor-Presidente e de Relações com Investidores  
eduardo.sattamini@engie.com

**Rafael Bósio**

Gerente de Relações com Investidores  
rafael.bosio@engie.com  
Tel.: (48) 3221-7225

[ri.BREnergia@engie.com](mailto:ri.BREnergia@engie.com)



### Teleconferência com *webcast*

Dia 19/02/2020 às 14:00h (horário de Brasília): em português com tradução simultânea para inglês

Mais detalhes na seção Próximo Evento, na página 36.

Visite nosso *Website*

[www.engie.com.br/investidores](http://www.engie.com.br/investidores)



## Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

### ENGIE Brasil Energia - Consolidado

| (Valores em R\$ milhões)                                      | 4T19     | 4T18    | Var.      | 12M19    | 12M18   | Var.      |
|---|----------|---------|-----------|----------|---------|-----------|
| Receita Operacional Líquida (ROL)                             | 2.795,1  | 2.302,3 | 21,4%     | 9.804,5  | 8.794,8 | 11,5%     |
| Resultado do Serviço (EBIT)                                   | 1.074,3  | 903,1   | 19,0%     | 4.294,9  | 3.667,1 | 17,1%     |
| Ebitda <sup>(1)</sup>   | 1.317,1  | 1.083,3 | 21,6%     | 5.163,1  | 4.366,6 | 18,2%     |
| Ebitda / ROL - (%) <sup>(1)</sup>                             | 47,1     | 47,1    | 0,0 p.p.  | 52,7     | 49,6    | 3,1 p.p.  |
| Lucro Líquido   | 617,5    | 761,6   | -18,9%    | 2.311,1  | 2.315,4 | -0,2%     |
| Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) <sup>(2)</sup>               | 33,0     | 36,6    | -3,6 p.p. | 33,0     | 36,6    | -3,6 p.p. |
| Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) <sup>(3)</sup>       | 21,0     | 23,1    | -2,1 p.p. | 20,8     | 23,0    | -2,2 p.p. |
| Dívida Líquida <sup>(4)</sup>                                 | 10.191,8 | 6.856,3 | 48,6%     | 10.191,8 | 6.856,3 | 48,6%     |
| Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) <sup>(5)</sup> | 5.185    | 5.474   | -5,3%     | 5.030    | 4.491   | 12,0%     |
| Energia Vendida (MW médios) <sup>(6)</sup>                    | 4.546    | 4.266   | 6,6%      | 4.329    | 4.157   | 4,1%      |
| Preço Líquido Médio de Venda (R\$/MWh) <sup>(7)</sup>         | 190,53   | 185,17  | 2,9%      | 189,45   | 181,23  | 4,5%      |
| Número de Empregados - Total                                  | 1.429    | 1.370   | 4,3%      | 1.429    | 1.370   | 4,3%      |
| Empregados EBE  | 1.405    | 1.322   | 6,3%      | 1.405    | 1.322   | 6,3%      |
| Empregados em Projetos em Construção                          | 24       | 48      | -50,0%    | 24       | 48      | -50,0%    |

<sup>1</sup> Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + *impairment*.

<sup>2</sup> ROE: lucro líquido dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido.

<sup>3</sup> ROIC: taxa efetiva x EBIT / capital investido (capital investido: dívida - caixa e eq. caixa - depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL).

<sup>4</sup> Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de *hedge*.

<sup>5</sup> Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.

<sup>6</sup> Desconsidera vendas por regime de cotas (UHes Jaguará e Miranda).

<sup>7</sup> Líquido de impostos sobre a venda e operações de *trading*.

## MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

A ENGIE Brasil Energia segue empenhada em entregar resultados consistentes no presente, ao mesmo tempo em que avança na construção coletiva, de uma sociedade que alie desenvolvimento e bem comum. Estamos comprometidos em impulsionar essa transformação, cientes de que a criação do futuro passa por mudar a forma como se produz e se consome energia. As conquistas da Companhia em 2019 confirmam o impacto positivo desse compromisso.

O ano foi marcado por um ambiente mais favorável ao desenvolvimento dos negócios no país. Adquirimos a Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG, em parceria com uma subsidiária da ENGIE S.A. e a Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ). O investimento dos sócios, na ordem de R\$ 35 bilhões, foi o maior em mais de 20 anos de atuação da ENGIE no Brasil e consolida nossa posição como uma plataforma de investimentos em infraestrutura de energia, alinhada à proposta de diversificar nossa atuação além das fontes eólica e solar. Ao final do ano, outra aquisição importante: a Novo Estado Energia, detentora de concessão para construção, operação e manutenção de 1,8 mil quilômetros de linhas de transmissão de energia, nos estados do Pará e Tocantins.

Na implantação, o destaque foi a entrada em operação do Conjunto Eólico Umburanas - Fase I, que somado ao Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I, em operação comercial desde dezembro de 2018, compõem o maior cluster eólico da ENGIE no Brasil, com investimento total somado de R\$ 3,5 bilhões e 686,7 MW de capacidade instalada total. Vale também destacar o início das obras do Sistema de Transmissão Gralha Azul, no Paraná, com cerca de mil quilômetros de extensão, bem como o início da construção do Conjunto Eólico Campo Largo em sua Fase II, integralmente viabilizada por mais de 60 contratos firmados, de forma antecipada, com clientes do mercado livre.

E para estarmos cada vez mais próximos dos clientes, intensificamos, em 2019, o projeto Go To Market, dedicado a aperfeiçoar o relacionamento e as estratégias de atuação com esse grupo de *stakeholders*. Em complemento, reforçamos o entendimento de que, ao adquirir energia da ENGIE Brasil Energia, nossos clientes se integram a uma cadeia de valor que tem na responsabilidade socioambiental seu principal diferencial. Exemplos disso são as parcerias firmadas com a L'Oréal Brasil e Grupo Claro, para fornecimento de energia renovável.

Todas as mudanças que procuramos alavancar na sociedade não podem ser alcançadas sem o cuidado integral às pessoas que compõem nosso time. Em 2019, tornamos ainda mais robusta nossa vigilância quanto à saúde e à segurança dos colaboradores, e como resultado, tivemos mais um ano sem acidentes fatais. Em outra frente, impulsionamos a promoção da diversidade, com destaque para a busca pela igualdade de gênero. Dessa forma, aderimos aos “Princípios de Empoderamento das Mulheres” (WEPs), uma iniciativa da Organização das Nações Unidas (ONU).

O olhar cuidadoso aos interesses de cada parte interessada tem guiado, também, o processo de descarbonização da Companhia, que inclui a venda do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, em Santa Catarina, e da Usina Termelétrica Pampa Sul, no Rio Grande do Sul. Apesar da descarbonização apresentar desafios complexos, a transição energética se mostra acelerada e exige que a regulamentação do setor se modernize com celeridade. Embora as questões regulatórias não tenham avançado na agenda legislativa em 2019, estamos confiantes de que, dada sua relevância, a pauta se torne prioritária em 2020.

Como verificado em anos anteriores, o êxito nos novos negócios foi acompanhado de entregas consistentes. Atingimos lucro líquido de R\$ 2.311,1 milhões, praticamente estável em relação ao obtido no ano anterior, em virtude, majoritariamente, do impacto dos juros e correções monetárias das dívidas assumidas para viabilizar a expansão recente, o que tende a ser suavizado nos próximos exercícios. A geração de caixa, representada pelo Ebitda, foi bastante positiva: R\$ 5.163,1 milhões – aumento de 18,2% frente ao ano passado – atribuível à contribuição dos ativos adquiridos ou que entraram em operação no período, ao desempenho positivo das usinas já operantes, à indenização recebida por descumprimentos contratuais durante as obras da Usina Pampa Sul, bem como à gestão eficiente do portfólio e custos, que caracterizam a disciplina financeira responsável pela solidez do desempenho da Companhia.

Na ENGIE Brasil Energia, a sustentabilidade segue como prioridade, em todos os seus aspectos. No horizonte, está a ampliação e consolidação de nossa posição como uma provedora de infraestrutura de energia. Com o olhar mais à frente, estamos atentos ao vencimento de algumas de nossas concessões em 2028, bem como das concessões de outros operadores que estão por expirar – e que podem representar oportunidades no mercado, assim como foram as Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda, na região Sudeste, adquiridas em 2017.

Acreditamos no Brasil e estamos trabalhando, todos os dias, para construir prosperidade – a fim de “garantir vidas plenas e prósperas, em harmonia com a natureza”, conforme sugere a Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável, proposta pela ONU. A mudança necessária ao futuro da sociedade passa pela relação das pessoas com a energia. Uma transformação que estamos liderando, com consistência e ousadia.

”

“Todas as mudanças que procuramos alavancar na sociedade não podem ser alcançadas sem o cuidado integral às pessoas que compõem nosso time.”



**Eduardo Antonio Gori Sattamini**  
Diretor-Presidente e de Relações com Investidores



**Marcelo Cardoso Malta**  
Diretor Financeiro

## DETALHAMENTO DOS ATIVOS

### Ativos de Geração de Energia

A ENGIE Brasil Energia integra o maior grupo produtor independente de energia do país e, no final do 4T19, conta com 8.710,5 MW de capacidade instalada, operando um parque gerador de 10.431,2 MW, composto de 60 usinas, sendo 11 hidrelétricas, quatro termelétricas e 45 complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 56 pertencem integralmente à Companhia e quatro (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito, e a usina de cogeração a biomassa Ibitiúva Bioenergética) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.

#### Parque Gerador da ENGIE Brasil Energia — em 31 de dezembro de 2019

| Usina                               | Tipo         | Localização                  | Capacidade Instalada (MW) |                           | Data de vencimento do termo original da Concessão/Autorização | Energia assegurada (MW médios) Participação da Companhia |
|-------------------------------------|--------------|------------------------------|---------------------------|---------------------------|---|--|
|                                     |              |                              | Total                     | Participação da Companhia |   |  |
| Itá                                 | Hidrelétrica | Rio Uruguai (SC e RS)        | 1.450,0                   | 1.126,9                   | out/30  | 564,7  |
| Salto Santiago                      | Hidrelétrica | Rio Iguaçu (PR)              | 1.420,0                   | 1.420,0                   | set/28  | 733,3  |
| Machadinho                          | Hidrelétrica | Rio Uruguai (SC e RS)        | 1.140,0                   | 403,9                     | jul/32  | 165,3  |
| Estreito                            | Hidrelétrica | Rio Tocantins (TO/MA)        | 1.087,0                   | 435,6                     | nov/37  | 256,9  |
| Salto Osório                        | Hidrelétrica | Rio Iguaçu (PR)              | 1.078,0                   | 1.078,0                   | set/28  | 502,6  |
| Cana Brava                          | Hidrelétrica | Rio Tocantins (GO)           | 450,0                     | 450,0                     | ago/33  | 260,8  |
| Jaguara                             | Hidrelétrica | Rio Grande (MG)              | 424,0                     | 424,0                     | dez/47  | 341,0  |
| Miranda                             | Hidrelétrica | Rio Araguari (MG)            | 408,0                     | 408,0                     | dez/47  | 198,2  |
| São Salvador                        | Hidrelétrica | Rio Tocantins (TO)           | 243,2                     | 243,2                     | abr/37  | 148,2  |
| Passo Fundo                         | Hidrelétrica | Rio Passo Fundo (RS)         | 226,0                     | 226,0                     | set/28  | 113,1  |
| Ponte de Pedra                      | Hidrelétrica | Rio Correntes (MT)           | 176,1                     | 176,1                     | set/34  | 133,6  |
| <b>Total - Hidrelétricas</b>        |              |                              | <b>8.102,3</b>            | <b>6.391,7</b>            |   | <b>3.417,7</b>   |
| Complexo Jorge Lacerda <sup>1</sup> | Termelétrica | Capivari de Baixo (SC)       | 857,0                     | 857,0                     | set/28  | 649,9  |
| Pampa Sul                           | Termelétrica | Candiota (RS)                | 345,0                     | 345,0                     | mar/50  | 323,5  |
| <b>Total - Termelétricas</b>        |              |                              | <b>1.202,0</b>            | <b>1.202,0</b>            |   | <b>973,4</b>   |
| Conjunto Umburanas <sup>2</sup>     | Eólica       | Umburanas (BA)               | 360,0                     | 360,0                     | ago/49  | 213,3  |
| Conjunto Campo Largo <sup>3</sup>   | Eólica       | Umburanas (BA)               | 326,7                     | 326,7                     | jul/50  | 169,6  |
| Conjunto Trairi <sup>4</sup>        | Eólica       | Trairi (CE)                  | 212,6                     | 212,6                     | set/41  | 100,8  |
| Ferrari                             | Biomassa     | Pirassununga (SP)            | 80,5                      | 80,5                      | jun/42  | 35,6   |
| Ibitiúva Bioenergética              | Biomassa     | Pitangueiras (SP)            | 33,0                      | 22,9                      | abr/30  | 12,0   |
| Assú V                              | Solar        | Assú (RN)                    | 30,0                      | 30,0                      | jun/51  | 9,2  |
| Lages                               | Biomassa     | Lages (SC)                   | 28,0                      | 28,0                      | out/32  | 16,5   |
| Rondonópolis                        | PCH          | Ribeirão Ponte de Pedra (MT) | 26,6                      | 26,6                      | dez/32  | 14,0   |
| José Gelazio da Rocha               | PCH          | Ribeirão Ponte de Pedra (MT) | 24,4                      | 24,4                      | dez/32  | 11,9   |
| Nova Aurora                         | Solar        | Tubarão (SC)                 | 3,0                       | 3,0                       | não aplicável <sup>5</sup>                                    | 0,0  |
| Tubarão                             | Eólica       | Tubarão (SC)                 | 2,1                       | 2,1                       | não aplicável <sup>5</sup>                                    | 0,0  |
| <b>Total - Complementares</b>       |              |                              | <b>1.126,9</b>            | <b>1.116,8</b>            |   | <b>582,9</b>   |
| <b>Total</b>                        |              |                              | <b>10.431,2</b>           | <b>8.710,5</b>            |   | <b>4.974,0</b>   |

<sup>1</sup> Complexo composto por 3 usinas.

<sup>2</sup> Conjunto composto por 18 centrais eólicas.

<sup>3</sup> Conjunto composto por 11 centrais eólicas.

<sup>4</sup> Conjunto composto por 8 centrais eólicas.

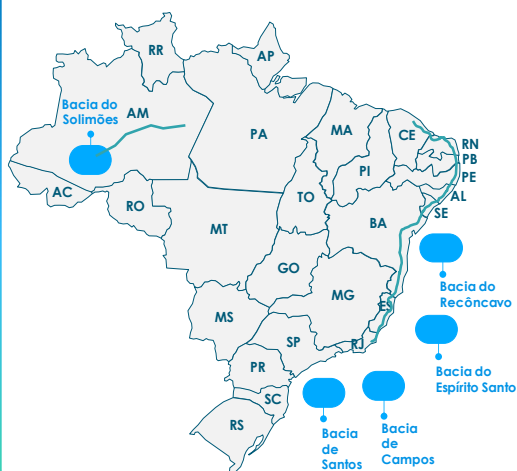
<sup>5</sup> Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.



## Ativos de Transporte de Gás

A Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG (TAG) é a maior transportadora de gás natural do Brasil, com uma infraestrutura de 4.500 km de gasodutos de alta pressão, que se estende por todo o litoral do Sudeste e Nordeste e mais um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas, atravessando 10 estados brasileiros e 181 municípios.

### Localização dos Gasodutos da TAG

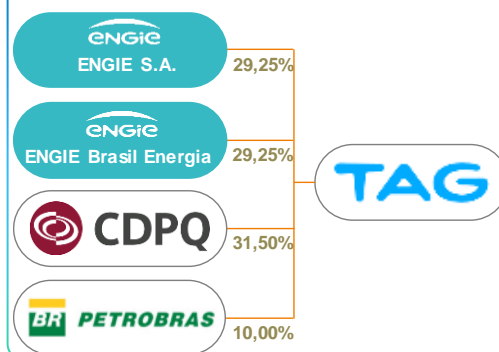


A rede de gasodutos possui diversos pontos de interconexão, entre eles, 10 distribuidoras de gás, 13 pontos de entrada de gás ativos (incluindo dois terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL)) e 90 pontos de saída de gás, além de 11 estações de compressão e de atender refinarias, plantas de fertilizantes e usinas termelétricas.

A presença da EBE no segmento de gás natural no país está alinhada com a estratégia global do Grupo de ser líder na transição energética, o que demanda infraestruturas de energia sofisticadas e em larga escala, como os gasodutos da TAG, que contribuem para a diversificação e a descarbonização do *mix* energético brasileiro.

A TAG encontra-se **significativamente contratada** (~99%) por um prazo médio aproximado de 10 anos, com a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), por meio de contratos vigentes.

### Estrutura Societária



## Detalhamento dos Contratos

| Gasoduto            | Tamanho (km)   | Maturidade do Contrato | Término da Autorização | Volumes Contratados (MM m³/dia) | % da Receita Operacional Líquida* |
|---------------------|----------------|------------------------|------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|
| Gasene              | 1.401          | nov-33                 | mar-39                 | 30,3                            | 36,9%                             |
| Malha NE            | 2.002          | dez-25                 | mar-39                 | 21,6                            | 24,0%                             |
| Pilar-Ipojuca       | 189            | nov-31                 | nov-41                 | 15,0                            | 6,6%                              |
| Urucu-Coari-Manaus  | 802            | nov-30                 | nov-40                 | 6,3                             | 32,5%                             |
| Lagoa Parda-Vitoria | 81             | Em negociação          | mar-39                 | 0,7                             | 0,0%                              |
| <b>Total</b>        | <b>4.475,0</b> |                        |                        | <b>73,9</b>                     | <b>100,0%</b>                     |

\* Variações na representatividade da receita entre os contratos podem ocorrer.

## Geração Solar Distribuída



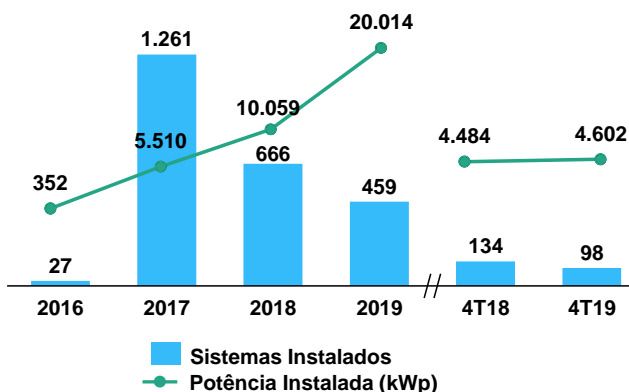
**ENGIE Geração Solar Distribuída.** A Companhia atua desde 2016 no mercado de geração distribuída, por meio da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD), empresa cuja aquisição da totalidade do capital social foi concluída em agosto de 2018. A ampliação do investimento no segmento de geração solar distribuída é uma forma de a EBE reafirmar sua atuação no segmento, contribuindo para uma matriz energética mais dinâmica e próxima do consumidor final.

O Programa Indústria Solar, uma iniciativa da Federação das Indústrias dos estados de Santa Catarina, Mato Grosso e Rio Grande do Sul, somado aos programas Unicred Solar e Credifoz Solar – ambos com cooperativas regionais, atingiram mais de 3.000 inscritos no perfil residencial e mais de 1.000 inscritos no perfil comercial. Esses programas foram concluídos e novos programas estão sendo avaliados.



Sistema instalado pela EGSD.

## Número de unidades e potência instalada



O segmento B2B (*business-to-business*) fortalece o relacionamento da Companhia com grandes empresas, responsáveis por projetos de maior potência instalada, e representou 91,4% da potência total comercializada no ano de 2019 (40,6 MWp). Esse total de vendas se distribuiu por todo o país, sendo 44,7% na região Sudeste, 24,4% na região Nordeste, 17,3% na região Sul, 7,0% na região Centro-oeste e 6,6% na região Norte.

No 4T19, a EGSD implantou um total de 98 sistemas, com capacidade instalada de 4.602 kWp. No ano de 2019, foram implantados 459 sistemas, com capacidade total de 20.014 kWp, aumento de 99,0% quando comparado aos 10.059 kWp registrados no ano de 2018, em 666 sistemas instalados. Desde o início de suas operações, a empresa atingiu um total de 2.413 sistemas instalados, somando 35.935 kWp de

capacidade instalada, com presença em 17 estados brasileiros.

## Expansão

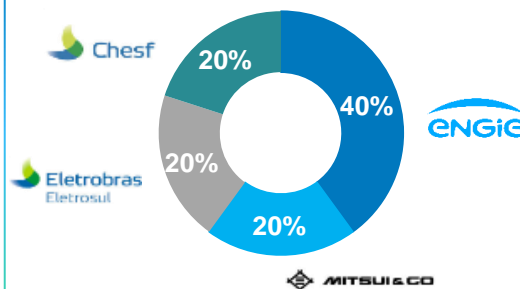


**Jirau.** A Energia Sustentável do Brasil S.A. (ESBR) é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia.

Desde novembro de 2016, a UHE Jirau conta com todas as suas 50 unidades geradoras em funcionamento, totalizando 3.750 MW de capacidade instalada. Sua inauguração ocorreu em 16 de dezembro de 2016.

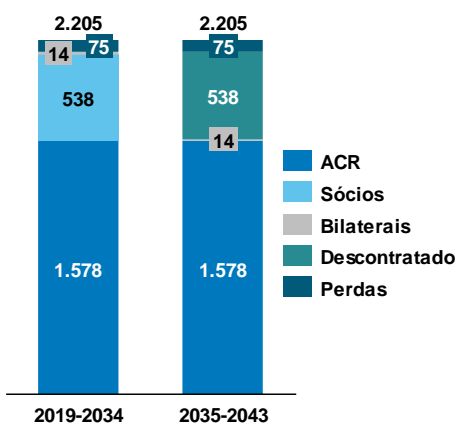
Em maio de 2017, a ENGIE Brasil Participações (EBP) divulgou a contratação do Banco Itaú BBA S.A. para a prestação de serviços de assessoria financeira na preparação de estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia (EBE) de sua participação de 40% na ESBR Participações S.A. (ESBRpar), detentora de 100% do capital social da ESBR, e sua participação de 100% na Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda. A avaliação da transferência foi colocada em espera, aguardando condições mais favoráveis para que as discussões sejam retomadas.

## ESBR - Estrutura Societária



## Portfólio de Contratos da ESBR

MW médios



No 4T19, a Usina gerou 1.205,7 MW médios, 25,5% abaixo dos 1.617,7 MW médios gerados no 4T18, atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 99,8% no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)). No acumulado do ano, a geração registrada foi de 1.926,4 MW médios, 0,9% acima dos 1.909,5 MW médios de 2018, com FID de 99,7%.



**Sistema de Transmissão Gralha Azul.** A Companhia arrematou no Leilão de Transmissão nº 02, de 15 de dezembro de 2017, promovido pela Aneel, o Lote 1, com cerca de 1.000 quilômetros de extensão, localizado no estado do Paraná, marcando a entrada da EBE no segmento de transmissão de energia no Brasil. O empreendimento prevê ainda a instalação de cinco novas subestações de energia e ampliação de outras cinco existentes. O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a montagem e a operação e manutenção das instalações de transmissão, será de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão.

O prazo limite para início da operação da linha de transmissão é 9 de março de 2023. A expectativa de redução no investimento em relação ao previsto pela Aneel permanece em cerca de 15%.

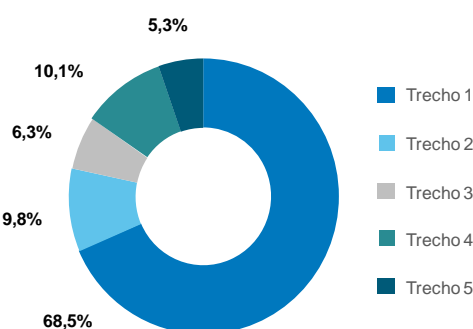
| Lote         | Localização | RAP Contratada (R\$ milhões) | Capex estimado (R\$ milhões)* |
|--------------|-------------|------------------------------|-------------------------------|
| 1            | Paraná (PR) | 231,7                        | 1.700,0                       |
| <b>Total</b> |             | <b>231,7</b>                 | <b>1.700,0</b>                |

Valor em dezembro de 2017



Localização das linhas de transmissão e subestações

## Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) (%)



As atividades de execução dos projetos executivos seguem em andamento e as atividades de topografia e sondagens estão praticamente concluídas. Os subfornecedores dos equipamentos principais já foram definidos e os contratos mais relevantes já celebrados.

A obra da Subestação Ponta Grossa, principal empreendimento do projeto, iniciou em setembro de 2019 e encontra-se em andamento com a atividade de terraplenagem.

Do ponto de vista de licenciamento ambiental, foram emitidas todas as Licenças Prévia do Projeto em 2019, e todas as Licenças de Instalação. Referente ao licenciamento arqueológico, foram obtidas as anuências do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN) para instalação de quase todo o empreendimento, com exceção de apenas um seccionamento.

Quanto às atividades fundiárias, cerca de 98% das propriedades já foram negociadas, sendo aproximadamente 65% amigavelmente e 35% encaminhadas para ajuizamento das ações de instituição da faixa de servidão. Encontram-se em andamento os processos de pagamento das indenizações, a instituição da faixa de servidão na matrícula dos imóveis e o processo judicial das ações onde não houve acordo amigável.



**Transmissora Novo Estado Energia.** Em dezembro de 2019, a Companhia, por meio de sua controlada ENGIE Transmissão de Energia Participações S.A., assinou contrato de compra e venda da totalidade das ações de emissão da Sterlite Novo Estado Energia S.A., detidas pela Sterlite Brasil Participações S.A., que sagrou-se vencedora do Lote 3 do Leilão de Transmissão Aneel nº 002/2017, realizado em dezembro de 2017.

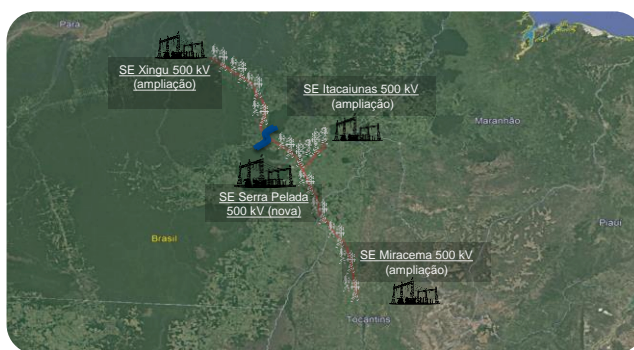
O objeto da concessão é a construção, operação e manutenção de aproximadamente 1.800 quilômetros de linhas de transmissão, uma nova subestação e expansão de outras três subestações existentes nos estados do Pará e Tocantins, pelo prazo de 30 anos. A licença de instalação do empreendimento já foi emitida pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente (Ibama), e a construção tem início previsto para o primeiro semestre de 2020.

O prazo limite para início da operação da linha de transmissão é 9 de março de 2023.

O fechamento da operação está sujeito à satisfação de determinadas condições precedentes, e o preço de aquisição das ações é de até R\$ 410,0 milhões, sujeito a ajustes até a data de fechamento da operação.

| Lote         | Localização                | RAP Contratada (R\$ milhões) | Capex estimado (R\$ milhões)* |
|--------------|----------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| 3            | Pará (PA) e Tocantins (TO) | 313,1                        | 2.800,0                       |
| <b>Total</b> |                            | <b>313,1</b>                 | <b>2.800,0</b>                |

Valor em dezembro de 2017



Localização das subestações



## Projeto em Construção

| Usina                          | Tipo   | Localização               | Capacidade Instalada (MW) |                           | Data de vencimento do termo original da Concessão/Autorização | Energia assegurada (MW médios) Participação da Companhia |
|--------------------------------|--------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---|--|
|                                |        |                           | Total                     | Participação da Companhia |   |  |
| Conjunto Campo Largo - Fase II | Eólica | Umburanas e Sento Sé (BA) | 361,2                     | 361,2                     | -   | 196,5  |
| <b>Total</b>                   |        |                           | <b>361,2</b>              | <b>361,2</b>              |   | <b>196,5</b>   |



### Conjunto Eólico Campo Largo – Bahia (Fase II).

Estão em andamento as atividades para implantação do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II, localizado nos municípios de Umburanas e Sento Sé, a aproximadamente 420 km de Salvador, no estado da Bahia. O desenvolvimento da **segunda fase totaliza 361,2 MW de capacidade instalada** e 196,5 MW médios de energia assegurada, com investimento aproximado de R\$ 1,6 bilhão. A entrada em operação completa está prevista para o início de 2021.



Visão geral da subestação de 230kV

O Projeto se beneficiará da sinergia das estruturas existentes, como a subestação e a linha de transmissão, implementadas pela Companhia para atender os Conjuntos Eólicos Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I, que totalizam 686,7 MW de capacidade instalada. Com a implantação da segunda fase de Campo Largo, a capacidade instalada de energia eólica da EBE ultrapassará a marca de 1 gigawatt (GW) na região. A energia de Campo Largo – Fase II será totalmente direcionada para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No quarto trimestre de 2019, houve avanço significativo nas obras civis de acessos e plataformas de montagem. Foram entregues os chumbadores das torres, possibilitando iniciar as fundações dos aerogeradores. Está em andamento a instalação das redes de média tensão que conectam os aerogeradores à subestação coletora. As obras civis, a fabricação e a inspeção dos equipamentos principais da subestação também tiveram avanço significativo no período.

Todas as licenças de instalação para as onze centrais que compõem o projeto foram obtidas, de forma a liberar as atividades em todas as áreas do empreendimento.

## Projetos em Desenvolvimento

| Usina                           | Tipo         | Localização                | Capacidade Instalada (MW) |                           |
|---------------------------------|--------------|----------------------------|---------------------------|---------------------------|
|                                 |              |                            | Total                     | Participação da Companhia |
| Conjunto Santo Agostinho        | Eólica       | Lajes e Pedro Avelino (RN) | 800,0                     | 800,0                     |
| Norte Catarinense               | Termelétrica | Garuva (SC)                | 600,0                     | 600,0                     |
| Conjunto Umburanas - Fase II    | Eólica       | Umburanas (BA)             | 300,0                     | 300,0                     |
| Conjunto Campo Largo - Fase III | Eólica       | Umburanas e Sento Sé (BA)  | 250,0                     | 250,0                     |
| Assú - Centrais I, II, III e IV | Solar        | Assú (RN)                  | 120,0                     | 120,0                     |
| Alvorada                        | Solar        | Bom Jesus da Lapa (BA)     | 90,0                      | 90,0                      |
| <b>Total</b>                    |              |                            | <b>2.160,0</b>            | <b>2.160,0</b>            |



### Conjunto Eólico Santo Agostinho – Rio Grande do Norte.

O Conjunto é composto de 24 Sociedades de Propósito Específico (SPEs), cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica. Todos os parques estão localizados nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, a aproximadamente 120 km da Cidade de Natal, capital do estado do Rio Grande do Norte. Em junho de 2016, foi emitida a licença prévia pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (Idema), órgão ambiental do estado do Rio Grande do Norte, declarando o empreendimento ambientalmente viável. O projeto está com toda documentação necessária para participar dos leilões de energia, incluindo o A-4 e o A-6, agendados para o ano de 2020. O aumento da capacidade nominal dos aerogeradores permitiu a revisão de sua **capacidade instalada total, podendo chegar em 800 MW**.



## **Usina Termelétrica Norte Catarinense – Santa Catarina.**

A Companhia está desenvolvendo um projeto para implantação de uma usina termelétrica a gás natural, em ciclo combinado, na Cidade de Garuva, ao norte do estado de Santa Catarina. **A UTE Norte Catarinense terá capacidade instalada de aproximadamente 600 MW.** O projeto possui Licença Ambiental Prévia e a Companhia está avaliando alternativas de suprimento de gás natural para eventual participação em leilões de energia.



Foto ilustrativa - projeção em 3D do projeto UTE Norte Catarinense



**Conjunto Eólico Umburanas – Bahia (Fase II).** A Segunda Fase conta com licenciamento ambiental regularizado e será futuramente desenvolvida pela EBE ao lado do Conjunto Eólico Campo Largo, capturando sinergias durante a implantação e operação comercial. O projeto está com toda a documentação necessária para participar dos leilões de energia. A exemplo do Conjunto Eólico Santo Agostinho, Umburanas II também teve a capacidade nominal dos aerogeradores revista, podendo alcançar **300 MW de capacidade instalada.**



**Conjunto Eólico Campo Largo – Bahia (Fase III).** A Companhia pretende acrescentar aproximadamente **250 MW de capacidade instalada** ao Conjunto Eólico Campo Largo com o desenvolvimento da sua terceira fase. O projeto está em processo de licenciamento ambiental, regularizando aspectos fundiários, e será futuramente desenvolvido pela EBE ao lado das Fases 1 e 2 do Conjunto Eólico Campo Largo, capturando sinergias, especialmente durante a operação comercial.



**Conjunto Fotovoltaico Assú.** Localizado no município de Assú (RN), terá **capacidade instalada total aproximada de 150 MW.** O Conjunto conta com cinco projetos, no qual um deles, a Central Fotovoltaica Assú V, entrou em operação comercial em dezembro de 2017. As demais centrais solares em desenvolvimento, estão aptas a participar de oportunidades nos mercados livre e regulado.



**Conjunto Fotovoltaico Alvorada.** Adquiriu-se área no estado da Bahia, em região com potencial de geração de energia solar, onde serão desenvolvidos três projetos que irão compor o **Conjunto Fotovoltaico Alvorada, com capacidade instalada total estimada em 90 MW.** Os projetos estão em fase de desenvolvimento e aptos a participar de oportunidades nos mercados livre e regulado.

Além dos projetos acima, a Companhia continua analisando o potencial de geração de energia solar fotovoltaica nas áreas de implantação de seus parques eólicos, bem como parcerias que venham acelerar o desenvolvimento dessa fonte de energia, em linha com a transição energética que se configura em esfera mundial.



## DESEMPENHO OPERACIONAL

### Disponibilidade do Parque Gerador de Energia

No **4T19**, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de **97,1%**, **desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 99,9% nas usinas hidrelétricas, 80,1% nas termelétricas e 95,7% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.

**Considerando todas as paradas programadas**, a disponibilidade interna global no 4T19 foi de 89,7%, sendo 92,6% nas usinas hidrelétricas, 63,7% nas termelétricas e 94,6% nas usinas de fontes complementares.

Com as manutenções programadas, o índice de disponibilidade global do 4T19 ficou 2,8 p.p. abaixo do verificado no mesmo período de 2018. A disponibilidade das usinas hidrelétricas teve redução de 1,5 p.p. no trimestre, devido às obras de modernização da Unidade Geradora 5 da Usina Hidrelétrica Salto Osório e aos reparos que estão sendo executados na Unidade Geradora 1 da Usina Hidrelétrica Jaguará.

Em relação às usinas termelétricas, houve redução no índice de disponibilidade, sendo 15,9 p.p. menor em relação ao do 4T18, decorrente do maior período em despacho, além do início do ciclo operacional da Usina Termelétrica Pampa Sul, que apresentou indisponibilidades pontuais típicas relacionadas ao período inicial de operação e testes pós-comissionamento.

Já nas usinas complementares, houve um aumento de 9,0 p.p. no índice de disponibilidade em relação ao 4T18, influenciado pelo desempenho operacional verificado nos parques eólicos da Companhia, principalmente devido a entrada em operação comercial dos Conjuntos Eólicos Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I.

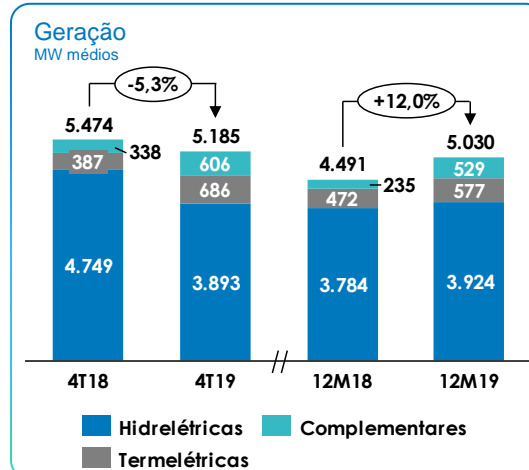
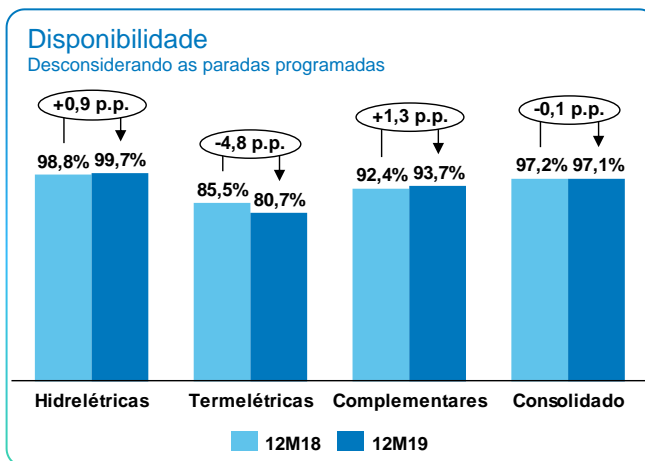
No **acumulado de 12 meses de 2019**, **desconsiderando-se as paradas programadas**, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de 97,1%, sendo 99,7% nas usinas hidrelétricas, 80,7% nas termelétricas e 93,7% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.

**Considerando todas as paradas programadas**, a disponibilidade interna global **no acumulado de 2019**, foi de 89,7%, sendo 92,4% nas usinas hidrelétricas, 69,1% nas termelétricas e 89,1% nas usinas de fontes complementares. Comparando 2019 ao ano anterior, houve redução de 1,8 p.p. na disponibilidade interna global, sendo reduções de 1,5 p.p. e 4,3 p.p. nas hidrelétricas e termelétricas, respectivamente, e elevação nas complementares em 4,3 p.p. A redução da disponibilidade das usinas hidrelétricas e termelétricas no ano de 2019, em comparação a 2018, deve-se principalmente ao atraso na conclusão da modernização da Unidade Geradora 5 da Usina Hidrelétrica Salto Osório, à manutenção no gerador da Unidade Geradora 1 da Usina Hidrelétrica Jaguará e à revisão das Unidades Geradoras da Usina Termelétrica Jorge Lacerda B (UG's 5 e 6). O aumento da disponibilidade das usinas eólicas deu-se por conta das soluções de pendências pós-comissionamento.

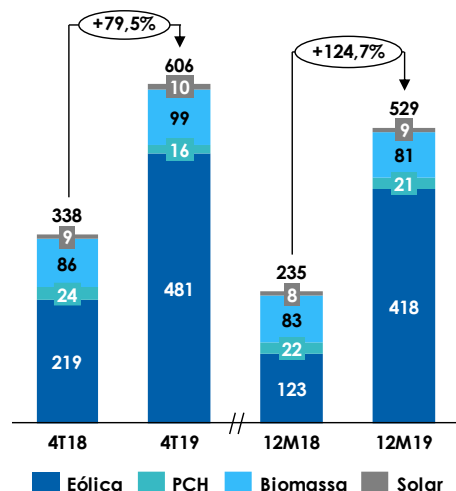
### Produção de Energia

A **produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia** foi de 11.448 GWh (5.185 MW médios) no 4T19, resultado **5,3% inferior** à produção do 4T18. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 8.594 GWh (3.893 MW médios); as termelétricas, por 1.515 GWh (686 MW médios); e as complementares, por 1.339 GWh (606 MW médios). Esses resultados representam redução de 18,0% na geração das usinas hidrelétricas, e aumentos de 77,2% e 79,4% nas termelétricas e complementares, respectivamente, em comparação ao 4T18.

A redução na geração total das usinas hidrelétricas no 4T19, em comparação ao 4T18, se deve, principalmente, às condições hidrológicas menos favoráveis nas bacias hidrográficas onde se localizam as usinas da Companhia.



## Geração por Fonte Complementar MW médios



A diminuição da oferta hidroenergética foi o principal fator que contribuiu para a elevação do Custo Marginal de Operação (CMO), elevando a necessidade de despacho em carga plena do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda durante grande parte do 4T19, e também pelo fato da entrada em operação comercial da UTE Pampa Sul, que agregou 166 MW médios nesse período.

Já o grande aumento na geração das usinas complementares deve-se ao início da operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I e do Conjunto Eólico Umburanas – Fase I, além do aumento considerável nos índices de disponibilidade e desempenho operacional.

**No acumulado de 12 meses de 2019**, de modo geral, a entrada em operação comercial de novas usinas (termelétrica e eólicas) contribuiu para que a produção atingisse 44.058 GWh (5.030 MW médios), ou seja, 12,0% superior à 2018, quando o total foi de 39.340 GWh (4.491 MW médios). Em 2019, a produção de todas as fontes foi maior, comparado ao ano anterior, sendo 3,7% nas hidrelétricas, 22,2% nas termelétricas e 124,7% nas complementares.

Cumprir destacar que um aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria de seu desempenho econômico-financeiro.

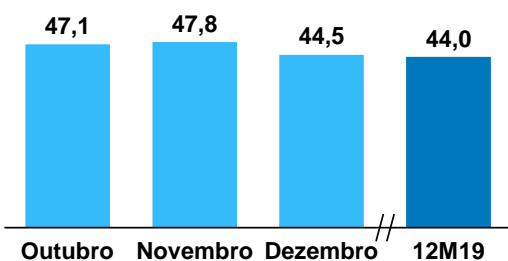
Da mesma maneira, uma redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos hidrológicos inerentes à geração hidrelétrica entre seus participantes.

Em relação à geração termelétrica da Companhia, seu aumento pode reduzir (em razão do nível de contratação da Companhia) a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sendo o inverso também verdadeiro, mantidas as outras variáveis.

## Transporte de Gás

No 4T19 a TAG transportou um volume médio de gás de 46,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

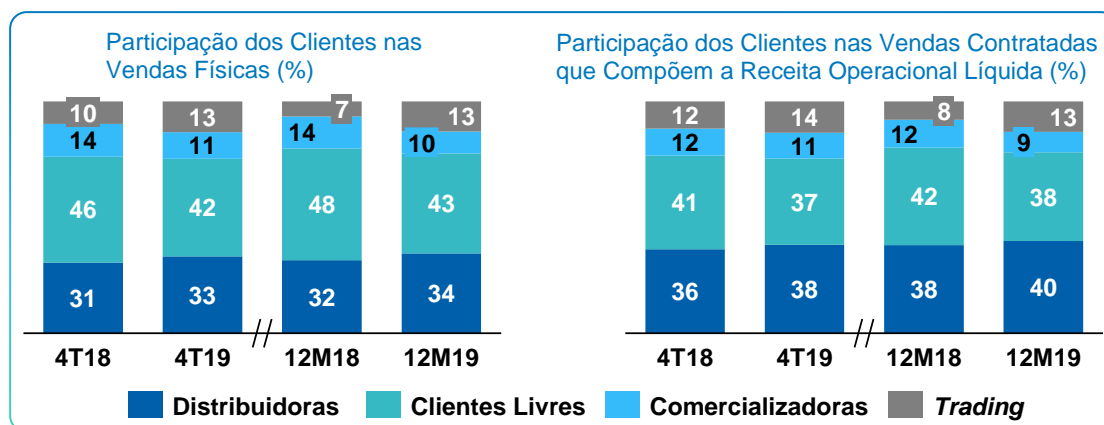
## Volume médio de gás movimentado MM m<sup>3</sup>/dia



## Portfólio de Venda de Energia Elétrica

No 4T19, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia alcançou 42,1% do total das vendas físicas e 37,2% do total da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), reduções de 3,5 p.p. e 3,3 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior. No acumulado dos 12M19, os consumidores livres representaram 43,1% das vendas físicas e 38,3% da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), quedas de 5,1 p.p. e 3,8 p.p., respectivamente, em comparação a 2018.

A redução das participações de consumidores livres foi motivada pelo início do atendimento a contratos assinados no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) pelas usinas termelétricas Ferrari e Pampa Sul e pelos Conjuntos Eólicos Campo Largo - Fase I, Umburanas - Fase I e Trairí, entre os períodos comparados e pelo menor consumo de clientes livres ante as quantidades contratadas.



## Estratégia de Comercialização de Energia Elétrica

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano, de forma a mitigar o risco de ficar exposta ao preço *spot* (Preço de Liquidação das Diferenças — PLD) daquele ano. As vendas são feitas dentro das “janelas” de oportunidade que se apresentam quando o mercado revela maior propensão de compra. De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em **31 de dezembro de 2019**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

## Balanço de Energia

(em MW médios)

|   | 2020         | 2021         | 2022         | 2023         | 2024         | 2025         |             |            |             |                  |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|------------|-------------|------------------|
| Recursos Próprios                                       | 4.706        | 4.864        | 4.921        | 4.917        | 4.917        | 4.731        | Preço Bruto | Data de    | Preço Bruto | Preço Líquido de |
| + Compras para Revenda                                  | 1.376        | 703          | 533          | 374          | 185          | 174          | no Leilão   | Referência | Corrigido   | PIS/COFINS/P&D   |
| <b>= Recursos Totais (A)</b>                            | <b>6.082</b> | <b>5.567</b> | <b>5.454</b> | <b>5.291</b> | <b>5.102</b> | <b>4.905</b> | (R\$/MWh)   |            | (R\$/MWh)   | (R\$/MWh)        |
| Vendas Leilões do Governo <sup>1</sup>                  | 2.010        | 2.010        | 2.010        | 2.010        | 2.005        | 2.005        |             |            |             |                  |
| 2005-EN-2010-30   | 200          | 200          | 200          | 200          | 200          | 200          | 115,1       | dez-05     | 236,1       | 212,2            |
| 2006-EN-2009-30   | 493          | 493          | 493          | 493          | 493          | 493          | 128,4       | jun-06     | 259,4       | 233,0            |
| 2006-EN-2011-30   | 148          | 148          | 148          | 148          | 148          | 148          | 135,0       | nov-06     | 270,2       | 242,8            |
| 2007-EN-2012-30   | 256          | 256          | 256          | 256          | 256          | 256          | 126,6       | out-07     | 243,7       | 218,9            |
| Proinfa   | 19           | 19           | 19           | 19           | 19           | 19           | 147,8       | jun-04     | 286,6       | 276,2            |
| 1º Leilão de Reserva                                    | 12           | 12           | 12           | 12           | 12           | 12           | 158,1       | ago-08     | 284,7       | 274,3            |
| Mix de leilões (Energia Nova / Reserva / GD)            | 14           | 14           | 14           | 14           | 9            | 9            | -           | -          | 279,3       | 269,1            |
| 2014-EN-2019-25   | 295          | 295          | 295          | 295          | 295          | 295          | 183,5       | mar-14     | 235,7       | 211,7            |
| 2014-EN-2019-25   | 10           | 10           | 10           | 10           | 10           | 10           | 206,2       | nov-14     | 261,0       | 251,5            |
| 2014-EN-2019-20   | 82           | 82           | 82           | 82           | 82           | 82           | 139,3       | nov-14     | 176,4       | 160,1            |
| 2015-EN-2018-20   | 46           | 46           | 46           | 46           | 46           | 46           | 188,5       | ago-15     | 223,5       | 202,8            |
| 8º Leilão de Reserva                                    | 9            | 9            | 9            | 9            | 9            | 9            | 303,0       | nov-15     | 356,3       | 323,3            |
| 2014-EN-2019-20   | 48           | 48           | 48           | 48           | 48           | 48           | 136,4       | nov-14     | 176,7       | 160,4            |
| Vendas Reguladas - Cotas                                |              |              |              |              |              |              |             |            |             |                  |
| 2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30                           | 239          | 239          | 239          | 239          | 239          | 239          | -           | jul-17     | 148,8       | 142,0            |
| 2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30                           | 139          | 139          | 139          | 139          | 139          | 139          | -           | jul-17     | 167,8       | 160,1            |
| + Vendas Bilaterais                                     | 3.295        | 2.889        | 2.513        | 1.917        | 1.168        | 683          |             |            |             |                  |
| <b>= Vendas Totais (B)</b>                              | <b>5.305</b> | <b>4.899</b> | <b>4.523</b> | <b>3.927</b> | <b>3.173</b> | <b>2.688</b> |             |            |             |                  |
| <b>Saldo (A - B)</b>                                    | <b>777</b>   | <b>668</b>   | <b>931</b>   | <b>1.364</b> | <b>1.929</b> | <b>2.217</b> |             |            |             |                  |
| Preço médio de venda (R\$/MWh) (líquido) <sup>2,3</sup> | 190,2        | 189,3        | 189,0        |              |              |              |             |            |             |                  |
| Preço médio de compra (R\$/MWh) (líquido) <sup>4</sup>  | 176,3        | 178,1        | 173,0        |              |              |              |             |            |             |                  |

<sup>1</sup> XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:  
 XXXX → ano de realização do leilão  
 YY → EE = energia existente ou EN = energia nova  
 WWWWW → ano de início de fornecimento  
 ZZ → duração do fornecimento (em anos)

<sup>2</sup> Preço de venda, incluindo operações de *trading*, líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/Cofins, P&D), ou seja, não considerando a inflação futura.

<sup>3</sup> Desconsidera vendas por regime de cotas (UHES Jaguará e Miranda).

<sup>4</sup> Preço de aquisição líquido, considerando operações de *trading* e os benefícios de crédito do PIS/Cofins, ou seja, não considerando a inflação futura.

Notas:

- O balanço está referenciado ao centro de gravidade (líquido de perdas e consumo interno das usinas).

- Os preços médios são meramente estimativos, elaborados com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.



## DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

|  | Resultado por segmento – 4T19 x 4T18 (em R\$ milhões) |               |              |                 |                   |                |
|--|---|---------------|--------------|-----------------|-------------------|----------------|
|  | Energia elétrica                                      |               |              | Painéis Solares | Transporte de Gás | Consolidado    |
|  | Geração¹  | Trading       | Transmissão² |                 |                   |                |
| 4T19   |   |               |              |                 |                   |                |
| Receita operacional líquida  | 2.374,8   | 321,6         | 61,5         | 37,2            | -                 | 2.795,1        |
| Custos operacionais  | (1.319,0)   | (320,4)       | (53,0)       | (36,4)          | -                 | (1.728,8)      |
| <b>Lucro bruto</b>   | <b>1.055,8</b>  | <b>1,2</b>    | <b>8,5</b>   | <b>0,8</b>      | -                 | <b>1.066,3</b> |
| Despesas com vendas, gerais e administrativas                                  | (74,4)  | (0,7)         | -            | (2,3)           | -                 | (77,4)         |
| Outras despesas operacionais, líquidas   | (1,4)   | -             | -            | -               | -                 | (1,4)          |
| Resultado de equivalência patrimonial  | -   | -             | -            | -               | 86,8              | 86,8           |
| <b>Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro</b> | <b>980,0</b>  | <b>0,5</b>    | <b>8,5</b>   | <b>(1,5)</b>    | <b>86,8</b>       | <b>1.074,3</b> |
| 4T18   |   |               |              |                 |                   |                |
| Receita operacional líquida  | 1.946,0   | 275,6         | 47,7         | 33,0            | -                 | 2.302,3        |
| Custos operacionais  | (1.025,0)   | (226,4)       | (45,4)       | (29,3)          | -                 | (1.326,1)      |
| <b>Lucro bruto</b>   | <b>921,0</b>  | <b>49,2</b>   | <b>2,3</b>   | <b>3,7</b>      | -                 | <b>976,2</b>   |
| Despesas com vendas, gerais e administrativas                                  | (61,9)  | (0,6)         | -            | (1,4)           | -                 | (63,9)         |
| Outras despesas operacionais, líquidas   | (2,7)   | -             | -            | -               | -                 | (2,7)          |
| Impairment³  | (6,5)   | -             | -            | -               | -                 | (6,5)          |
| <b>Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro</b>            | <b>849,9</b>  | <b>48,6</b>   | <b>2,3</b>   | <b>2,3</b>      | -                 | <b>903,1</b>   |
| Variação   |   |               |              |                 |                   |                |
| Receita operacional líquida  | 428,8   | 46,0          | 13,8         | 4,2             | -                 | 492,8          |
| Custos operacionais  | (294,0)   | (94,0)        | (7,6)        | (7,1)           | -                 | (402,7)        |
| <b>Lucro (prejuízo) bruto</b>  | <b>134,8</b>  | <b>(48,0)</b> | <b>6,2</b>   | <b>(2,9)</b>    | -                 | <b>90,1</b>    |
| Despesas com vendas, gerais e administrativas                                  | (12,5)  | (0,1)         | -            | (0,9)           | -                 | (13,5)         |
| Outras despesas operacionais, líquidas   | 1,3   | -             | -            | -               | -                 | 1,3            |
| Impairment   | 6,5   | -             | -            | -               | -                 | 6,5            |
| Resultado de equivalência patrimonial  | -   | -             | -            | -               | 86,8              | 86,8           |
| <b>Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro</b> | <b>130,1</b>  | <b>(48,1)</b> | <b>6,2</b>   | <b>(3,8)</b>    | <b>86,8</b>       | <b>171,2</b>   |

O resultado financeiro da Companhia não é alocado por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma corporativa.

<sup>1</sup> Geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia ("Geração").

<sup>2</sup> Segmento representado pelo Sistema de Transmissão Galha Azul, em fase de construção.

<sup>3</sup> Provisão para redução ao valor recuperável ("Impairment").

|  | Resultado por segmento – 12M19 x 12M18 (em R\$ milhões) |               |             |                              |                   |                |
|--|---|---------------|-------------|------------------------------|-------------------|----------------|
|  | Energia elétrica  |               |             | Painéis Solares <sup>4</sup> | Transporte de Gás | Consolidado    |
|  | Geração   | Trading       | Transmissão |                              |                   |                |
| 12M19  |   |               |             |                              |                   |                |
| Receita operacional líquida  | 8.427,7   | 1.109,0       | 169,9       | 97,9                         | -                 | 9.804,5        |
| Custos operacionais  | (4.294,1)   | (1.111,4)     | (151,5)     | (96,0)                       | -                 | (5.653,0)      |
| <b>Lucro (prejuízo) bruto</b>  | <b>4.133,6</b>  | <b>(2,4)</b>  | <b>18,4</b> | <b>1,9</b>                   | -                 | <b>4.151,5</b> |
| Despesas com vendas, gerais e administrativas                                  | (243,2)   | (2,9)         | -           | (7,1)                        | -                 | (253,2)        |
| Outras receitas operacionais, líquidas   | 320,4   | -             | -           | -                            | -                 | 320,4          |
| <i>Impairment</i>  | (4,9)   | -             | -           | -                            | -                 | (4,9)          |
| Resultado de equivalência patrimonial  | -   | -             | -           | -                            | 81,1              | 81,1           |
| <b>Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro</b> | <b>4.205,9</b>  | <b>(5,3)</b>  | <b>18,4</b> | <b>(5,2)</b>                 | <b>81,1</b>       | <b>4.294,9</b> |
| 12M18  |   |               |             |                              |                   |                |
| Receita operacional líquida  | 8.095,0   | 614,9         | 47,7        | 37,2                         | -                 | 8.794,8        |
| Custos operacionais  | (4.217,0)   | (580,2)       | (45,4)      | (33,4)                       | -                 | (4.876,0)      |
| <b>Lucro bruto</b>   | <b>3.878,0</b>  | <b>34,7</b>   | <b>2,3</b>  | <b>3,8</b>                   | -                 | <b>3.918,8</b> |
| Despesas com vendas, gerais e administrativas                                  | (203,5)   | (2,1)         | -           | (2,1)                        | -                 | (207,7)        |
| Outras despesas operacionais, líquidas   | (3,7)   | -             | -           | -                            | -                 | (3,7)          |
| <i>Impairment</i>  | (39,3)  | -             | -           | -                            | -                 | (39,3)         |
| Resultado de equivalência patrimonial  | -   | -             | -           | (1,0)                        | -                 | (1,0)          |
| <b>Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro</b>            | <b>3.631,5</b>  | <b>32,6</b>   | <b>2,3</b>  | <b>0,7</b>                   | -                 | <b>3.667,1</b> |
| Variação   |   |               |             |                              |                   |                |
| Receita operacional líquida  | 332,7   | 494,1         | 122,2       | 60,7                         | -                 | 1.009,7        |
| Custos operacionais  | (77,1)  | (531,2)       | (106,1)     | (62,6)                       | -                 | (777,0)        |
| <b>Lucro (prejuízo) bruto</b>  | <b>255,6</b>  | <b>(37,1)</b> | <b>16,1</b> | <b>(1,9)</b>                 | -                 | <b>232,7</b>   |
| Despesas com vendas, gerais e administrativas                                  | (39,7)  | (0,8)         | -           | (5,0)                        | -                 | (45,5)         |
| Outras receitas operacionais, líquidas   | 324,1   | -             | -           | -                            | -                 | 324,1          |
| <i>Impairment</i>  | 34,4  | -             | -           | -                            | -                 | 34,4           |
| Resultado de equivalência patrimonial  | -   | -             | -           | 1,0                          | 81,1              | 82,1           |
| <b>Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro</b> | <b>574,4</b>  | <b>(37,9)</b> | <b>16,1</b> | <b>(5,9)</b>                 | <b>81,1</b>       | <b>627,8</b>   |

O resultado financeiro da Companhia não é alocado por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma corporativa.

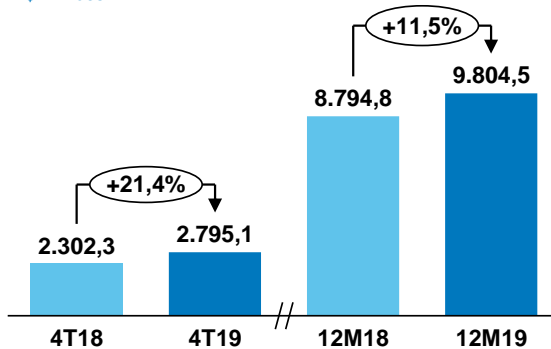
<sup>4</sup> O segmento de venda e instalação de painéis passou a ser consolidado nas demonstrações contábeis da Companhia em agosto de 2018.

## Receita Operacional Líquida

|  | Receita por segmento – 4T19 x 4T18 (em R\$ milhões) |         |             |                 |         |
|--|---|---------|-------------|-----------------|---------|
|  | Energia elétrica                                    |         |             |                 |         |
|  | Geração   | Trading | Transmissão | Painéis Solares |         |
| 4T19   |   |         |             |                 |         |
| Distribuidoras de energia elétrica                   | 845,4   | -       | -           | -               | 845,4   |
| Consumidores livres                                  | 822,2   | -       | -           | -               | 822,2   |
| Operações de <i>trading</i> de energia               | -   | 298,7   | -           | -               | 298,7   |
| Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i> | -   | 22,2    | -           | -               | 22,2    |
| Transações no mercado de curto prazo                 | 303,8   | 0,7     | -           | -               | 304,5   |
| Comercializadoras de energia elétrica                | 245,0   | -       | -           | -               | 245,0   |
| Remuneração dos ativos de concessão                  | 108,3   | -       | 7,1         | -               | 115,4   |
| Receita de construção                                | -   | -       | 54,4        | -               | 54,4    |
| Receita de serviços prestados                        | 30,1  | -       | -           | -               | 30,1    |
| Outras receitas                                      | 20,0  | -       | -           | 37,2            | 57,2    |
| Receita operacional líquida                          | 2.374,8   | 321,6   | 61,5        | 37,2            | 2.795,1 |
| 4T18   |   |         |             |                 |         |
| Distribuidoras de energia elétrica                   | 715,4   | -       | -           | -               | 715,4   |
| Consumidores livres                                  | 802,0   | -       | -           | -               | 802,0   |
| Operações de <i>trading</i> de energia               | -   | 232,4   | -           | -               | 232,4   |
| Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i> | -   | 43,2    | -           | -               | 43,2    |
| Transações no mercado de curto prazo                 | 90,3  | -       | -           | -               | 90,3    |
| Comercializadoras de energia elétrica                | 227,0   | -       | -           | -               | 227,0   |
| Remuneração dos ativos de concessão                  | 70,3  | -       | 1,1         | -               | 71,4    |
| Receita de construção                                | -   | -       | 46,6        | -               | 46,6    |
| Receita de serviços prestados                        | 27,9  | -       | -           | -               | 27,9    |
| Outras receitas                                      | 13,1  | -       | -           | 33,0            | 46,1    |
| Receita operacional líquida                          | 1.946,0   | 275,6   | 47,7        | 33,0            | 2.302,3 |
| Variação   |   |         |             |                 |         |
| Distribuidoras de energia elétrica                   | 130,0   | -       | -           | -               | 130,0   |
| Consumidores livres                                  | 20,2  | -       | -           | -               | 20,2    |
| Operações de <i>trading</i> de energia               | -   | 66,3    | -           | -               | 66,3    |
| Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i> | -   | (21,0)  | -           | -               | (21,0)  |
| Transações no mercado de curto prazo                 | 213,5   | 0,7     | -           | -               | 214,2   |
| Comercializadoras de energia elétrica                | 18,0  | -       | -           | -               | 18,0    |
| Remuneração dos ativos de concessão                  | 38,0  | -       | 6,0         | -               | 44,0    |
| Receita de construção                                | -   | -       | 7,8         | -               | 7,8     |
| Receita de serviços prestados                        | 2,2   | -       | -           | -               | 2,2     |
| Outras receitas                                      | 6,9   | -       | -           | 4,2             | 11,1    |
| Receita operacional líquida                          | 428,8   | 46,0    | 13,8        | 4,2             | 492,8   |

No 4T19, a receita operacional líquida aumentou 21,4% (R\$ 492,8 milhões) quando comparada ao 4T18, passando de R\$ 2.302,3 milhões para R\$ 2.795,1 milhões. Essa variação foi reflexo dos seguintes fatores: (i) R\$ 428,8 milhões (22,0%) de aumento no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia, motivado, substancialmente, pelo acréscimo de (i.i) R\$ 213,5 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (i.ii) R\$ 135,5 milhões decorrentes de maior quantidade de energia vendida; (i.iii) R\$ 38,0 milhões de remuneração dos ativos financeiros relativos à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda; (i.iv) R\$ 32,7 milhões correspondentes ao aumento do preço médio líquido de venda; (i.v) R\$ 10,8 milhões referentes, sobretudo, às receitas de indenização para compensação dos impactos negativos pela interrupção de negócios, motivada por sinistros nas Usinas Hidrelétricas Salto Osório, e a cobrança de multa contratual por indisponibilidade nas usinas do Conjunto Eólico Trairí; e (i.vi) R\$ 2,2 milhões de receitas de Gestão de Ativos de Geração (GAG) de Jaguará e Miranda; (ii) R\$ 46,0 milhões (16,7%) de elevação decorrentes das operações de *trading* de energia; (iii) R\$ 13,8 milhões (28,9%) de elevação das receitas relacionadas ao segmento de transmissão; e (iv) R\$ 4,2 milhões (12,7%) de acréscimo relativo à receita de venda e instalação de painéis solares.

### Receita Operacional Líquida R\$ milhões





Dos acréscimos observados nos itens (i.i), (i.ii) e (i.iv), R\$ 105,9 milhões foram oriundos das operações da Usina Termelétrica Pampa Sul (Pampa Sul), do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I (Campo Largo – Fase I) e do Conjunto Eólico Umburanas – Fase I (Umburanas – Fase I), cujos inícios das operações comerciais ocorreram em 28 de junho de 2019, no segundo semestre de 2018 e no primeiro quadrimestre de 2019, respectivamente.

Desconsiderando-se os efeitos oriundos de Pampa Sul, Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I, assim como o efeito da transação não recorrente destacada no item (i.v), a receita operacional líquida do segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia aumentou, no 4T19, R\$ 312,1 milhões (16,8%), em relação ao 4T18. Os resultados dos segmentos de *trading* e de transmissão serão comentados em item específico.

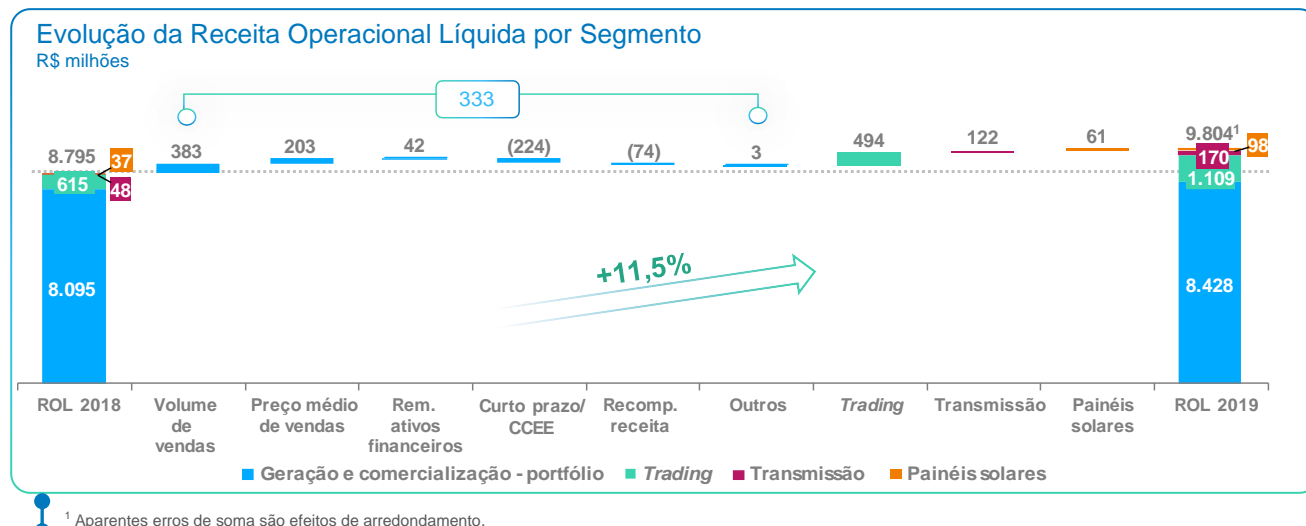
|  | Receita por segmento – 12M19 x 12M18 (em R\$ milhões) |         |             |                              |             |
|--|---|---------|-------------|------------------------------|-------------|
|  | Energia elétrica                                      |         |             | Painéis Solares <sup>5</sup> | Consolidado |
|  | Geração   | Trading | Transmissão |                              |             |
| 12M19  |   |         |             |                              |             |
| Distribuidoras de energia elétrica                   | 3.292,7   | -       | -           | -                            | 3.292,7     |
| Consumidores livres                                  | 3.164,1   | -       | -           | -                            | 3.164,1     |
| Operações de <i>trading</i> de energia               | -   | 1.078,4 | -           | -                            | 1.078,4     |
| Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i> | -   | 23,5    | -           | -                            | 23,5        |
| Transações no mercado de curto prazo                 | 699,1   | 7,1     | -           | -                            | 706,2       |
| Comercializadoras de energia elétrica                | 728,0   | -       | -           | -                            | 728,0       |
| Remuneração dos ativos de concessão                  | 382,7   | -       | 14,5        | -                            | 397,2       |
| Receita de construção                                | -   | -       | 155,4       | -                            | 155,4       |
| Receita de serviços prestados                        | 116,0   | -       | -           | -                            | 116,0       |
| Outras receitas                                      | 45,1  | -       | -           | 97,9                         | 143,0       |
| Receita operacional líquida                          | 8.427,7   | 1.109,0 | 169,9       | 97,9                         | 9.804,5     |
| 12M18  |   |         |             |                              |             |
| Distribuidoras de energia elétrica                   | 2.721,8   | -       | -           | -                            | 2.721,8     |
| Consumidores livres                                  | 3.020,1   | -       | -           | -                            | 3.020,1     |
| Operações de <i>trading</i> de energia               | -   | 566,3   | -           | -                            | 566,3       |
| Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i> | -   | 43,2    | -           | -                            | 43,2        |
| Transações no mercado de curto prazo                 | 923,4   | 5,4     | -           | -                            | 928,8       |
| Comercializadoras de energia elétrica                | 856,8   | -       | -           | -                            | 856,8       |
| Remuneração dos ativos de concessão                  | 340,4   | -       | 1,1         | -                            | 341,5       |
| Receita de construção                                | -   | -       | 46,6        | -                            | 46,6        |
| Receita de serviços prestados                        | 111,5   | -       | -           | -                            | 111,5       |
| Outras receitas                                      | 121,0   | -       | -           | 37,2                         | 158,2       |
| Receita operacional líquida                          | 8.095,0   | 614,9   | 47,7        | 37,2                         | 8.794,8     |
| Variação   |   |         |             |                              |             |
| Distribuidoras de energia elétrica                   | 570,9   | -       | -           | -                            | 570,9       |
| Consumidores livres                                  | 144,0   | -       | -           | -                            | 144,0       |
| Operações de <i>trading</i> de energia               | -   | 512,1   | -           | -                            | 512,1       |
| Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i> | -   | (19,7)  | -           | -                            | (19,7)      |
| Transações no mercado de curto prazo                 | (224,3)   | 1,7     | -           | -                            | (222,6)     |
| Comercializadoras de energia elétrica                | (128,8)   | -       | -           | -                            | (128,8)     |
| Remuneração dos ativos de concessão                  | 42,3  | -       | 13,4        | -                            | 55,7        |
| Receita de construção                                | -   | -       | 108,8       | -                            | 108,8       |
| Receita de serviços prestados                        | 4,5   | -       | -           | -                            | 4,5         |
| Outras receitas                                      | (75,9)  | -       | -           | 60,7                         | (15,2)      |
| Receita operacional líquida                          | 332,7   | 494,1   | 122,2       | 60,7                         | 1.009,7     |

Na comparação entre os anos, a receita operacional líquida passou de R\$ 8.794,8 milhões em 2018 para R\$ 9.804,5 milhões em 2019, ou seja, elevação de R\$ 1.009,7 milhões (11,5%). Essa variação decorre dos seguintes efeitos: (i) R\$ 494,1 milhões (80,4%) de elevação decorrentes das operações de *trading* de energia; (ii) R\$ 332,7 milhões (4,1%) de aumento no segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia, motivado, substancialmente, por (ii.i) acréscimo de R\$ 383,3 milhões decorrentes de maior quantidade de energia vendida; (ii.ii) R\$ 202,8 milhões correspondentes ao aumento do preço médio líquido de venda; (ii.iii) R\$ 42,3 milhões de aumento na remuneração dos ativos financeiros relativos à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda; e (ii.iv) R\$ 4,5 milhões de acréscimo nas receitas de Gestão de Ativos de Geração (GAG) de Jaguará e Miranda. Esses acréscimos foram parcialmente atenuados por: (ii.v) redução nas transações realizadas no mercado de curto prazo, no montante de R\$ 224,3 milhões; e (ii.vi) decréscimo de R\$ 73,9 milhões de receitas relativas à indenização por interrupção de negócios, motivada por sinistros, e a cobrança de multa contratual por indisponibilidade; (iii) R\$ 122,2 milhões (256,2%) de aumento relacionado ao segmento de transmissão;

<sup>5</sup> O segmento de venda e instalação de painéis passou a ser consolidado nas demonstrações contábeis da Companhia em agosto de 2018.

e (iv) R\$ 60,7 milhões (163,2%) de acréscimo relativo à receita de venda e instalação de painéis solares, a qual passou a ser consolidada em agosto de 2018. Os resultados dos segmentos de *trading* e transmissão serão comentados em item específico.

As variações observadas nos itens (ii.i), (ii.ii) e (ii.v), foram impactadas pelo acréscimo de R\$ 574,3 milhões, motivado pela entrada em operação comercial de Pampa Sul, Campo Largo - Fase I e Umburanas – Fase I. Desconsiderando-se esse efeito, assim como o efeito da transação não recorrente destacada no item (ii.vi), a receita operacional líquida do segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia reduziu R\$ 167,7 milhões (2,1%), na comparação entre os anos de 2018 e 2019.



## Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

### ➤ Geração e Venda de Energia do Portfólio

#### ➤ Preço Médio Líquido de Venda

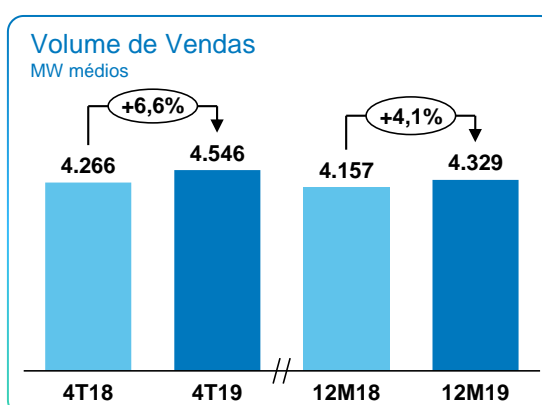
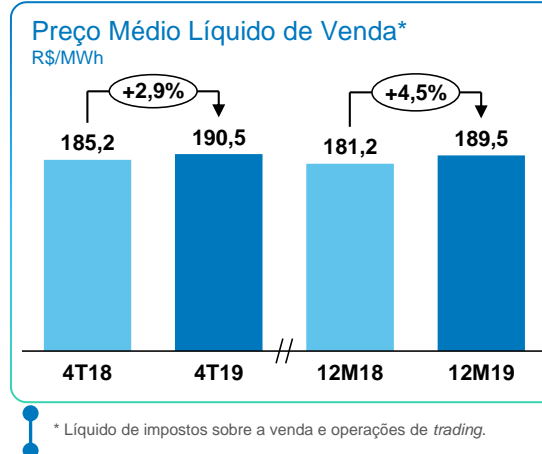
O **preço médio de venda de energia**, líquido dos encargos sobre a receita, atingiu **R\$ 190,53/MWh no 4T19, 2,9% superior** ao obtido no 4T18, cujo valor foi de R\$ 185,17/MWh. **Nos 12 meses de 2019**, esse preço foi de **R\$ 189,45/MWh, 4,5% superior** ao praticado em 2018, que foi de R\$ 181,23/MWh. Esses preços não incluem as operações de *trading* de energia que a Companhia passou a realizar a partir de janeiro de 2018, as quais estão apresentadas a seguir, em item específico.

Em ambos os períodos comparativos, a elevação do preço foi motivada, substancialmente, pela correção monetária dos contratos vigentes e por novas contratações via comercializadoras, que apresentaram preços médios superiores aos contratos finalizados e existentes, parcialmente atenuada pelo menor preço médio no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), de contratos cujo início do suprimento ocorreu a partir do 1T19, e por novas contratações via consumidores livres com preços médios inferiores aos contratos existentes.

#### ➤ Volume de Vendas

A **quantidade de energia vendida** em contratos passou de 9.420 GWh (4.266 MW médios) no 4T18 para **10.037 GWh (4.546 MW médios) no 4T19**, um aumento de 617 GWh (280 MW médios), ou 6,6%, entre os períodos comparados. **Em 2019**, o volume de venda de energia foi de **37.925 GWh (4.329 MW médios)**, contra 36.411 GWh (4.157 MW médios) registrados em 2018, acréscimo de 1.514 GWh (172 MW médios) ou 4,1%. Esses volumes não incluem as operações de *trading* de energia, as quais estão apresentadas a seguir, em item específico.

Os aumentos nos volumes de vendas, trimestral e anual, foram resultantes, substancialmente, da elevação das vendas para distribuidoras, decorrente do início do atendimento a leilões de energia nova a partir do 1T19 e da entrada em operação comercial da Usina Termelétrica Pampa Sul ao final do 2T19, cuja energia é destinada também ao atendimento de leilões de energia nova, parcialmente atenuada pela redução observada no consumo de clientes livres.



## ➤ Receita de Venda de Energia Elétrica

### • Distribuidoras:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R\$ 845,4 milhões no 4T19, R\$ 130,0 milhões (18,2%) superior aos R\$ 715,4 milhões auferidos no 4T18. A variação foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) R\$ 146,4 milhões — aumento de 666 GWh (301 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) R\$ 16,4 milhões — redução de 2,3% no preço médio líquido de vendas.

Em 2019, a receita atingiu R\$ 3.292,7 milhões, elevação de R\$ 570,9 milhões (21,0%) em relação ao exercício de 2018, quando foi de R\$ 2.721,8 milhões. Esse acréscimo é explicado pelos seguintes itens: (i) R\$ 592,1 milhões — aumento de 2.694 GWh (307 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) R\$ 21,2 milhões — redução de 0,8% no preço médio líquido de vendas.

Os aumentos nos volumes de vendas, trimestral e anual, foram motivados, substancialmente, pelo início do suprimento relativo aos leilões de energia nova pela Usina Termelétrica Ferrari, pelas centrais eólicas pertencentes aos Conjuntos Eólicos Campo Largo - Fase I, Umburanas – Fase I e Trairí, que destinaram sua energia ao mercado regulado a partir do 1T19, e por Pampa Sul.

Os decréscimos nos preços foram motivados por menores preços médios dos leilões mencionados, de contratos cujos suprimentos iniciaram no 1T19, parcialmente suavizados pela correção monetária dos contratos vigentes e pelo preço médio na venda de energia de Pampa Sul, superior à média dos contratos existentes.

### • Comercializadoras:

No 4T19, a receita de venda a comercializadoras foi de R\$ 245,0 milhões, R\$ 18,0 milhões (7,9%) superior à receita auferida no 4T18, que foi de R\$ 227,0 milhões. Esse aumento resultou da combinação dos seguintes aspectos: (i) R\$ 47,6 milhões — acréscimo de 21,0% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R\$ 29,6 milhões — decréscimo de 160 GWh (72 MW médios) no volume de energia vendida.

No período de 12 meses de 2019, a receita foi de R\$ 728,0 milhões, R\$ 128,8 milhões (15,0%) inferior à receita auferida em 2018, que foi de R\$ 856,8 milhões. Essa redução resultou da combinação dos seguintes aspectos: (i) R\$ 218,4 milhões — decréscimo de 1.237 GWh (141 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R\$ 89,6 milhões — acréscimo de 10,5% no preço médio líquido de vendas.

Os decréscimos das quantidades entre os períodos analisados decorreram, principalmente, das migrações de parte dos clientes, que compravam energia por meio de comercializadoras, para o perfil de consumidores livres, parcialmente atenuados pelo aumento de consumo dos demais clientes.

As elevações dos preços ocorreram, basicamente, devido às novas contratações com preços superiores à média dos contratos vigentes ou finalizados e pela correção monetária dos contratos vigentes.

### • Consumidores Livres:

A receita de venda a consumidores livres aumentou R\$ 20,2 milhões (2,5%) entre os trimestres em análise, passando de R\$ 802,0 milhões no 4T18 para R\$ 822,2 milhões no 4T19. Os seguintes eventos contribuíram para esta variação: (i) R\$ 18,7 milhões — aumento de 111 GWh (51 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R\$ 1,5 milhão — acréscimo de 0,2% no preço médio líquido de vendas.

Em 2019, a receita alcançou R\$ 3.164,1 milhões, montante R\$ 144,0 milhões (4,8%) superior aos R\$ 3.020,1 milhões verificados em 2018. Esse acréscimo está relacionado ao que segue: (i) R\$ 134,4 milhões — aumento de 4,4% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R\$ 9,6 milhões — incremento de 57 GWh (6 MW médios) no volume de venda de energia.

A elevação do preço decorreu, substancialmente, da correção monetária dos contratos vigentes, parcialmente atenuada por novas contratações com preços médios inferiores à média dos contratos vigentes ou finalizados.

O aumento na quantidade de energia vendida foi motivado pelo acréscimo do volume de vendas aos clientes industriais, parte dos quais migraram seu perfil de comercializadoras para consumidores livres, parcialmente atenuado pelo menor consumo de clientes ante as quantidades contratadas.

## ➤ Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 4T19, a receita auferida no mercado de curto prazo foi de R\$ 303,8 milhões, enquanto no 4T18 foi de R\$ 90,3 milhões, o que representa um aumento de R\$ 213,5 milhões (236,4%) entre os trimestres comparados. Nos 12 meses de 2019, em relação ao ano anterior, houve redução de R\$ 224,3 milhões (24,3%) na receita das transações de curto prazo, passando de R\$ 923,4 milhões em 2018 para R\$ 699,1 milhões em 2019. Esses valores não incluem as transações no mercado de curto prazo relacionadas às operações de *trading* de energia, as quais estão apresentadas a seguir, em item específico. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

## ➤ Remuneração dos Ativos Financeiros de Concessões

Os ativos financeiros de concessões representam o valor presente dos fluxos de caixa futuros da parcela da energia destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda, equivalente a 70% da garantia física destas usinas. Esses ativos são remunerados pela taxa interna de retorno e pela variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).



A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R\$ 70,3 milhões, no 4T18, para R\$ 108,3 milhões **no 4T19, aumento de R\$ 38,0 milhões (54,1%)**. Na comparação anual, o **acrécimo foi de R\$ 42,3 milhões (12,4%)**, passando de R\$ 340,4 milhões em 2018 para R\$ 382,7 milhões em 2019. Os acréscimos foram motivados, substancialmente, pela elevação do saldo médio do ativo e da variação do IPCA entre os períodos em comparação.

## ➤ Receita de Serviços Prestados

Ainda com referência às Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda, para a energia vendida no ACR, também como parte da Receita Anual de Geração (RAG), as empresas recebem a parcela referente à Gestão dos Ativos de Geração (GAG), para cobertura dos custos com operação e manutenção, além de gastos com melhorias e investimentos durante o prazo de concessão. O valor da GAG reconhecida no 4T19 foi de R\$ 30,1 milhões, superior em R\$ 2,2 milhões (7,9%) ao montante reconhecido no 4T18, de R\$ 27,9 milhões. Em bases anuais, houve acréscimo de R\$ 4,5 milhões (4,0%), passando de R\$ 111,5 milhões em 2018 para R\$ 116,0 milhões em 2019. A elevação decorre, substancialmente, da atualização monetária dos valores.

## ➤ Painéis Solares

A receita de venda e instalação de painéis solares, por meio da controlada ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD), entre os trimestres em análise, **aumentou R\$ 4,2 milhões (12,7%)**, passando de R\$ 33,0 milhões no 4T18 para **R\$ 37,2 milhões no 4T19**. Em bases anuais, houve **acrécimo de R\$ 60,7 milhões (163,2%)**, passando de R\$ 37,2 milhões em 2018 para **R\$ 97,9 milhões em 2019**. O controle da EGSD foi adquirido em agosto de 2018, data na qual a controlada passou a ser consolidada pela Companhia e motivo pelo qual ocorreu o expressivo aumento em bases anuais.

## Custos Operacionais

|  | Custos por segmento – 4T19 x 4T18 (em R\$ milhões) |              |             |                 |                |
|--|--|--------------|-------------|-----------------|----------------|
|  | Energia elétrica                                   |              |             | Painéis Solares | Consolidado    |
|  | Geração  | Trading      | Transmissão |                 |                |
| 4T19   |  |              |             |                 |                |
| Compras de energia                                   | 408,4  | 306,2        | -           | -               | 714,6          |
| Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i> | -  | 14,2         | -           | -               | 14,2           |
| Transações no mercado de curto prazo                 | 225,7  | -            | -           | -               | 225,7          |
| Encargos de uso da rede elétrica e conexão           | 133,1  | -            | -           | -               | 133,1          |
| Combustíveis para geração                            | 84,2   | -            | -           | -               | 84,2           |
| <i>Royalties</i>                                     | 32,5   | -            | -           | -               | 32,5           |
| Pessoal  | 65,5   | -            | -           | 2,6             | 68,1           |
| Materiais e serviços de terceiros                    | 95,3   | -            | -           | 4,3             | 99,6           |
| Depreciação e amortização                            | 236,1  | -            | -           | -               | 236,1          |
| Seguros  | 21,3   | -            | -           | -               | 21,3           |
| Custos de construção                                 | -  | -            | 52,9        | -               | 52,9           |
| Custo da venda de painéis solares                    | -  | -            | -           | 29,5            | 29,5           |
| Outros custos operacionais, líquidos                 | 16,9   | -            | 0,1         | -               | 17,0           |
| <b>Custos operacionais</b>                           | <b>1.319,0</b>                                     | <b>320,4</b> | <b>53,0</b> | <b>36,4</b>     | <b>1.728,8</b> |
| 4T18   |  |              |             |                 |                |
| Compras de energia                                   | 475,4  | 226,4        | -           | -               | 701,8          |
| Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i> | -  | -            | -           | -               | -              |
| Transações no mercado de curto prazo                 | 68,2   | -            | -           | -               | 68,2           |
| Encargos de uso da rede elétrica e conexão           | 120,5  | -            | -           | -               | 120,5          |
| Combustíveis para geração                            | 0,9  | -            | -           | -               | 0,9            |
| <i>Royalties</i>                                     | 35,1   | -            | -           | -               | 35,1           |
| Pessoal  | 63,3   | -            | -           | 2,6             | 65,9           |
| Materiais e serviços de terceiros                    | 59,4   | -            | -           | 4,0             | 63,4           |
| Depreciação e amortização                            | 171,0  | -            | -           | -               | 171,0          |
| Seguros  | 13,7   | -            | -           | -               | 13,7           |
| Custos de construção                                 | -  | -            | 45,4        | -               | 45,4           |
| Custo da venda de painéis solares                    | -  | -            | -           | 20,3            | 20,3           |
| Outros custos operacionais, líquidos                 | 17,5   | -            | -           | 2,4             | 19,9           |
| <b>Custos operacionais</b>                           | <b>1.025,0</b>                                     | <b>226,4</b> | <b>45,4</b> | <b>29,3</b>     | <b>1.326,1</b> |
| Variação   |  |              |             |                 |                |
| Compras de energia                                   | (67,0)   | 79,8         | -           | -               | 12,8           |
| Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i> | -  | 14,2         | -           | -               | 14,2           |
| Transações no mercado de curto prazo                 | 157,5  | -            | -           | -               | 157,5          |
| Encargos de uso da rede elétrica e conexão           | 12,6   | -            | -           | -               | 12,6           |
| Combustíveis para geração                            | 83,3   | -            | -           | -               | 83,3           |
| <i>Royalties</i>                                     | (2,6)  | -            | -           | -               | (2,6)          |
| Pessoal  | 2,2  | -            | -           | -               | 2,2            |
| Materiais e serviços de terceiros                    | 35,9   | -            | -           | 0,3             | 36,2           |
| Depreciação e amortização                            | 65,1   | -            | -           | -               | 65,1           |
| Seguros  | 7,6  | -            | -           | -               | 7,6            |
| Custos de construção                                 | -  | -            | 7,5         | -               | 7,5            |
| Custo da venda de painéis solares                    | -  | -            | -           | 9,2             | 9,2            |
| Outros custos operacionais, líquidos                 | (0,6)  | -            | 0,1         | (2,4)           | (2,9)          |
| <b>Custos operacionais</b>                           | <b>294,0</b>                                       | <b>94,0</b>  | <b>7,6</b>  | <b>7,1</b>      | <b>402,7</b>   |

Os custos operacionais aumentaram em R\$ 402,7 milhões (30,4%) entre os trimestres comparados, passando de R\$ 1.326,1 milhões no 4T18 para R\$ 1.728,8 milhões no 4T19. Esta variação foi reflexo dos seguintes fatores: (i) incremento no 4T19 de R\$ 294,0 milhões (28,7%) em relação ao 4T18, nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (ii) aumento de R\$ 94,0 milhões (41,5%) nos custos de operações de *trading* de energia; (iii) acréscimo de R\$ 7,6 milhões (16,7%) de custos no segmento de transmissão; e (iv) aumento de R\$ 7,1 milhões (24,2%) de custos de venda e instalação de painéis apurados pela EGSD. Os custos dos segmentos de *trading* e de transmissão serão comentados em item específico.

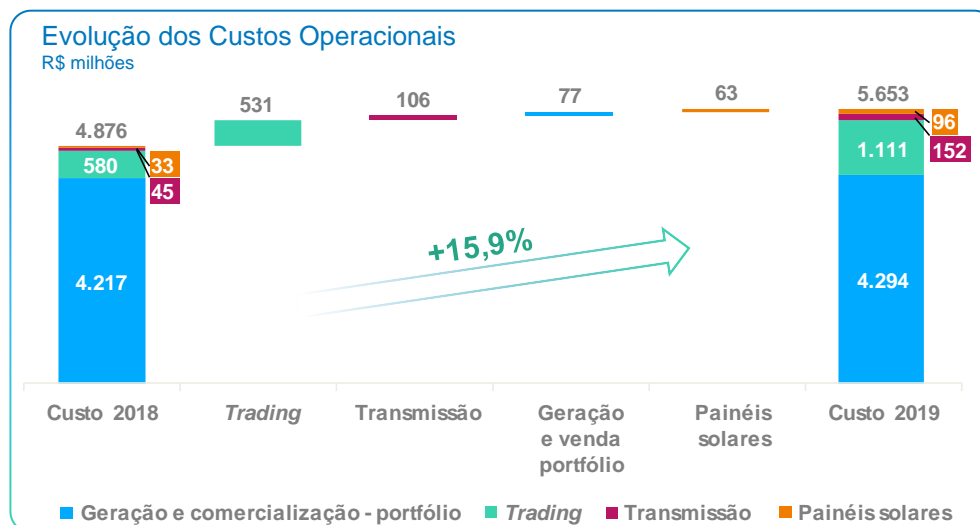
Da variação observada no item (i), destaca-se acréscimo de R\$ 147,1 milhões, motivado pela entrada em operação comercial de Pampa Sul, Campo Largo — Fase I e Umburanas — Fase I. Desconsiderando-se esse efeito, os custos operacionais do segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia do 4T19 aumentaram R\$ 146,9 milhões (14,8%), em relação ao 4T18.

|  | Custos por segmento – 12M19 x 12M18 (em R\$ milhões) |                |              |                              |                |
|--|--|----------------|--------------|------------------------------|----------------|
|  | Energia elétrica                                     |                |              | Painéis solares <sup>6</sup> | Consolidado    |
|  | Geração  | Trading        | Transmissão  |                              |                |
| 12M19  |  |                |              |                              |                |
| Compras de energia                                   | 1.561,5  | 1.090,5        | -            | -                            | 2.652,0        |
| Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i> | -  | 14,2           | -            | -                            | 14,2           |
| Transações no mercado de curto prazo                 | 421,0  | 6,7            | -            | -                            | 427,7          |
| Encargos de uso da rede elétrica e conexão           | 513,7  | -              | -            | -                            | 513,7          |
| Combustíveis para geração                            | 173,0  | -              | -            | -                            | 173,0          |
| <i>Royalties</i>                                     | 131,6  | -              | -            | -                            | 131,6          |
| Pessoal  | 254,7  | -              | -            | 10,1                         | 264,8          |
| Materiais e serviços de terceiros                    | 277,6  | -              | -            | 16,1                         | 293,7          |
| Depreciação e amortização                            | 844,3  | -              | -            | 0,1                          | 844,4          |
| Seguros  | 65,6   | -              | -            | -                            | 65,6           |
| Custos de construção                                 | -  | -              | 151,3        | -                            | 151,3          |
| Custo da venda de painéis solares                    | -  | -              | -            | 70,8                         | 70,8           |
| Outros custos operacionais, líquidos                 | 51,1   | -              | 0,2          | (1,1)                        | 50,2           |
| <b>Custos operacionais</b>                           | <b>4.294,1</b>                                       | <b>1.111,4</b> | <b>151,5</b> | <b>96,0</b>                  | <b>5.653,0</b> |
| 12M18  |  |                |              |                              |                |
| Compras de energia                                   | 1.746,3  | 578,6          | -            | -                            | 2.324,9        |
| Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i> | -  | -              | -            | -                            | -              |
| Transações no mercado de curto prazo                 | 572,5  | 1,6            | -            | -                            | 574,1          |
| Encargos de uso da rede elétrica e conexão           | 461,1  | -              | -            | -                            | 461,1          |
| Combustíveis para geração                            | 152,1  | -              | -            | -                            | 152,1          |
| <i>Royalties</i>                                     | 123,2  | -              | -            | -                            | 123,2          |
| Pessoal  | 218,2  | -              | -            | 3,5                          | 221,7          |
| Materiais e serviços de terceiros                    | 198,4  | -              | -            | 4,8                          | 203,2          |
| Depreciação e amortização                            | 649,6  | -              | -            | -                            | 649,6          |
| Seguros  | 39,5   | -              | -            | -                            | 39,5           |
| Custos de construção                                 | -  | -              | 45,4         | -                            | 45,4           |
| Custo da venda de painéis solares                    | -  | -              | -            | 22,8                         | 22,8           |
| Outros custos operacionais, líquidos                 | 56,1   | -              | -            | 2,3                          | 58,4           |
| <b>Custos operacionais</b>                           | <b>4.217,0</b>                                       | <b>580,2</b>   | <b>45,4</b>  | <b>33,4</b>                  | <b>4.876,0</b> |
| Variação   |  |                |              |                              |                |
| Compras de energia                                   | (184,8)  | 511,9          | -            | -                            | 327,1          |
| Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i> | -  | 14,2           | -            | -                            | 14,2           |
| Transações no mercado de curto prazo                 | (151,5)  | 5,1            | -            | -                            | (146,4)        |
| Encargos de uso da rede elétrica e conexão           | 52,6   | -              | -            | -                            | 52,6           |
| Combustíveis para geração                            | 20,9   | -              | -            | -                            | 20,9           |
| <i>Royalties</i>                                     | 8,4  | -              | -            | -                            | 8,4            |
| Pessoal  | 36,5   | -              | -            | 6,6                          | 43,1           |
| Materiais e serviços de terceiros                    | 79,2   | -              | -            | 11,3                         | 90,5           |
| Depreciação e amortização                            | 194,7  | -              | -            | 0,1                          | 194,8          |
| Seguros  | 26,1   | -              | -            | -                            | 26,1           |
| Custos de construção                                 | -  | -              | 105,9        | -                            | 105,9          |
| Custo da venda de painéis solares                    | -  | -              | -            | 48,0                         | 48,0           |
| Outros custos operacionais, líquidos                 | (5,0)  | -              | 0,2          | (3,4)                        | (8,2)          |
| <b>Custos operacionais</b>                           | <b>77,1</b>  | <b>531,2</b>   | <b>106,1</b> | <b>62,6</b>                  | <b>777,0</b>   |

Em 2019, os custos operacionais atingiram R\$ 5.653,0 milhões, superando em R\$ 777,0 milhões (15,9%) os custos de 2018, de R\$ 4.876,0 milhões. Esta variação foi reflexo dos seguintes fatores: (i) aumento de R\$ 531,2 milhões (91,6%) nos custos de operações de *trading* de energia; (ii) acréscimo de R\$ 106,1 milhões (233,7%) de custos no segmento de transmissão; (iii) incremento, no ano de 2019, de R\$ 77,1 milhões (1,8%) em relação ao ano de 2018 nos custos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; e (iv) aumento de R\$ 62,6 milhões (187,4%) de custos de venda e instalação de painéis apurados pela EGSD, os quais passaram a ser consolidados em agosto de 2018. Os custos dos segmentos de *trading* e de transmissão serão comentados em item específico.

Da variação observada no item (iii), destaca-se o acréscimo de R\$ 429,7 milhões, motivado pela entrada em operação comercial de Pampa Sul, Campo Largo - Fase I e Umburanas – Fase I. Desconsiderando-se esse efeito, os custos operacionais do segmento de geração e venda de energia elétrica do portfólio da Companhia reduziram, em 2019, R\$ 352,6 milhões (8,4%), em relação ao ano de 2018.

<sup>6</sup> O segmento de venda e instalação de painéis passou a ser consolidado nas demonstrações contábeis da Companhia em agosto de 2018.



Tais variações decorreram, essencialmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

## Comentários sobre as Variações dos Custos Operacionais

### ➤ Geração e Venda de Energia do Portfólio

» **Compras de energia:** entre o 4T18 e o 4T19 houve redução de R\$ 67,0 milhões (14,1%) nas operações de compras para a gestão de portfólio de energia, em razão do que segue: (i) R\$ 238,9 milhões — decréscimo de 1.468,0 GWh (665 MW médios) na quantidade comprada; e (ii) R\$ 171,9 milhões — acréscimo de 72,7% no preço médio líquido de compras, que foi de R\$ 162,83/MWh no 4T18 para R\$ 281,21/MWh no 4T19. Na comparação anual, houve redução de R\$ 184,8 milhões (10,6%) nessas operações, substancialmente motivada pelos seguintes eventos: (i) R\$ 280,5 milhões — decréscimo de 1.678,9 GWh (192 MW médios) na quantidade comprada; e (ii) R\$ 95,7 milhões — acréscimo de 6,5% no preço médio líquido de compras, que foi de R\$ 167,09/MWh em 2018 para R\$ 178,00/MWh em 2019.

Os acréscimos observados nos preços de compra foram motivados, principalmente, pela correção monetária do período e, em base trimestral, pela elevação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) observado entre os trimestres em comparação, uma vez que o PLD é utilizado como parâmetro para estabelecimento de preço de curto prazo. Os decréscimos observados nos volumes de compras, nos períodos em comparação, foram motivados, em especial, pela ampliação do parque gerador, com a entrada em operação comercial de Campo Largo - Fase I e Umburanas – Fase I.

» **Transações no mercado de energia de curto prazo:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram superiores em R\$ 157,5 milhões (230,9%). Na comparação anual, os custos foram inferiores em R\$ 151,5 milhões (26,5%) entre 2018 e 2019. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

» **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R\$ 12,6 milhões (10,5%) entre os trimestres em análise, decorrente, sobretudo, da entrada em operação comercial de Pampa Sul, Campo Largo - Fase I e Umburanas – Fase I, cujo impacto foi de R\$ 9,6 milhões. Na comparação anual, a elevação foi de R\$ 52,6 milhões (11,4%), dos quais R\$ 43,9 milhões são oriundos das entradas em operação comercial mencionadas. Desconsiderando os efeitos citados, houve aumento de R\$ 3,0 milhões (2,7%) entre o 4T18 e o 4T19 e de R\$ 8,7 milhões (1,9%) entre 2018 e 2019, reflexo, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição.

» **Combustíveis para geração:** acréscimo de R\$ 83,3 milhões na comparação entre o 4T18 e o 4T19, devido, basicamente: (i) ao maior consumo de carvão próprio na Usina Termelétrica Jorge Lacerda, em R\$ 59,2 milhões; (ii) ao consumo de combustível oriundo da entrada em operação comercial de Pampa Sul, em junho de 2019, no montante de R\$ 23,5 milhões; e (iii) aos efeitos do reajuste anual do custo com combustíveis. Na comparação anual, houve acréscimo de R\$ 20,9 milhões (13,7%) entre 2018 e 2019, motivado, substancialmente, pelos itens (ii), no montante de R\$ 53,5 milhões e (iii). Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelo reconhecimento em 2018 de custo adicional oriundo de acordo judicial com fornecedor de gás natural de R\$ 23,3 milhões na Usina Termelétrica William Arjona (UTWA), e pela redução no consumo anual de combustíveis na Usina Termelétrica Jorge Lacerda, no montante de R\$ 9,1 milhões. Desconsiderando o efeito da entrada em operação comercial da Pampa Sul e do custo adicional da UTWA, o custo com combustíveis apresentaria decréscimo de R\$ 9,3 milhões (7,2%).

» **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (Royalties):** redução de R\$ 2,6 milhões (7,4%) nos trimestres comparados, em decorrência, principalmente, de menor geração das usinas hidrelétricas entre os trimestres, parcialmente atenuada pelo reajuste anual. Na comparação anual, houve aumento de R\$ 8,4 milhões (6,8%), refletindo, principalmente, a maior geração das usinas hidrelétricas em 2019 e o reajuste de 4,5% da Tarifa Atualizada de Referência (TAR) em 2019.



» **Pessoal:** elevações de R\$ 2,2 milhões (3,5%) no 4T19, em relação ao mesmo trimestre de 2018, e de R\$ 36,5 milhões (16,7%) na comparação entre 2019 e 2018, resultantes, substancialmente, das novas contratações e redução dos custos capitalizados com pessoal durante a execução das obras de construção de Pampa Sul, Campo Largo - Fase I e Umburanas - Fase I. Estas usinas promoveram acréscimo de R\$ 8,7 milhões na comparação trimestral e de R\$ 21,2 milhões na comparação anual. Desconsiderando o efeito decorrente de Pampa Sul, Campo Largo - Fase I e Umburanas - Fase I, houve decréscimo de R\$ 6,5 milhões (10,4%) no 4T19, em comparação ao 4T18, e acréscimo de R\$ 15,3 milhões (7,0%) entre 2019 e 2018. O decréscimo observado na análise trimestral foi motivado, principalmente, por reduções nas despesas com credenciamento médico, reembolso de despesas médicas e despesas com planos de saúde de Planos de Desligamentos Voluntários de anos anteriores, parcialmente atenuado pelo reajuste anual da remuneração dos colaboradores. Na variação anual, os principais impactos foram o reajuste anual e novas contratações.

» **Material e serviços de terceiros:** elevações de R\$ 35,9 milhões (57,1%) no 4T19, em relação ao mesmo trimestre de 2018, e de R\$ 79,2 milhões (39,9%) na comparação anual, resultantes, substancialmente, dos acréscimos de R\$ 22,1 milhões na comparação trimestral, e de R\$ 57,4 milhões na comparação anual, nos custos de operação e manutenção decorrentes de novos contratos oriundos da entrada em operação de Pampa Sul, Campo Largo - Fase I e Umburanas - Fase I e nos custos de manutenção das usinas Jaguará e Miranda, relacionados à GAG melhorias, de R\$ 14,0 milhões. Desconsiderando esses efeitos, os custos com material e serviços de terceiros foram reduzidos em R\$ 0,3 milhão (0,5%) nos trimestres em análise. Na comparação anual, as operações recorrentes promoveram acréscimo de R\$ 7,8 milhões (3,6%), motivado, substancialmente, pela correção monetária dos contratos vigentes no período.

» **Depreciação e amortização:** aumento de R\$ 65,1 milhões (38,1%) entre os trimestres comparados, em decorrência, sobretudo, da entrada em operação comercial de Pampa Sul, Campo Largo - Fase I e Umburanas - Fase I, com acréscimo de R\$ 51,7 milhões, bem como das grandes manutenções realizadas no parque gerador da Companhia a partir do segundo semestre de 2018, que passaram a gerar depreciação após a conclusão das mesmas. Desconsiderando o efeito da entrada em operação comercial citada, o aumento foi de R\$ 13,4 milhões (8,6%) no 4T19, em relação ao 4T18. Na comparação anual, o aumento foi de R\$ 194,7 milhões (30,0%), dos quais R\$ 158,1 milhões são oriundos das entradas em operação comercial mencionadas e R\$ 36,6 milhões (5,8%) provenientes, substancialmente, das grandes manutenções realizadas no parque gerador da Companhia a partir do segundo semestre de 2018.

» **Seguros:** aumento de R\$ 7,6 milhões (55,5%) nos trimestres comparados, dos quais R\$ 7,2 milhões decorreram da inclusão da cobertura de seguro das usinas que entraram em operação comercial - Pampa Sul, Campo Largo - Fase I e Umburanas - Fase I. Desconsiderando o efeito da entrada em operação comercial citada, o aumento foi de R\$ 0,4 milhão (2,9%) no 4T19, em comparação ao 4T18. Na comparação entre 2018 e 2019, houve aumento de R\$ 26,1 milhões (66,1%), dos quais R\$ 7,8 milhões são oriundos das entradas em operação comercial mencionadas e R\$ 18,3 milhões (46,3%) em decorrência de aumento de prêmio na renovação da apólice de riscos operacionais em junho de 2019.

## ➤ Painéis Solares

Na comparação anual, o acréscimo foi motivado, principalmente, pelos seguintes efeitos: (i) elevação de R\$ 48,0 milhões (210,5%) nos custos das vendas e instalação dos painéis solares; (ii) aumento de R\$ 11,3 milhões (235,4%) nos custos com materiais e serviços de terceiros; e (iii) acréscimo de R\$ 6,6 milhões nos custos com pessoal (188,6%). Os aumentos foram motivados, substancialmente, pela aquisição integral da controlada EGSD ter ocorrido em agosto de 2018.

Na comparação trimestral, o acréscimo foi motivado, substancialmente, pela elevação nos custos das vendas e instalação dos painéis solares, de R\$ 9,2 milhões (45,3%).

## Resultado Operacional do Segmento de *Trading* de Energia

A Companhia ingressou, em janeiro de 2018, no mercado de *trading* de energia, a fim de auferir resultados por meio da variação de preços de energia, dentro de limites de risco pré-estabelecidos. As operações de *trading* de energia são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem à definição de instrumentos financeiros por valor justo, devido principalmente ao fato de que não há compromisso de combinar operações de compra e de venda, havendo flexibilidade para gerenciar os contratos para obtenção de resultados por variações de preços no mercado.

O lucro bruto entre os trimestres em análise reduziu R\$ 48,0 milhões (97,6%), passando de R\$ 49,2 milhões no 4T18 para R\$ 1,2 milhão no 4T19. Essa redução foi motivada pelos seguintes eventos: (i) R\$ 35,2 milhões de impacto negativo oriundo da marcação a mercado — diferença entre os preços contratados e os de mercado — das operações líquidas contratadas em aberto em 31 de dezembro de 2019 e de 2018; e (ii) R\$ 13,5 milhões decorrentes de redução no resultado bruto das transações de compra e venda de energia realizadas. Esses efeitos foram parcialmente atenuados pelo aumento de R\$ 0,7 milhão no resultado das transações no mercado de energia de curto prazo.

Em bases anuais, o resultado bruto apresentou redução de R\$ 37,1 milhões (63,9%), passando de lucro de R\$ 34,7 milhões em 2018 para prejuízo de R\$ 2,4 milhões em 2019. Essa variação foi motivada pelos seguintes efeitos negativos: (i) R\$ 33,9 milhões decorrentes da marcação a mercado; e (ii) R\$ 3,4 milhões oriundos do resultado das transações no mercado de energia de curto prazo. Esses impactos foram parcialmente atenuados pelo acréscimo de R\$ 0,2 milhão de resultado positivo nas transações realizadas.

## Resultado Operacional do Segmento de Transmissão de Energia

A Companhia é a responsável primária pela construção e instalação da infraestrutura relacionada à concessão de transmissão do Sistema de Transmissão Galha Azul, cuja implantação iniciou no segundo semestre de 2018, e está exposta aos riscos e benefícios dessa construção. Desta forma, com base nas práticas contábeis vigentes, a Companhia reconhece receita de implementação de infraestrutura de transmissão, ao longo da implantação, em montante correspondente aos custos de construção adicionados de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos relacionados com a gestão da construção. Os gastos incorridos na construção estão reconhecidos no custo da infraestrutura de transmissão.

### ➤ Receita de Transmissão

A receita do segmento de transmissão de energia aumentou no 4T19, em comparação ao 4T18, **R\$ 13,8 milhões (28,9%)**, dos quais: (i) R\$ 7,8 milhões correspondem ao aumento da receita de implementação de infraestrutura de transmissão; e (ii) R\$ 6,0 milhões decorrem da elevação da remuneração da infraestrutura. **Em base anual, o acréscimo observado entre 2018 e 2019 foi de R\$ 122,2 milhões (256,2%)**, dos quais: (i) R\$ 108,8 milhões correspondem ao incremento na receita de construção; e (ii) R\$ 13,4 milhões decorrem do acréscimo na remuneração do ativo de contrato.

Ambos os acréscimos mencionados foram consequência da evolução na execução das obras de construção do Sistema de Transmissão Galha Azul. Adicionalmente, a receita de remuneração de infraestrutura de transmissão também é impactada pela variação do IPCA.

### ➤ Custos de Construção

O custo de construção apresentou acréscimo de R\$ 7,5 milhões (16,5%) e R\$ 105,9 milhões (233,3%), entre os trimestres e anos comparados, respectivamente, relacionados aos custos da construção da infraestrutura do Sistema de Transmissão Galha Azul, em contrapartida ao registro da receita de implementação da infraestrutura, apurada com base nos custos incorridos, além da margem bruta destinada a cobrir os custos de gestão da construção. Os acréscimos foram motivados pelo avanço na execução das obras do Sistema de Transmissão Galha Azul.

## Detalhamento das Operações de Curto Prazo

Operações de curto prazo são definidas como compra e venda de energia cujo objetivo principal é a gestão da exposição da Companhia na CCEE. O preço da energia nessas operações tem como característica o vínculo com o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O presente item engloba também as transações na CCEE, dado o caráter volátil e sazonal, portanto, de curto prazo, dos resultados advindos da contabilização na CCEE. Adicionalmente, as exposições positivas ou negativas são liquidadas à PLD, à semelhança das operações de curto prazo descritas acima.

Sobre as transações na CCEE, os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da CCEE são sintetizados numa fatura única (a receber ou a pagar), exigindo, portanto, seu registro na rubrica de receita ou de despesa. Cumpre ressaltar que, em razão de ajustes na estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia, vem se verificando mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura dos períodos em análise, sendo esse o motivo para a criação deste tópico. Assim, permite analisar oscilações dos principais elementos, apesar de terem sido alocados ora na receita, ora na despesa, conforme a natureza credora ou devedora da fatura à qual estão vinculados.

Genericamente, esses elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (ii) do Fator de Ajuste da Energia Assegurada (GSF — *Generation Scaling Factor*), que ocorre quando a geração das usinas que integram o MRE, em relação à energia alocada, é menor ou maior (Energia Secundária); (iii) do chamado “risco de submercado”; (iv) do despacho motivado pela Curva de Aversão ao Risco (CAR); (v) da aplicação dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), que resultam do despacho fora da ordem de mérito de usinas termelétricas; e (vi) naturalmente, da exposição (posição vendida ou comprada de energia na contabilização mensal), que será liquidada ao valor do PLD.

**No 4T19 e no 4T18, os resultados líquidos** (diferença entre receitas e custos — deduzidos dos tributos) decorrentes de transações de curto prazo — em especial as realizadas no âmbito da CCEE — **foram positivos em R\$ 78,9 milhões e R\$ 22,2 milhões, respectivamente.** O montante representa um **acrécimo de R\$ 56,7 milhões entre os períodos comparados**, sendo R\$ 56,0 milhões no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e R\$ 0,7 milhão no resultado das transações de *trading* de energia.

Essa variação foi consequência, fundamentalmente, do aumento de operações de curto prazo e da posição vendedora na CCEE, em virtude da estratégia de alocação dos recursos hídricos, aliada à ativa gestão do portfólio, parcialmente reduzida pelos seguintes efeitos negativos: (i) maior impacto negativo do Fator de Ajuste do MRE (GSF) — já deduzido dos efeitos da repactuação do risco hidrológico; (ii) resultado negativo proveniente da diferença de preços entre os submercados Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, cujo efeito se materializou no 4T18; (iii) reconhecimento no 4T18 de recuperação de custos, resultante do recálculo do Fator de Disponibilidade de Geração da UHE Santo Antônio, conforme decisão judicial, que de forma indireta nos afetou positivamente; e (iv) redução da receita no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

No acumulado de 2019, o resultado líquido, fruto de transações de curto prazo, foi positivo em R\$ 278,5 milhões, decréscimo de R\$ 76,2 milhões em relação ao resultado também positivo de R\$ 354,7 milhões do ano de 2018, sendo R\$ 72,8 milhões no resultado das transações no segmento de geração e venda de energia do portfólio e R\$ 3,4 milhões no resultado das transações de *trading* de energia.

Essa redução é reflexo, principalmente, da combinação dos seguintes eventos: (i) redução de operações de curto prazo e da posição vendedora na CCEE, em virtude da estratégia de alocação dos recursos hídricos, aliada à ativa gestão do portfólio; (ii) menor impacto negativo do Fator de Ajuste do MRE (GSF) — já deduzido dos efeitos da repactuação do risco hidrológico; (iii) efeito negativo proveniente da diferença de preços entre os submercados Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste entre os anos em análise; (iv) maior geração termelétrica entre os períodos analisados; e (v) aumento da receita no MRE.

Em dezembro de 2018, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2019 em R\$ 513,89/MWh e R\$ 42,35/MWh, respectivamente. A tabela a seguir apresenta os valores médios do PLD para os submercados nos quais a Companhia atua, por MWh.

| PLD médio em R\$/MWh | 4T19   | 4T18   | Var. 4T (%) | 12M19  | 12M18  | Var. 12M (%) |
|----------------------|--------|--------|-------------|--------|--------|--------------|
| Sul                  | 272,82 | 158,24 | 72,4%       | 227,10 | 287,73 | (21,1%)      |
| Sudeste/Centro-Oeste | 272,82 | 158,24 | 72,4%       | 227,10 | 287,73 | (21,1%)      |
| Nordeste             | 272,82 | 155,63 | 75,3%       | 166,73 | 273,90 | (39,1%)      |

## Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas com vendas, gerais e administrativas apresentaram incremento de R\$ 13,5 milhões (21,1%) nos trimestres em análise, aumentando de R\$ 63,9 milhões no 4T18 para R\$ 77,4 milhões no 4T19, em razão da combinação dos seguintes itens: (i) acréscimo de R\$ 12,5 milhões (20,2%) oriundos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia, motivado, principalmente, pelos seguintes aumentos: (i.i) R\$ 7,3 milhões nas despesas com materiais e serviços de terceiros (50,2%); e (i.ii) R\$ 5,1 milhões de provisões para operações comerciais; (ii) aumento de R\$ 0,9 milhão (64,3%) oriundos do segmento de venda e instalação de painéis; e (iii) R\$ 0,1 milhão (16,7%) oriundo do segmento de *trading* de energia.

Em bases anuais, as despesas com vendas, gerais e administrativas aumentaram R\$ 45,5 milhões (21,9%) entre 2018 e 2019, saindo de R\$ 207,7 milhões em 2018 para R\$ 253,2 milhões em 2019, motivadas pela combinação dos seguintes itens: (i) acréscimo de R\$ 39,7 milhões (19,5%) oriundos do segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia, substancialmente motivado pelos seguintes efeitos: (i.i) aumento de R\$ 17,8 milhões nas despesas com pessoal (17,0%); (i.ii) registro de efeito não recorrente originado da recuperação de créditos de PIS e Cofins, em 2018, incidentes sobre a aquisição de determinados materiais e serviços de terceiros, no montante de R\$ 9,9 milhões; (i.iii) R\$ 6,3 milhões de incremento nas despesas com materiais e serviços (11,5%); (ii) aumento de R\$ 5,0 milhões (238,1%) oriundos do segmento de venda e instalação de painéis; e (iii) R\$ 0,8 milhão (38,1%) oriundo do segmento de *trading* de energia.

O segmento de venda e instalação de painéis passou a ser consolidado nas demonstrações contábeis da Companhia em agosto de 2018.

Os acréscimos nas despesas com vendas, gerais e administrativas foram consequência, substancialmente, (i) do crescimento da capacidade operacional da Companhia, com acréscimo de 8,8% na capacidade instalada entre os anos de 2018 e 2019, passando de 8.004,8 MW em 31 de dezembro de 2018 para 8.710,5 MW em 31 de dezembro de 2019; (ii) da nova dinâmica do mercado, pautada na transição energética e na ampliação do acesso ao mercado livre; e (iii) dos efeitos da inflação nos contratos vigentes e nas despesas com pessoal entre os períodos analisados. Esses efeitos foram parcialmente atenuados por reduções em determinadas despesas, tendo em vista que a Companhia envida esforços para buscar a otimização das despesas.

## Outras Receitas (Despesas) Operacionais, Líquidas

Nos trimestres em análise, essa conta apresentou despesa líquida, com redução de R\$ 1,4 milhão entre o 4T18 e o 4T19, sendo despesa líquida de R\$ 2,7 milhões no 4T18 e de R\$ 1,3 milhão no 4T19.

Em base anual, as outras receitas (despesas) operacionais, líquidas, apresentaram efeito positivo de R\$ 324,1 milhões entre 2018 e 2019, sendo que em 2019 a Companhia reconheceu outras receitas operacionais, líquidas, no montante de R\$ 320,4 milhões, enquanto em 2018 houve reconhecimento de outras despesas operacionais, líquidas, no montante de R\$ 3,7 milhões. Essa variação foi motivada, substancialmente, pelo reconhecimento, no 3T19, de outras receitas operacionais oriundas de indenizações recebidas por descumprimentos de condições contratuais incorridos pelo fornecedor responsável pela construção da Usina Termelétrica Pampa Sul, principalmente relacionados ao atraso na conclusão da obra, no montante de R\$ 321,0 milhões. O valor recebido está estipulado em contrato e foi apurado a partir do produto entre a quantidade de dias em atraso na entrega da obra e um valor fixo diário. Esse valor foi apurado de forma a compensar a Companhia pelo resultado não auferido em consequência de atraso na conclusão da obra.



## Resultado de Equivalência Patrimonial – Transporte de Gás

Em 13 de junho de 2019, a controlada em conjunto Aliança Transportadora de Gás S.A. (Aliança) adquiriu 90% da participação societária na Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG. A Companhia possuía 32,5% de participação societária direta na controlada em conjunto, Aliança e, portanto, 29,25% de participação societária indireta na TAG. Em 2 de setembro de 2019, a TAG realizou a incorporação da Aliança. A partir desta data, a Companhia passou a possuir 29,25% de participação societária direta na TAG.

No 4T19, a Companhia reconheceu resultado positivo de equivalência patrimonial, no montante de R\$ 86,8 milhões, oriundo da controlada em conjunto TAG, consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i.i) R\$ 317,4 milhões relativos ao Ebitda positivo; (i.ii) R\$ 109,5 milhões de depreciação e amortização, dos quais R\$ 66,5 milhões referem-se à amortização da mais-valia resultante da incorporação reversa da Aliança; (i.iii) R\$ 89,9 milhões de despesas financeiras, líquidas, impactadas pelos empréstimos captados pela Aliança anteriormente à incorporação; e (i.iv) R\$ 31,2 milhões relativos à despesa de imposto de renda e contribuição social sobre o lucro.

Em 2019, a Companhia reconheceu resultado positivo de equivalência patrimonial, no montante de R\$ 81,1 milhões, sendo (i) R\$ 272,5 milhões de resultado positivo oriundo da controlada em conjunto TAG, consequência da combinação dos seguintes efeitos: (i.i) R\$ 778,9 milhões relativos ao Ebitda positivo; (i.ii) R\$ 258,3 milhões de depreciação e amortização, dos quais R\$ 86,4 milhões referem-se à amortização da mais-valia resultante da incorporação reversa da Aliança; (i.iii) R\$ 159,9 milhões de despesas financeiras, líquidas, impactadas pelos empréstimos captados pela Aliança anteriormente à incorporação; e (i.iv) R\$ 88,2 milhões relativos à despesa de imposto de renda e contribuição social sobre o lucro; e (ii) R\$ 191,4 milhões de resultado negativo oriundo da controlada em conjunto Aliança até agosto de 2019 (anteriormente à incorporação), decorrente substancialmente, da combinação dos seguintes efeitos: (ii.i) resultado financeiro negativo de R\$ 106,0 milhões, motivado, principalmente, pelos encargos da dívida; (ii.ii) amortização da mais-valia originada na aquisição do controle compartilhado da TAG, no montante de R\$ 58,1 milhões; (ii.iii) despesas não recorrentes de R\$ 44,7 milhões referentes a assessorias financeira, jurídica, tributária, societária, regulatória, entre outras, vinculadas ao desenvolvimento do projeto de aquisição da TAG; (ii.iv) efeito positivo nas despesas com IR/CSLL no montante de R\$ 20,4 milhões; e (ii.v) outras despesas gerais e administrativas de R\$ 3,0 milhões.

A TAG é uma controlada em conjunto da EBE, motivo pelo qual não é consolidada nas demonstrações contábeis da Companhia, sendo seus efeitos reconhecidos pelo método de equivalência patrimonial.

O resultado de equivalência patrimonial da TAG é composto pelos seguintes itens:

| DRE – em R\$ milhões  | 4T19         |                           | 12M19          |                           |
|---|--------------|---------------------------|----------------|---------------------------|
|   | 100%         | Participação da Companhia | 100%           | Participação da Companhia |
| <b>Aliança (32,5%)</b>  |              |                           |                |                           |
| Despesas gerais e administrativas   | -            | -                         | (325,4)        | (105,8)                   |
| Amortização mais valia de ativos  | -            | -                         | (178,7)        | (58,1)                    |
| Despesas de desenvolvimento do projeto de aquisição da TAG                    | -            | -                         | (137,5)        | (44,7)                    |
| Outros  | -            | -                         | (9,2)          | (3,0)                     |
| <b>Prejuízo antes do resultado financeiro e impostos</b>                      | -            | -                         | <b>(325,4)</b> | <b>(105,8)</b>            |
| Resultado financeiro  | -            | -                         | (326,3)        | (106,0)                   |
| <b>Prejuízo antes dos impostos</b>  | -            | -                         | <b>(651,7)</b> | <b>(211,8)</b>            |
| Imposto de renda e contribuição social  | -            | -                         | 62,8           | 20,4                      |
| <b>Prejuízo líquido da Aliança referente ao período de 01/01 a 02/09/2019</b> | -            | -                         | <b>(588,9)</b> | <b>(191,4)</b>            |
| <b>Equivalência patrimonial sobre o resultado da Aliança</b>                  | -            | -                         | <b>(191,4)</b> |                           |
| <b>TAG (29,25%)</b>   |              |                           |                |                           |
| Receita operacional líquida   | 1.325,9      | 387,8                     | 2.915,7        | 852,8                     |
| Custos dos serviços prestados   | (547,4)      | (160,1)                   | (1.002,1)      | (293,1)                   |
| <b>Lucro bruto</b>  | <b>778,5</b> | <b>227,7</b>              | <b>1.913,6</b> | <b>559,7</b>              |
| Despesas gerais e administrativas   | (67,7)       | (19,8)                    | (133,7)        | (39,1)                    |
| <b>Lucro antes do resultado financeiro e impostos</b>                         | <b>710,8</b> | <b>207,9</b>              | <b>1.779,9</b> | <b>520,6</b>              |
| Resultado financeiro  | (307,3)      | (89,9)                    | (546,6)        | (159,9)                   |
| <b>Lucro antes dos impostos</b>   | <b>403,5</b> | <b>118,0</b>              | <b>1.233,3</b> | <b>360,7</b>              |
| Imposto de renda e contribuição social  | (106,8)      | (31,2)                    | (301,6)        | (88,2)                    |
| <b>Lucro líquido da TAG referente ao período de 13/06 a 31/12/2019</b>        | <b>296,7</b> | <b>86,8</b>               | <b>931,7</b>   | <b>272,5</b>              |
| <b>Equivalência patrimonial sobre o resultado da TAG</b>                      | <b>86,8</b>  |                           | <b>272,5</b>   |                           |
| <b>Impacto na equivalência patrimonial da EBE referente a 2019</b>            | <b>86,8</b>  |                           | <b>81,1</b>    |                           |



## Ebitda e Margem Ebitda

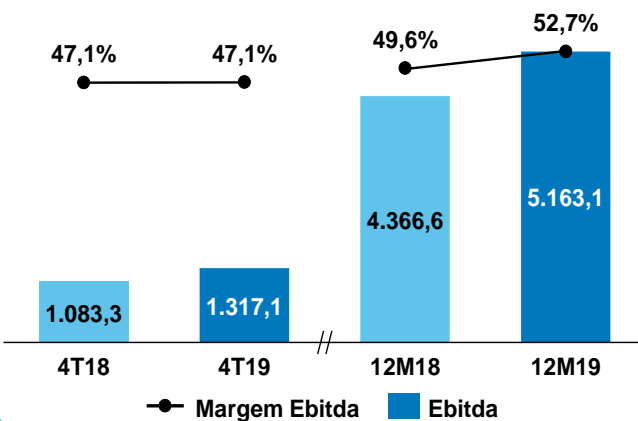
|   | Ebitda por segmento – 4T19 x 4T18 (em R\$ milhões) |            |             |                 |                   |             |
|---|--|------------|-------------|-----------------|-------------------|-------------|
|   | Energia elétrica                                   |            |             |                 |                   | Consolidado |
|   | Geração  | Trading    | Transmissão | Painéis Solares | Transporte de Gás |             |
| 4T19  |  |            |             |                 |                   |             |
| Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro | 980,0  | 0,5        | 8,5         | (1,5)           | 86,8              | 1.074,3     |
| Depreciação e amortização   | 242,5  | -          | -           | 0,3             | -                 | 242,8       |
| Ebitda e Ebitda Ajustado  | 1.222,5  | 0,5        | 8,5         | (1,2)           | 86,8              | 1.317,1     |
| Margem Ebitda Ajustada  | 51,5%  | 0,2%       | 13,8%       | (3,2%)          | -                 | 47,1%       |
| 4T18  |  |            |             |                 |                   |             |
| Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro            | 849,9  | 48,6       | 2,3         | 2,3             | -                 | 903,1       |
| Depreciação e amortização   | 173,5  | -          | -           | 0,2             | -                 | 173,7       |
| Ebitda  | 1.023,4  | 48,6       | 2,3         | 2,5             | -                 | 1.076,8     |
| Impairment  | 6,5  | -          | -           | -               | -                 | 6,5         |
| Ebitda Ajustado   | 1.029,9  | 48,6       | 2,3         | 2,5             | -                 | 1.083,3     |
| Margem Ebitda Ajustada  | 52,9%  | 17,6%      | 4,8%        | 7,6%            | -                 | 47,1%       |
| Variação  |  |            |             |                 |                   |             |
| Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro | 130,1  | (48,1)     | 6,2         | (3,8)           | 86,8              | 171,2       |
| Depreciação e amortização   | 69,0   | -          | -           | 0,1             | -                 | 69,1        |
| Ebitda  | 199,1  | (48,1)     | 6,2         | (3,7)           | 86,8              | 240,3       |
| Impairment  | (6,5)  | -          | -           | -               | -                 | (6,5)       |
| Ebitda Ajustado   | 192,6  | (48,1)     | 6,2         | (3,7)           | 86,8              | 233,8       |
| Margem Ebitda Ajustada  | (1,4 p.p)  | (17,4 p.p) | 9,0 p.p     | (10,8 p.p.)     | -                 | 0,0 p.p     |

Entre o 4T19 e o 4T18, o Ebitda aumentou em R\$ 233,8 milhões (21,6%), passando de R\$ 1.083,3 milhões no 4T18 para R\$ 1.317,1 milhões no 4T19. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) R\$ 135,5 milhões em razão de aumento do volume de venda, desconsiderando as operações de *trading*; (ii) R\$ 86,8 milhões de resultado positivo de participação societária na TAG; (iii) redução de R\$ 67,0 milhões referentes ao menor volume de compras de energia para a gestão do portfólio da Companhia; (iv) acréscimo de R\$ 56,0 milhões no resultado das transações realizadas no mercado de curto prazo no segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (v) acréscimo de R\$ 44,0 milhões de receita de remuneração e variação monetária sobre ativos das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda e do Sistema de Transmissão Gralha Azul; (vi) R\$ 32,7 milhões motivados pelo aumento de preço médio líquido de energia vendida, sem considerar as operações de *trading*; (vii) R\$ 10,8 milhões de acréscimo na recomposição de receita oriunda de sinistros e multas por indisponibilidade; e (viii) redução de R\$ 7,5 milhões dos demais custos e despesas operacionais.

Os referidos impactos positivos foram contrabalanceados pelos seguintes **efeitos negativos**: (i) aumento de R\$ 83,3 milhões nos custos com combustíveis; (ii) R\$ 48,1 milhões oriundos do resultado negativo líquido das operações de *trading* de energia – dos quais R\$ 35,2 milhões são provenientes dos efeitos da marcação a mercado e R\$ 7,0 milhões são originados das transações realizadas neste segmento; (iii) incremento de R\$ 36,2 milhões de custos com materiais e serviços de terceiros; (iv) elevação de R\$ 12,6 milhões nos custos com encargos de uso de rede elétrica e conexão; (v) aumento de R\$ 9,5 milhões nas despesas com vendas, gerais e administrativas; (vi) aumento de R\$ 9,2 milhões referentes aos custos relacionados às vendas de painéis solares; e (vii) incremento de R\$ 7,6 milhões de custos com seguro.

Os efeitos positivos e negativos apresentados estão impactados pela entrada em operação comercial da Usina Termelétrica Pampa Sul e dos Conjuntos Eólicos Campo Largo - Fase I e Umburanas – Fase I, cujo Ebitda foi de R\$ 80,9 milhões e de R\$ 70,2 milhões no 4T19 e no 4T18, respectivamente.

### Ebitda<sup>1</sup> e Margem Ebitda



<sup>1</sup> Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + *impairment*.

A margem Ebitda consolidada se manteve estável em 47,1% nos trimestres em comparação. Destaca-se que a margem Ebitda foi parcialmente reduzida pelos efeitos das operações de *trading* de energia, do reconhecimento da receita e dos custos relativos à construção da linha de transmissão e das operações realizadas pela controlada EGSD, adquirida em agosto de 2018, os quais apresentam margens inferiores às auferidas pelas demais operações realizadas pela Companhia.

Considerando-se apenas os resultados auferidos pelo segmento de geração e venda de energia do portfólio, desconsiderando o resultado auferido pelas entradas em operação comercial mencionadas e os R\$ 10,8 milhões de acréscimo na recomposição de receita oriunda de sinistros e multas por indisponibilidade, o Ebitda seria de R\$ 1.130,4 milhões no 4T19 e de R\$ 959,3 milhões no 4T18 e a margem Ebitda no 4T19 seria de 52,1% e no 4T18, de 51,6%, o que representaria um acréscimo de 0,5 p.p. entre os trimestres em análise.

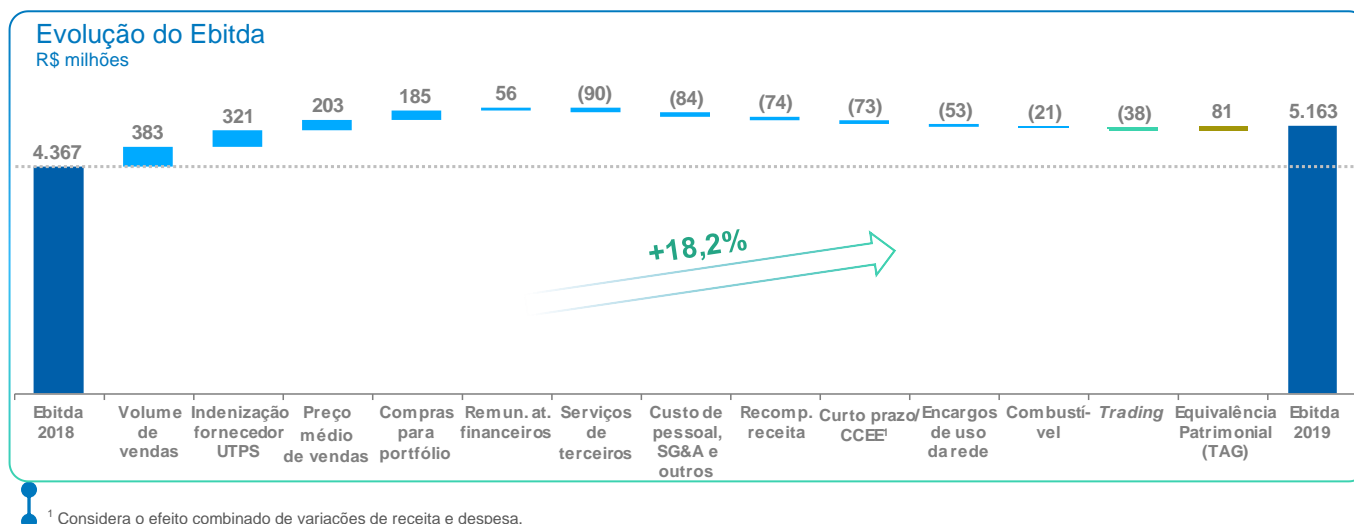
|   | Ebitda por segmento – 12M19 x 12M18 (em R\$ milhões) |                   |                 |                   |                   |                 |
|---|--|-------------------|-----------------|-------------------|-------------------|-----------------|
|   | Energia elétrica                                     |                   |                 | Painéis Solares   | Transporte de Gás | Consolidado     |
|   | Geração  | Trading           | Transmissão     |                   |                   |                 |
| <b>2019</b>   |  |                   |                 |                   |                   |                 |
| Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro | 4.205,9  | (5,3)             | 18,4            | (5,2)             | 81,1              | 4.294,9         |
| Depreciação e amortização   | 862,5  | -                 | -               | 0,8               | -                 | 863,3           |
| <b>Ebitda</b>   | <b>5.068,4</b>                                       | <b>(5,3)</b>      | <b>18,4</b>     | <b>(4,4)</b>      | <b>81,1</b>       | <b>5.158,2</b>  |
| Impairment  | 4,9  | -                 | -               | -                 | -                 | 4,9             |
| <b>Ebitda Ajustado</b>  | <b>5.073,3</b>                                       | <b>(5,3)</b>      | <b>18,4</b>     | <b>(4,4)</b>      | <b>81,1</b>       | <b>5.163,1</b>  |
| <b>Margem Ebitda Ajustada</b>   | <b>60,2%</b>   | <b>(0,5%)</b>     | <b>10,8%</b>    | <b>(4,5%)</b>     | -                 | <b>52,7%</b>    |
| <b>2018</b>   |  |                   |                 |                   |                   |                 |
| Lucro antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro            | 3.631,5  | 32,6              | 2,3             | 0,7               | -                 | 3.667,1         |
| Depreciação e amortização   | 660,0  | -                 | -               | 0,2               | -                 | 660,2           |
| <b>Ebitda</b>   | <b>4.291,5</b>                                       | <b>32,6</b>       | <b>2,3</b>      | <b>0,9</b>        | -                 | <b>4.327,3</b>  |
| Impairment  | 39,3   | -                 | -               | -                 | -                 | 39,3            |
| <b>Ebitda Ajustado</b>  | <b>4.330,8</b>                                       | <b>32,6</b>       | <b>2,3</b>      | <b>0,9</b>        | -                 | <b>4.366,6</b>  |
| <b>Margem Ebitda Ajustada</b>   | <b>53,5%</b>   | <b>5,3%</b>       | <b>4,8%</b>     | <b>2,4%</b>       | -                 | <b>49,6%</b>    |
| <b>Variação</b>   |  |                   |                 |                   |                   |                 |
| Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro e tributos sobre o lucro | 574,4  | (37,9)            | 16,1            | (5,9)             | 81,1              | 627,8           |
| Depreciação e amortização   | 202,5  | -                 | -               | 0,6               | -                 | 203,1           |
| <b>Ebitda</b>   | <b>776,9</b>   | <b>(37,9)</b>     | <b>16,1</b>     | <b>(5,3)</b>      | <b>81,1</b>       | <b>830,9</b>    |
| Impairment  | (34,4)   | -                 | -               | -                 | -                 | (34,4)          |
| <b>Ebitda Ajustado</b>  | <b>742,5</b>   | <b>(37,9)</b>     | <b>16,1</b>     | <b>(5,3)</b>      | <b>81,1</b>       | <b>796,5</b>    |
| <b>Margem Ebitda Ajustada</b>   | <b>6,7 p.p.</b>                                      | <b>(5,8 p.p.)</b> | <b>6,0 p.p.</b> | <b>(6,9 p.p.)</b> | -                 | <b>3,1 p.p.</b> |

Na comparação anual entre 2019 e 2018, o Ebitda aumentou em R\$ 796,5 milhões (18,2%), passando de R\$ 4.366,6 milhões em 2018 para R\$ 5.163,1 milhões em 2019. A variação foi consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) R\$ 383,3 milhões em razão de aumento do volume de venda, desconsiderando as operações de *trading*; (ii) R\$ 321,0 milhões referentes ao reconhecimento, no 3T19, de outras receitas operacionais oriundas de recebimento de indenização em razão do descumprimento de condições contratuais pelo fornecedor responsável pela construção da Usina Termelétrica Pampa Sul, principalmente o atraso na conclusão da obra, que motivou a frustração de resultado da Companhia; (iii) R\$ 202,8 milhões motivados pelo aumento de preço médio líquido de energia vendida, sem considerar as operações de *trading*; (iv) R\$ 184,8 milhões referentes ao menor volume de compras de energia para a gestão do portfólio da Companhia; (v) R\$ 81,1 milhões de resultado positivo de participação societária na TAG/Aliança; e (vi) acréscimo de R\$ 55,7 milhões de receita de remuneração e variação monetária sobre ativos das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda e do Sistema de Transmissão Gralha Azul.

Os referidos impactos positivos foram contrabalanceados pelos seguintes **efeitos negativos**: (i) incremento de R\$ 90,5 milhões de custos com materiais e serviços de terceiros; (ii) redução de R\$ 73,9 milhões de receitas não recorrentes relativas à indenização por interrupção de negócios, motivada por sinistro e cobrança de multa contratual de fornecedor; (iii) decréscimo de R\$ 72,8 milhões no resultado positivo das transações realizadas no mercado de curto prazo no segmento de geração e venda de energia do portfólio da Companhia; (iv) elevação de R\$ 52,6 milhões nos custos com encargos de uso de rede elétrica e conexão; (v) crescimento de R\$ 43,1 milhões de custos com pessoal; (vi) R\$ 37,9 milhões oriundos do aumento do resultado negativo líquido das operações de *trading* de energia – dos quais R\$ 33,9 milhões decorreram dos efeitos da marcação a mercado e R\$ 4,0 milhões são originados das transações realizadas neste segmento; (vii) acréscimo de R\$ 37,2 milhões nas despesas com vendas, gerais e administrativas; (viii) aumento de R\$ 20,9 milhões nos custos com combustíveis; e (ix) acréscimo de R\$ 3,3 milhões dos demais custos e despesas operacionais.

Os efeitos positivos e negativos apresentados estão impactados pela entrada em operação comercial da Usina Termelétrica Pampa Sul e dos Conjuntos Eólicos Campo Largo - Fase I e Umburanas – Fase I, cujo Ebitda total foi de R\$ 719,0 milhões e de R\$ 95,5 milhões nos anos de 2019 e 2018, respectivamente.

A margem Ebitda apresentou acréscimo de 3,1 pontos percentuais, saindo de 49,6% em 2018 para 52,7% em 2019. Considerando-se apenas os resultados auferidos pelo segmento de geração e venda de energia do portfólio, desconsiderando o resultado auferido pelas entradas em operação comercial e as operações não recorrentes mencionadas acima (itens (ii) dos efeitos positivos e (ii) dos efeitos negativos), o Ebitda seria de R\$ 4.343,1 milhões em 2019 e de R\$ 4.150,2 milhões em 2018 e a margem Ebitda de 2019 seria de 56,2% e em 2018, de 52,6%, o que representaria um acréscimo de 3,6 pontos percentuais entre os anos em análise.



Com a finalidade de possibilitar a reconciliação do lucro líquido com o Ebitda, apresentamos a tabela abaixo:

| (Valores em R\$ milhões)                   | 4T19           | 4T18           | Var. %      | 12M19          | 12M18          | Var. %      |
|--|----------------|----------------|-------------|----------------|----------------|-------------|
| Lucro líquido                              | 617,5          | 761,6          | -18,9       | 2.311,1        | 2.315,4        | -0,2        |
| (+) Imposto de renda e contribuição social | 50,0           | -19,8          | -352,5      | 776,8          | 652,4          | 19,1        |
| (+) Resultado financeiro                   | 406,8          | 161,3          | 152,2       | 1.207,0        | 699,3          | 72,6        |
| (+) Depreciação e amortização              | 242,8          | 173,7          | 39,8        | 863,3          | 660,2          | 30,8        |
| <b>Ebitda</b>                              | <b>1.317,1</b> | <b>1.076,8</b> | <b>22,3</b> | <b>5.158,2</b> | <b>4.327,3</b> | <b>19,2</b> |
| (+) Impairment                             | 0,0            | 6,5            | -100,0      | 4,9            | 39,3           | -87,5       |
| <b>Ebitda ajustado</b>                     | <b>1.317,1</b> | <b>1.083,3</b> | <b>21,6</b> | <b>5.163,1</b> | <b>4.366,6</b> | <b>18,2</b> |

O Ebitda inclui o resultado de equivalência patrimonial da controlada em conjunto, TAG, visto que a subsidiária possui expectativa de distribuição de dividendos de forma frequente e recorrente.

## Provisão para Redução ao Valor Recuperável (*Impairment*)

A Companhia complementou o *impairment* do ativo de geração termelétrica William Arjona, cuja operação comercial foi descontinuada por inviabilidade econômico-financeira, nos montantes de R\$ 6,5 milhões no 4T18, R\$ 39,3 milhões em 2018 e de R\$ 4,9 milhões em 2019. No 4T19, a Companhia não identificou necessidade de reconhecimento ou reversão de provisões para redução ao valor recuperável de ativos.

## Resultado Financeiro

**Receitas financeiras:** no 4T19, as receitas financeiras atingiram R\$ 35,2 milhões, R\$ 17,7 milhões ou 33,5% abaixo dos R\$ 52,9 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2018, em razão, substancialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) redução de juros sobre valores a receber de terceiros, no montante de R\$ 13,4 milhões; e (ii) redução de R\$ 4,0 milhões na receita com aplicações financeiras.

No comparativo entre os anos, as receitas financeiras reduziram R\$ 7,6 milhões (4,9%), passando de R\$ 154,7 milhões em 2018 para R\$ 147,1 milhões em 2019. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) redução de R\$ 16,8 milhões nos juros sobre contas a receber, principalmente, sobre valores na CCEE; e (ii) acréscimo de R\$ 10,2 milhões na receita com aplicações financeiras, em razão do maior volume de recursos investidos, parcialmente atenuado pela queda na taxa de juros.

**Despesas financeiras:** as despesas no 4T19 foram de R\$ 442,0 milhões, isto é, R\$ 227,8 milhões ou 106,3% acima das registradas no mesmo trimestre do ano anterior, que foram de R\$ 214,2 milhões. As principais variações observadas foram: (i) aumento de R\$ 123,7 milhões nos juros e de R\$ 16,4 milhões na variação monetária e no ajuste a valor justo sobre dívidas, em razão, principalmente, da emissão de debêntures pela Companhia, em julho de 2018, maio de 2019 e em agosto de 2019; da contratação de empréstimos e financiamentos ao longo de 2018 e 2019 para gestão do fluxo de caixa e realização de investimentos; e da redução de juros capitalizados, em razão da entrada em operação de Pampa Sul, Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I; e (ii) elevações de R\$ 85,0 milhões na correção monetária e de R\$ 7,0 milhões nos juros sobre as concessões a pagar, visto o acréscimo dos índices inflacionários entre os períodos em análise.

Em base anual, as despesas aumentaram de R\$ 854,0 milhões em 2018 para R\$ 1.354,1 milhões em 2019, ou seja, R\$ 500,1 milhões (58,6%), resultado da combinação, principalmente, dos mesmos efeitos comentados no item acima, sendo os principais impactos promovidos pelo: (i) aumento de R\$ 380,1 milhões nos juros e de R\$ 70,6 milhões na variação monetária sobre dívidas, e (ii) elevações de R\$ 30,1 milhões nos juros e R\$ 13,7 milhões na correção monetária sobre as concessões a pagar.

## Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

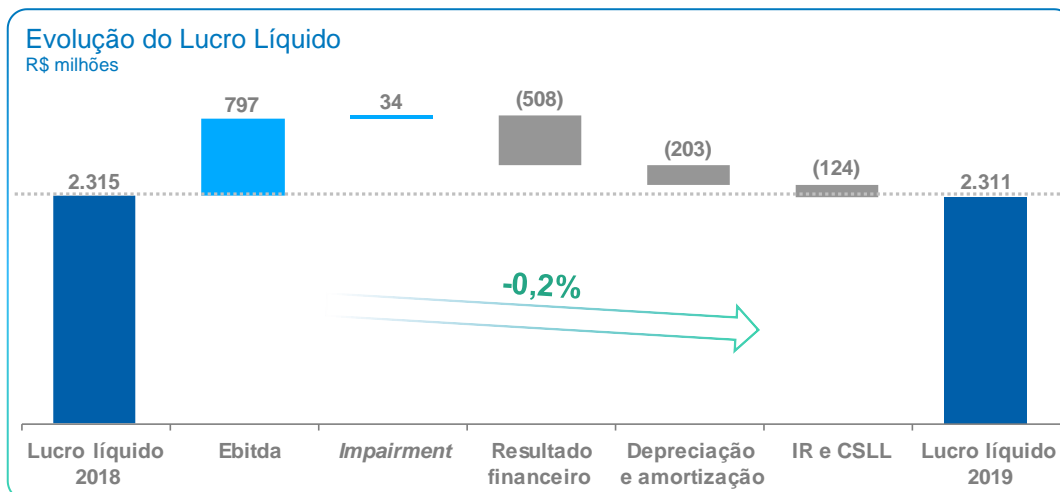
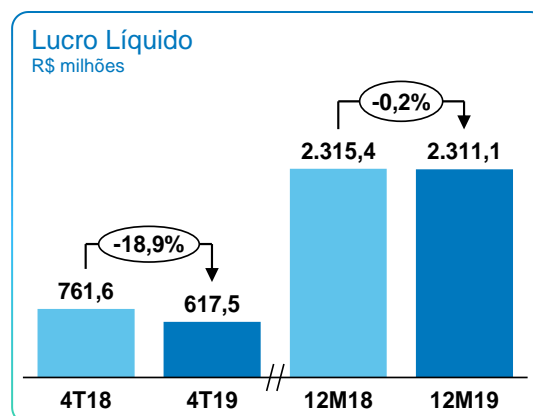
As despesas com IR e CSLL no 4T19 foram de R\$ 50,0 milhões, R\$ 69,8 milhões (352,5%) superiores ao resultado positivo com IR e CSLL registrado no mesmo trimestre de 2018, de R\$ 19,8 milhões, em decorrência principalmente do efeito não recorrente reconhecido no 4T18 causado pela reversão de provisão referente à diferença de tributação entre os regimes tributários, relacionada ao período de janeiro a setembro de 2018, de controladas da Companhia e pelo decréscimo do benefício resultante dos juros sobre o capital próprio creditados aos acionistas no ano de 2019, quando comparado aos valores creditados em 2018, parcialmente atenuado pelo efeito do maior lucro antes dos impostos auferido no 4T18, em comparação ao 4T19.

No acumulado do ano, essas despesas aumentaram R\$ 124,4 milhões (19,1%), passando de R\$ 652,4 milhões em 2018 para R\$ 776,8 milhões em 2019, em decorrência, principalmente, do acréscimo do lucro antes dos tributos e das alterações realizadas em 2018 no regime de tributação de empresas controladas e pelo decréscimo do benefício resultante dos juros sobre o capital próprio creditados aos acionistas no ano de 2019, quando comparado aos valores creditados em 2018. A taxa efetiva de IR e CSLL em 2019 foi de 25,2%, superior em 3,2 pontos percentuais à taxa apurada em 2018, de 22,0%.

## Lucro Líquido

O lucro líquido do 4T19 foi de R\$ 617,5 milhões, R\$ 144,1 milhões ou 18,9% inferior aos R\$ 761,6 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Esse decréscimo é consequência dos seguintes efeitos: (i) aumento de R\$ 245,5 milhões das despesas financeiras líquidas; (ii) aumento de R\$ 233,8 milhões no Ebitda; (iii) acréscimo de R\$ 69,8 milhões do imposto de renda e da contribuição social; (iv) acréscimo de R\$ 69,1 milhões da depreciação e amortização; e (v) reconhecimento no 4T18 do *impairment* de ativos de R\$ 6,5 milhões.

Em bases anuais, o lucro líquido reduziu de R\$ 2.315,4 milhões em 2018 para R\$ 2.311,1 milhões, ou seja, decréscimo de R\$ 4,3 milhões ou 0,2%. Essa redução é consequência dos seguintes impactos: (i) elevação de R\$ 796,5 milhões no Ebitda; (ii) aumento de R\$ 507,7 milhões das despesas financeiras líquidas; (iii) acréscimo de R\$ 203,1 milhões da depreciação e amortização; (iv) acréscimo de R\$ 124,4 milhões do imposto de renda e da contribuição social; e (v) redução do *impairment* de ativos de R\$ 34,4 milhões.

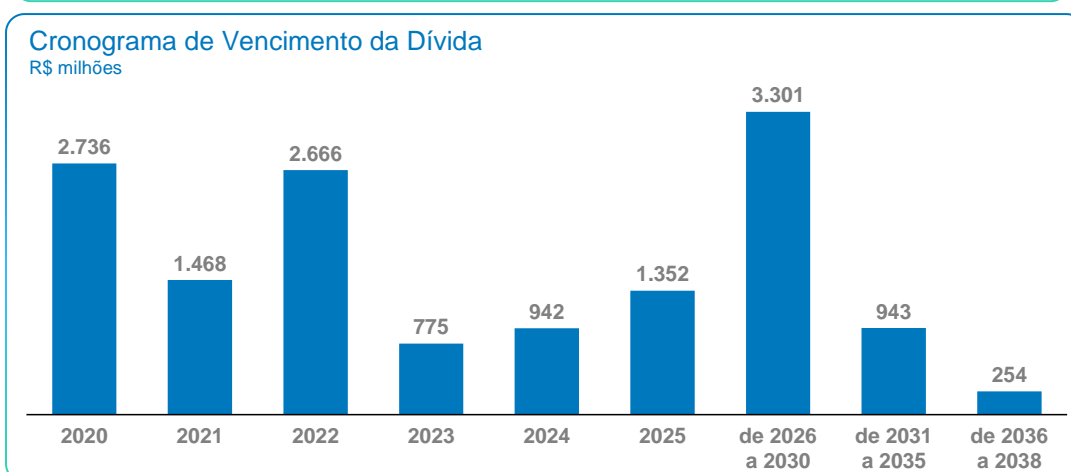
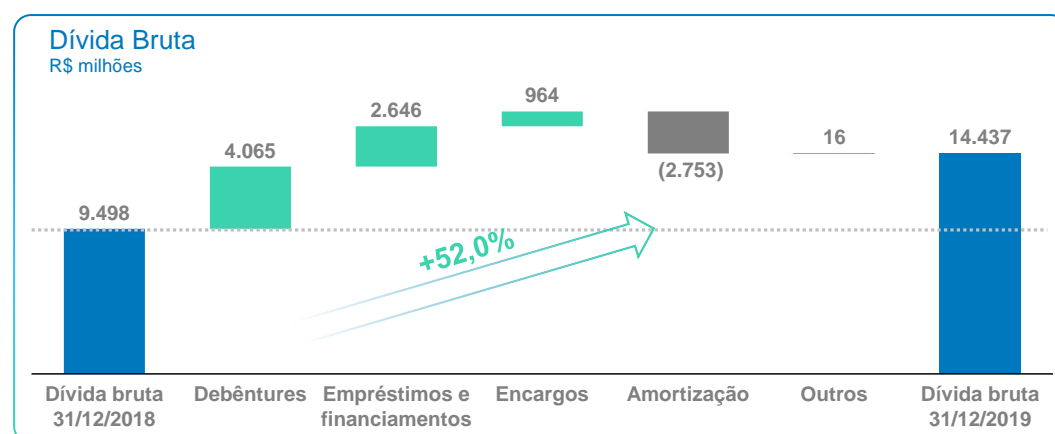




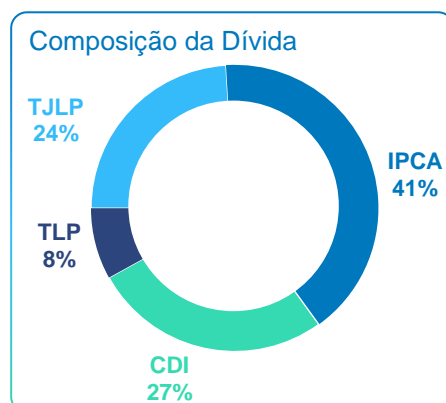
## Endividamento

Em 31 de dezembro de 2019, a **dívida bruta total consolidada**, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos e debêntures, líquida dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R\$ 14.436,7 milhões — aumento de 52,0%** (R\$ 4.938,4 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2018.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores, ocorridos no ano de 2019: (i) emissão de debêntures no valor de R\$ 4.065,0 milhões, com a finalidade de formação de capital de giro para financiar a implementação do plano de negócios da Companhia e projetos como Assú V, Umburanas – Fase I, Jaguará e Miranda; (ii) saques no Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), no valor total de R\$ 1.519,3 milhões, destinados à construção dos Conjuntos Eólicos Umburanas – Fase I e Campo Largo – Fase I e da Usina Termelétrica Pampa Sul, à ampliação da Usina Termelétrica Ferrari e à modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago; (iii) captação de empréstimos no montante de R\$ 1.127,2 milhões junto a instituições financeiras situadas no exterior, totalmente protegidos por operações de *swap*, destinados à proteção dos fluxos de caixa futuros; (iv) geração de R\$ 963,6 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (v) R\$ 2.752,7 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.



O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do ano de 2019 foi **7,6%** (8,6% no fim de 2018).



Em 31 de dezembro de 2019, a **dívida líquida** (dívida total menos resultado de operações com derivativos, depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de **R\$ 10.191,8 milhões**, aumento de **48,6%** em relação ao registrado ao fim de 2018.

## Dívida Líquida

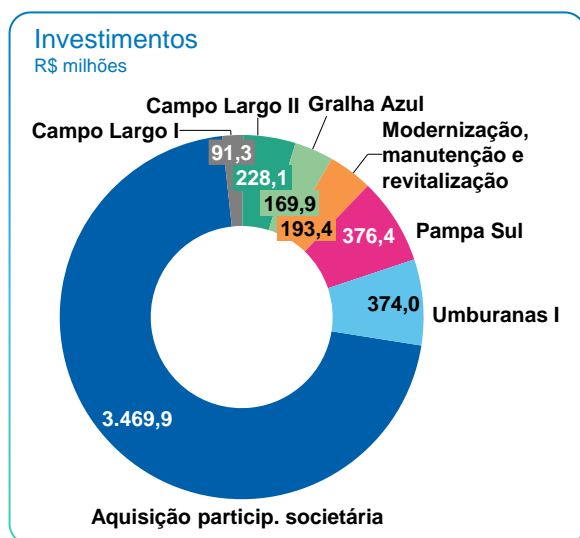
R\$ milhões

|   | 31/12/2019      | 31/12/2018     | Var. %      |
|---|-----------------|----------------|-------------|
| Dívida bruta                              | 14.763,1        | 9.720,2        | 51,9        |
| Resultado de operações com derivativos    | (326,3)         | (222,0)        | 47,0        |
| Depósitos vinculados ao serviço da dívida | (374,7)         | (226,2)        | 65,6        |
| Caixa e equivalentes de caixa             | (3.870,3)       | (2.415,8)      | 60,2        |
| <b>Dívida líquida total</b>               | <b>10.191,8</b> | <b>6.856,3</b> | <b>48,6</b> |

## Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 4T19 foram de **R\$ 254,8 milhões**, dos quais (i) R\$ 177,5 milhões aplicados na construção dos novos projetos: (i.i) R\$ 64,9 milhões concentrados no Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II; (i.ii) R\$ 61,4 milhões na Linha de Transmissão Gralha Azul; (i.iii) R\$ 50,6 milhões concentrados na construção da Usina Termelétrica Pampa Sul; e (i.iv) R\$ 0,6 milhão em outros investimentos; (ii) R\$ 54,6 milhões destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iii) R\$ 22,7 milhões designados para as modernizações das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório.

Em 2019, a Companhia investiu **R\$ 4.903,0 milhões**, dos quais (i) R\$ 3.469,9 milhões foram destinados à aquisição de participação societária na Aliança, empresa adquirente de 90% da participação societária na TAG; (ii) R\$ 1.239,7 milhões aplicados na construção de novos projetos, sendo: R\$ 376,4 milhões na Usina Termelétrica Pampa Sul; R\$ 374,0 milhões no Conjunto Eólico Umburanas – Fase I; R\$ 228,1 milhões no Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II; R\$ 169,9 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul; e R\$ 91,3 milhões no Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I; (iii) R\$ 138,9 milhões destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R\$ 54,5 milhões designados para as modernizações das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório.



Conclusão da modernização da UHE Salto Osório

## Dividendos Complementares Propostos

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 18 de fevereiro de 2020, a proposta de **dividendos complementares** sobre o lucro líquido do exercício de 2019, no montante de **R\$ 949,7 milhões (R\$ 1,1640046498 por ação)**, que deverá ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária, a quem caberá definir as condições de pagamento.

O total de proventos relativos a 2019 atingirá **R\$ 2.197,1 milhões (R\$ 2,6928163913 por ação)**, equivalente a **100%** do lucro líquido distribuível ajustado.

## COMPROMISSO COM O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

### Gestão Sustentável

Todas as usinas sob responsabilidade da Companhia seguem a Política ENGIE Brasil Energia de Gestão Sustentável, que abrange as dimensões Qualidade, Gestão de Energia, Meio Ambiente, Mudanças do Clima, Saúde e Segurança no Trabalho, Responsabilidade Social e Engajamento de Partes Interessadas. Em 31 de dezembro de 2019, das 60 usinas instaladas em 13 estados das cinco regiões do país, 12 são certificadas de acordo com as normas de gestão NBR ISO 9001 (da Qualidade), NBR ISO 14001 (do Meio Ambiente) e NBR OHSAS 18001 (da Saúde e Segurança no Trabalho), com potência somada que corresponde a 77,9% da capacidade total operada pela Companhia. Para a Responsabilidade Social, a Companhia busca seguir as orientações do guia NBR ISO 26000 (que não permite certificações); e o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, cujas três usinas estão entre as 12 certificadas, é também certificado segundo a norma NBR ISO 50001, de Eficiência Energética.

Além da já mencionada Política de Gestão Sustentável, outros compromissos com o desenvolvimento sustentável estão disponíveis em seu *website*, abordando temas como Direitos Humanos e Ética. Os Relatórios de Sustentabilidade são publicados anualmente de acordo com as recomendações da *Global Reporting Initiative* (GRI) e o *framework* do *International Integrated Reporting Council* (IIRC).

### Comitê de Sustentabilidade

Criado em 2007, o Comitê de Sustentabilidade da Companhia atualmente é formado por 12 membros, de diferentes áreas, especialmente as que se relacionam mais proximamente com *stakeholders*, como acionistas, clientes, fornecedores, empregados, mídia e comunidades. A coordenação é da Diretoria Administrativa, e um dos membros é o representante dos empregados no Conselho de Administração. Entre outros, o Comitê tem como objetivos:

- » Contribuir para manter o equilíbrio dos interesses dos diferentes públicos em relação à Companhia;
- » Desenvolver programas de sensibilização e conscientização para conceitos e práticas de sustentabilidade para públicos internos e externos;
- » Contribuir para o emprego das melhores práticas de governança corporativa; e
- » Propor, obter aprovação da Diretoria Executiva e atuar articuladamente com as unidades organizacionais para atingir as metas anuais de sustentabilidade empresarial ("Metas ENGIE Brasil Energia de Sustentabilidade"), que são baseadas em quatro Programas — Desenvolvimento Cultural, Melhoria Ambiental, Inclusão Social e Educação para a Sustentabilidade — com iniciativas associadas a indicadores e pesos para avaliação ao fim de cada ano.

### Destaques do Trimestre e do Ano

- » Com o intuito de aprimorar os mecanismos de denúncias éticas, foi criado um canal externo de reporte/denúncia, que complementa os canais internos atualmente existentes. O acesso se dá pelo site <https://www.canalintegro.com.br/engiebrasil> ou telefone 0800 580 2586 (ligação gratuita).
- » No dia 9 de dezembro, dia internacional de combate à corrupção, o Comitê de Ética da Companhia, acompanhado do Diretor-Presidente Eduardo Sattamini, promoveu um encontro com os colaboradores da sede, transmitido em tempo real a todos os colaboradores da Companhia, para reiterar o Programa da Ética & Conformidade do Grupo e enfatizar o papel de cada um na construção de um ambiente íntegro para todos.
- » A Companhia celebra mais um ano sem acidentes fatais, seja considerando colaboradores próprios ou prestadores de serviços, resultado de esforços constantes de conscientização, prevenção e tratamento de situações de quase-acidentes.
- » Em outubro, a Companhia renovou seu compromisso com a Aliança pelos Jovens do Mercosul. A iniciativa busca apoiar a transição dos jovens para a vida profissional, por meio de uma rede de empresas parceiras que criam agendas com iniciativas e programas voltados a esse público. No total, 58 empresas formalizaram o Acordo de Empregabilidade Juvenil do Mercosul, com compromisso de gerar 45 mil oportunidades de desenvolvimento profissional para jovens até 2020.
- » A ENGIE Brasil assinou os Princípios de Empoderamento das Mulheres (WEPs na sigla em inglês), uma iniciativa da ONU Mulheres e Organização Internacional do Trabalho (OIT) em parceria com o financiamento da União Europeia. Com isso, ratificou seu comprometimento para um modelo sustentável de participação do setor privado para o alcance dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) na promoção da igualdade de gênero.



Acordo de Empregabilidade Juvenil do Mercosul

- » Com foco na melhoria da mobilidade urbana, saúde dos colaboradores e diminuição de emissões, foi lançada no início de 2019, uma campanha para colaboradores, incentivando a aquisição e o uso de bicicletas. No período, 303 colaboradores de diferentes partes do Brasil optaram pela aquisição das bicicletas elétricas, fruto da campanha. Ao longo do ano, além das bicicletas, foram promovidos cursos de segurança, dicas de como conduzir, uso de capacetes e coletes de sinalização.
- » Como forma de mitigação de riscos e adaptação às mudanças do clima, iniciou-se um projeto piloto de abertura automática de comportas do vertedouro da Usina Hidrelétrica São Salvador. O sistema tem por objetivo prevenir a sobrelevação do nível do reservatório, acima do valor máximo normal, durante cenários de alta afluência, considerando a impossibilidade de telecontrole, ou mesmo, de acesso das equipes de operação à Usina.

## Indicadores de Sustentabilidade

Desde 2012, a Companhia tem como padrão incluir, em suas apresentações de resultados trimestrais e anuais, os principais indicadores de sustentabilidade mensurados em cada período. A tabela a seguir apresenta os relativos ao 4T19 e 4T18 e aos anos de 2019 e 2018, associando cada indicador aos da GRI padrão *Standards*.

### Indicadores de Sustentabilidade<sup>1</sup>

| Item | Dimensão <sup>2</sup>                | Indicador <sup>3</sup>  | Temas materiais  | Indicador GRI <sup>4</sup> | 4T19    | 4T18    | Varição    | 12M19   | 12M18   | Varição   |
|------|--------------------------------------|---|--|----------------------------|---------|---------|------------|---------|---------|-----------|
| 1    | Qualidade                            | Número de usinas em operação  | - Priorização de fontes renováveis para a geração de energia                 | 102-7, EU1                 | 60      | 41      | 19         | 60      | 41      | 19        |
| 2    |                                      | Capacidade instalada operada (MW)   |  | 102-7, EU1                 | 10.431  | 9.726   | 7,3%       | 10.431  | 9.726   | 7,3%      |
| 3    |                                      | Capacidade instalada própria (MW)   |  | 102-7, EU1                 | 8.711   | 8.005   | 8,8%       | 8.711   | 8.005   | 8,8%      |
| 4    |                                      | Número de usinas certificadas   |  | 102-16, EU6                | 12      | 12      | 0          | 12      | 12      | 0         |
| 5    |                                      | Capacidade instalada certificada (MW)   |  | 102-16, EU6                | 8.127   | 8.127   | 0,0%       | 8.127   | 8.127   | 0,0%      |
| 6    |                                      | Capacidade instalada certificada em relação à total   |  | 102-16, EU6                | 77,9%   | 83,6%   | -5,7 p.p.  | 77,9%   | 83,6%   | -5,7 p.p. |
| 7    |                                      | Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis   |  | 102-7, EU1                 | 9.228   | 8.869   | 4,0%       | 9.228   | 8.869   | 4,0%      |
| 8    |                                      | Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total                                |  | 102-7, EU1                 | 88,5%   | 91,2%   | -2,7 p.p.  | 88,5%   | 91,2%   | -2,7 p.p. |
| 9    |                                      | Geração de energia total (GWh)  | - Gestão de Emissões   | EU2                        | 11.448  | 12.087  | -5,3%      | 44.058  | 39.340  | 12,0%     |
| 10   |                                      | Geração de energia certificada  |  | 102-16, EU6                | 8.558   | 10.536  | -18,8%     | 34.895  | 34.647  | 0,7%      |
| 11   |                                      | Geração certificada em relação à total  |  | 102-16, EU6                | 74,8%   | 87,2%   | -12,4 p.p. | 79,2%   | 88%     | -8,9 p.p. |
| 12   |                                      | Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)   |  | EU2                        | 9.933   | 11.233  | -11,6%     | 39.006  | 35.206  | 10,8%     |
| 13   |                                      | Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total   |  | EU2                        | 86,8%   | 92,9%   | -6,2 p.p.  | 88,5%   | 89,5%   | -1,0 p.p. |
| 14   |                                      | Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas                                   |  | EU30                       | 97,1%   | 97,0%   | 0,2 p.p.   | 97,1%   | 97,2%   | 0,0 p.p.  |
| 15   |                                      | Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas                                  |  | EU30                       | 89,7%   | 92,5%   | -2,8 p.p.  | 89,7%   | 91,6%   | -1,8 p.p. |
| 16   | Meio Ambiente e Mudanças do Clima    | Total de mudas plantadas e doadas   | - Gestão de Emissões   | 304-1, 413-1               | 96.479  | 98.854  | -2,4%      | 404.643 | 414.883 | -2,5%     |
| 17   |                                      | Número de visitantes às usinas  | - Impulso à prosperidade das comunidades locais                              | 413-1                      | 22.639  | 28.862  | -21,6%     | 90.673  | 106.865 | -15,2%    |
| 18   |                                      | Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)   | - Biodiversidade   | D305-1, D305-2, D305-3     | 1,054   | 0,961   | 9,7%       | 1,013   | 0,945   | 7,2%      |
| 19   |                                      | Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)                                       |  | D305-1, D305-2, D305-3     | 0,139   | 0,068   | 104,9%     | 0,116   | 0,099   | 17,0%     |
| 20   | Saúde e Segurança                    | Taxa de Frequência (TF) empregados próprios <sup>5</sup>  | - Segurança das equipes e das comunidades                                    | 403-2                      | 0,000   | 0,000   | -          | 0,000   | 0,000   | -         |
| 21   |                                      | Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios <sup>6</sup>   | - Fomento a boas práticas socioambientais entre fornecedores e clientes      | 403-2                      | 0,000   | 0,000   | -          | 0,000   | 0,000   | -         |
| 22   |                                      | Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços longo prazo <sup>5</sup>          |  | 403-2                      | 1,700   | 2,690   | ↓          | 1,720   | 1,390   | ↑         |
| 23   |                                      | Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviço curto prazo + obras em construção <sup>5</sup>           |  | 403-2                      | 0,000   | 0,550   | ↓          | 0,630   | 1,640   | ↓         |
| 24   | Responsabilidade Social <sup>7</sup> | Investimentos não incentivados  | - Geração de resultado econômico e compartilhamento de valor com a sociedade | 201-1, 413-1               | 1.498,0 | 1.280,7 | 17,0%      | 4.179,0 | 3.497,0 | 19,5%     |
| 25   |                                      | Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA   |  | 201-1, 413-1               | 507,1   | 623,2   | -18,6%     | 2.609,0 | 1.837,0 | 42,0%     |
| 26   |                                      | Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet   |  | 201-1, 413-1               | 2.144,9 | 1.310,5 | 63,7%      | 9.375,0 | 8.798,0 | 6,6%      |
| 27   |                                      | Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte  |  | 201-1, 413-1               | 1.400,0 | 950,0   | 47,4%      | 2.490,0 | 1.610,0 | 54,7%     |
| 28   |                                      | Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON                             | - Impulso à prosperidade das comunidades locais                              | 201-1, 413-1               | 2.775,0 | 1.597,0 | 73,8%      | 2.535,0 | 1.597,0 | 58,7%     |
| 29   |                                      | Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD |  | 201-1, 413-1               | 2.444,2 | 1.607,4 | 52,1%      | 2.546,0 | 1.607,4 | 58,4%     |
| 30   |                                      | Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso   |  | 201-1, 413-1               | 2.035,5 | 738,4   | 175,7%     | 2.286,0 | 1.430,9 | 59,8%     |

#### Notas:

<sup>1</sup> Informações adicionais sobre a sustentabilidade na Companhia estão no Relatório de Sustentabilidade (<https://www.engie.com.br/investidores/informacoes-financeiras>).

<sup>2</sup> Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.

<sup>3</sup> Números em 31/12/2019.

<sup>4</sup> GRI: *Global Reporting Initiative*, versão *Standards* e complemento setorial G4.

<sup>5</sup> TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco.

<sup>6</sup> TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco.

<sup>7</sup> Valores em milhares de reais.



## GOVERNANÇA CORPORATIVA

A Companhia procura regularmente aprimorar seus mecanismos de gestão, com otimização de procedimentos de controle, *compliance* e transparência. É componente do Novo Mercado, segmento de listagem das empresas com mais alto nível de governança corporativa da B3. Tal segmento passou por revisão em 2017, para aumento das exigências gerais do regulamento do segmento, e a Companhia tem, desde então, empreendido esforços para implementação das mudanças com maior brevidade possível. Um grupo de trabalho multidisciplinar foi composto para endereçar o tema e, como primeiros resultados obtidos, houve a aprovação, na Assembleia Geral de Acionistas, ocorrida em abril desse ano, do novo Estatuto Social, cuja principal implicação foi o estabelecimento do Comitê de Auditoria, com a participação de, no mínimo, um Conselheiro Independente. Em outra frente relacionada, foi aprimorada a gestão dos procedimentos de *compliance* corporativo e houve implementação de três políticas que visam dar maior transparência às atividades e procedimentos da alta gestão: Política de Indicação, de Remuneração e de Avaliação.

Adicionalmente, a Companhia é integrante do Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE). O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia é composto por nove membros titulares, sendo um representante dos empregados e dois conselheiros independentes. Nenhum dos membros do Conselho ocupa cargo executivo na Companhia e, consequentemente, o posto de Presidente do Conselho não é ocupado pelo Diretor-Presidente. Com exceção do membro escolhido pelos empregados, todos são eleitos por acionistas, em Assembleia Geral de Acionistas.

Um Código de Ética pauta a conduta da Companhia: documento público, disponível em seu *website*. A Companhia também dispõe de Comitê de Ética, responsável pela constante atualização do Código e pela avaliação de questões éticas. **Em 2013, a ENGIE Brasil Energia ratificou sua adesão ao Pacto Empresarial pela Integridade contra a Corrupção:** iniciativa do Instituto Ethos, em desdobramento ao Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU), do qual a ENGIE Brasil Energia é signatária desde seu lançamento.

**A política de dividendos da ENGIE Brasil Energia estabelece um dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei 6.404/76 e, além disso, determina intenção de pagar em cada ano calendário dividendos e/ou juros sobre o capital próprio em valor não inferior a 55% do lucro líquido ajustado em distribuições semestrais.**

Em relação ao modelo de transferência de ativos e demais transações com partes relacionadas, a Companhia e sua controladora entenderam ser necessário elevar os padrões de governança corporativa por elas adotados. Entre as iniciativas aplicadas, destaca-se a criação, por meio da adaptação do Estatuto Social da Companhia, de um **Comitê Independente para Transações com Partes Relacionadas**, de caráter não permanente e que, quando convocado, será composto, em sua maioria, por membros independentes do Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia. O referido Comitê, atuou no processo de aquisição da participação na Transportadora Associada de Gás - TAG.

## MERCADO DE CAPITAIS

Desde sua adesão ao Novo Mercado da B3, a ENGIE Brasil Energia passou a integrar o Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada (IGC) e o Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado (ITAG), que reúnem as companhias que oferecem ao acionista minoritário proteção maior em caso de alienação do controle. Suas ações integram o Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE), que reúne empresas com reconhecido comprometimento com a responsabilidade corporativa, além do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEE), que é um índice setorial constituído pelas empresas abertas mais significativas do setor elétrico. As ações da Companhia também fazem parte do principal índice de ações da B3 – o Índice Bovespa e do Euronext-Vigeo EM 70 — índice integrado pelas empresas com mais alto desempenho em responsabilidade corporativa dos países em desenvolvimento. A Vigeo é a agência líder em *ratings* de responsabilidade social corporativa e analisa cerca de 330 indicadores.

As ações da ENGIE Brasil Energia são negociadas na B3 sob o **código EGIE3**. No mercado de balcão americano *Over-The-Counter* (OTC), os *American Depositary Receipts* (ADR) Nível I da Companhia são negociados com o **código EGIEY**, sendo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

Em dezembro de 2018, a 32ª Assembleia Geral Extraordinária da Companhia aprovou o aumento de capital com emissão de 163.185.548 novas ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal, distribuídas aos seus acionistas, a título de bonificação, na proporção de 1 nova ação para cada 4 ações ordinárias de sua titularidade. O benefício da bonificação foi estendido aos ADR, na mesma proporção das ações bonificadas.

## Desempenho das Ações – EGIE3

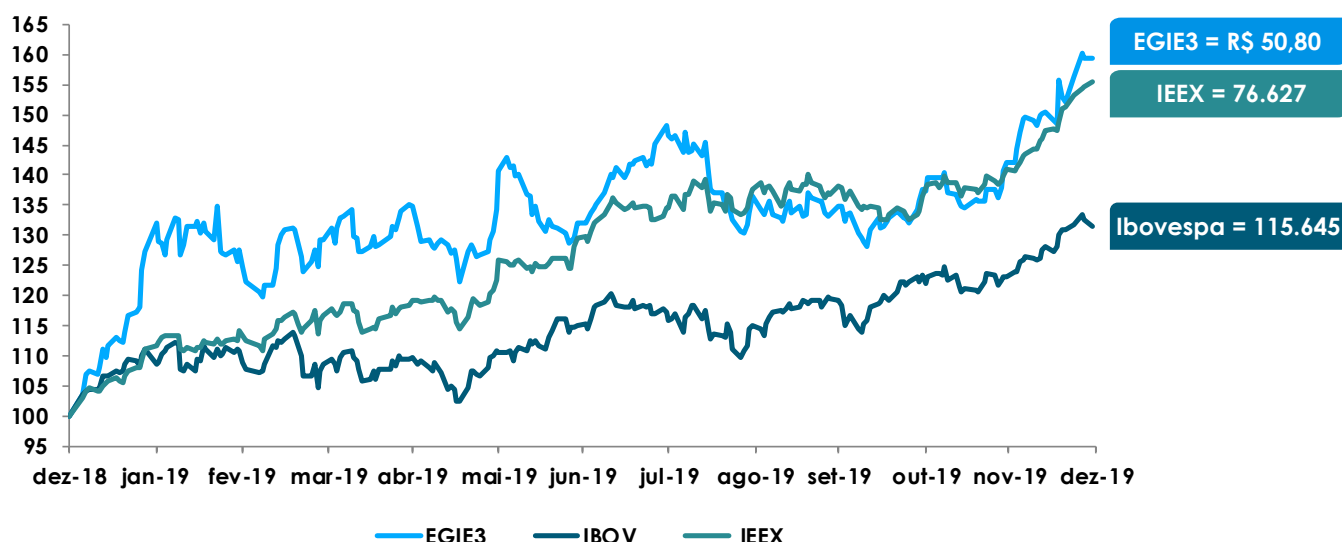
O desempenho da bolsa de valores brasileira foi marcado pela melhora das perspectivas econômicas domésticas com a aprovação da reforma da previdência, a taxa de juros básica em seu menor patamar histórico e a aceleração na geração de vagas de trabalho no último trimestre do ano. Além disso, foi fortalecido pelos sinais de um acordo para acabar com a guerra comercial entre China e Estados Unidos, reflexo sentido nas principais bolsas do mundo.

**As ações da ENGIE Brasil Energia registraram valorização de 18,3% no quarto trimestre de 2019**, acima do desempenho do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX), que valorizou 12,5%, e do Ibovespa, que cresceu 10,4% e chegou ao recorde histórico de 116 mil pontos, no fim do mesmo período. No acumulado do ano de 2019, a valorização das ações da Companhia foi de 53,9%, ligeiramente abaixo do desempenho do IEEX, que cresceu 55,5%, e muito acima da valorização de 31,6%, registrada pelo Ibovespa.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R\$ 59,0 milhões no 4T19, 18,0% acima do registrado no 4T18, quando atingiu R\$ 49,9 milhões. No acumulado do ano de 2019, o volume médio de negociação alcançou R\$ 60,0 milhões, acréscimo de 56,1% em relação ao ano de 2018, quando atingiu R\$ 38,5 milhões.

As ações da EBE encerraram o último pregão de dezembro de 2019 cotadas a R\$ 50,80/ação, o que confere à Companhia valor de mercado de R\$ 41,4 bilhões.

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX  
(Base 100 – 31/12/2018)



## Próximo Evento

A ENGIE Brasil Energia realizará o seguinte evento para discussão dos resultados:

### Teleconferência com *Webcast* (Em português — tradução simultânea para inglês)

**Data:** 19 de fevereiro de 2020

**Horário:** 14:00h (horário de Brasília)

**Telefones para conexão:**

Participantes no Brasil: (11) 3127-4971 / (11) 3728-5971

Senha para os participantes: ENGIE

### *Webcast*

Os *links* de acesso estarão disponíveis no *website* da Companhia ([www.engie.com.br](http://www.engie.com.br)), na seção Investidores.

*Replay* disponível de 19 a 25 de fevereiro de 2020. Acesso pelo telefone: (11) 3127-4999, código: 39693562 (português) e 48361188 (inglês).

## Reunião Apimec

**São Paulo**

**Data:** 19 de fevereiro de 2020

**Horário:** 8:45h (horário de Brasília)

**Local:** Blue Tree Premium Faria Lima – Av. Brigadeiro Faria Lima, 3989 – Vila Olímpia

## Importante

Este material inclui informações e opiniões acerca de eventos futuros sujeitas a riscos e incertezas, as quais se baseiam nas atuais expectativas, projeções e tendências sobre os negócios da Companhia. Inúmeros fatores podem afetar as estimativas e suposições nas quais estas opiniões se baseiam, razões por que as estimativas e declarações futuras constantes deste material podem não vir a se concretizar. Considerando estas limitações, os acionistas e investidores não devem tomar quaisquer decisões com base nas estimativas, projeções e declarações futuras contidas neste material.

**ANEXO I**  
**ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.**  
**BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO — ATIVO**

| (Valores em R\$ mil)                                 | 31/12/2019        | 31/12/2018        |
|--|-------------------|-------------------|
| <b>Ativo Circulante</b>                              | <b>6.745.671</b>  | <b>4.556.677</b>  |
| Caixa e equivalentes de caixa                        | 3.870.261         | 2.415.792         |
| Contas a receber de clientes                         | 1.451.227         | 1.181.379         |
| Crédito de imposto de renda e contribuição social    | 166.833           | 98.978            |
| Indenização de seguro a receber                      | 10.719            | 74.780            |
| Estoques   | 220.964           | 125.681           |
| Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>   | 115.131           | 3.135             |
| Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i> | 288.771           | 116.202           |
| Depósitos vinculados                                 | 4.856             | 8.956             |
| Repactuação de risco hidrológico a apropriar         | 15.089            | 15.089            |
| Ativo financeiro de concessão                        | 296.232           | 277.502           |
| Ativo não circulante mantido para venda              | 4.829             | 13.728            |
| Outros ativos circulantes                            | 300.759           | 225.455           |
| <b>Ativo Não Circulante</b>                          | <b>23.389.907</b> | <b>19.178.868</b> |
| <b>Realizável a Longo Prazo</b>                      | <b>3.814.007</b>  | <b>3.230.556</b>  |
| Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>   | 311.577           | 256.464           |
| Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i> | 42.695            | 44.429            |
| Depósitos vinculados                                 | 381.064           | 232.450           |
| Depósitos judiciais                                  | 102.878           | 97.721            |
| Repactuação de risco hidrológico a apropriar         | 115.686           | 130.776           |
| Ativo financeiro de concessão                        | 2.411.942         | 2.317.608         |
| Ativo de contrato                                    | 217.611           | 47.698            |
| Direito de uso de ativos                             | 161.866           | -                 |
| Outros ativos não circulantes                        | 68.688            | 103.410           |
| <b>Investimentos</b>                                 | <b>2.948.920</b>  | <b>-</b>          |
| <b>Imobilizado</b>                                   | <b>15.330.211</b> | <b>14.635.467</b> |
| <b>Intangível</b>                                    | <b>1.296.769</b>  | <b>1.312.845</b>  |
| <b>Total</b>   | <b>30.135.578</b> | <b>23.735.545</b> |



**ANEXO II**  
**ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.**  
**BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO — PASSIVO**

| (Valores em R\$ mil)                                 | 31/12/2019        | 31/12/2018        |
|--|-------------------|-------------------|
| <b>Passivo Circulante</b>                            | <b>5.979.644</b>  | <b>4.170.261</b>  |
| Fornecedores   | 765.020           | 588.471           |
| Dividendos e juros sobre o capital próprio           | 1.197.924         | 2.137.039         |
| Empréstimos e financiamentos                         | 1.637.691         | 454.513           |
| Debêntures   | 1.204.469         | 210.369           |
| Arrendamentos a pagar                                | 19.824            | -                 |
| Imposto de renda e contribuição social a pagar       | 176.395           | 102.033           |
| Outras obrigações fiscais e regulatórias             | 104.855           | 104.410           |
| Obrigações trabalhistas                              | 106.005           | 99.572            |
| Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i> | 258.305           | 98.047            |
| Concessões a pagar                                   | 145.136           | 84.931            |
| Provisões  | 8.579             | 8.883             |
| Obrigações com benefícios de aposentadoria           | 42.909            | 35.369            |
| Outros passivos circulantes                          | 312.532           | 246.624           |
| <b>Passivo Não Circulante</b>                        | <b>17.157.114</b> | <b>13.244.707</b> |
| Empréstimos e financiamentos                         | 7.181.363         | 5.854.915         |
| Debêntures   | 4.739.535         | 3.200.437         |
| Arrendamentos a pagar                                | 114.483           | -                 |
| Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i> | 20.644            | 19.395            |
| Concessões a pagar                                   | 3.091.354         | 2.765.538         |
| Provisões  | 288.301           | 88.977            |
| Obrigações com benefícios de aposentadoria           | 364.253           | 283.765           |
| Imposto de renda e contribuição social diferidos     | 941.468           | 768.814           |
| Outros passivos não circulantes                      | 415.713           | 262.866           |
| <b>Patrimônio Líquido</b>                            | <b>6.998.820</b>  | <b>6.320.577</b>  |
| Capital social                                       | 4.902.648         | 4.902.648         |
| Reservas de lucros                                   | 2.123.245         | 1.106.277         |
| Ajustes de avaliação patrimonial                     | (30.739)          | 307.261           |
| Participação de acionista não controlador            | 3.666             | 4.391             |
| <b>Total</b>   | <b>30.135.578</b> | <b>23.735.545</b> |

**ANEXO III**  
**ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.**  
**DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS**

| (Valores em R\$ mil)   | 4T19               | 4T18               | Var. %       | 12M19              | 12M18              | Var. %          |
|--|--------------------|--------------------|--------------|--------------------|--------------------|-----------------|
| <b>Receita Operacional Líquida</b>   | <b>2.795.124</b>   | <b>2.302.321</b>   | <b>21,4</b>  | <b>9.804.478</b>   | <b>8.794.792</b>   | <b>11,5</b>     |
| <b>Custos Operacionais</b>   | <b>(1.728.820)</b> | <b>(1.326.090)</b> | <b>30,4</b>  | <b>(5.652.963)</b> | <b>(4.875.986)</b> | <b>15,9</b>     |
| Compras de energia   | (728.822)          | (701.839)          | 3,8          | (2.666.211)        | (2.324.901)        | 14,7            |
| Transações no mercado de energia de curto prazo                                  | (225.660)          | (68.157)           | 231,1        | (427.677)          | (574.092)          | -25,5           |
| Encargos de uso da rede elétrica e conexão                                       | (133.164)          | (120.544)          | 10,5         | (513.740)          | (461.132)          | 11,4            |
| Combustíveis para geração  | (84.195)           | (944)              | 8.819,0      | (172.962)          | (152.091)          | 13,7            |
| Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos ( <i>royalties</i> ) | (32.492)           | (35.096)           | -7,4         | (131.606)          | (123.197)          | 6,8             |
| Pessoal  | (68.135)           | (65.937)           | 3,3          | (264.782)          | (221.748)          | 19,4            |
| Materiais e serviços de terceiros  | (99.700)           | (63.450)           | 57,1         | (293.654)          | (203.167)          | 44,5            |
| Depreciação e amortização  | (236.090)          | (171.004)          | 38,1         | (844.390)          | (649.627)          | 30,0            |
| Seguros  | (21.376)           | (13.746)           | 55,5         | (65.610)           | (39.536)           | 66,0            |
| Custo da implementação de infraestrutura de transmissão                          | (52.936)           | (45.363)           | 16,7         | (151.334)          | (45.363)           | 233,6           |
| Custo da venda de painéis solares fotovoltaicos                                  | (29.546)           | (20.301)           | 45,5         | (70.800)           | (22.766)           | 211,0           |
| Outros   | (16.704)           | (19.709)           | -15,2        | (50.197)           | (58.366)           | -14,0           |
| <b>Lucro Bruto</b>   | <b>1.066.304</b>   | <b>976.231</b>     | <b>9,2</b>   | <b>4.151.515</b>   | <b>3.918.806</b>   | <b>5,9</b>      |
| <b>Receitas (Despesas) Operacionais</b>  | <b>(78.804)</b>    | <b>(73.115)</b>    | <b>7,8</b>   | <b>62.269</b>      | <b>(250.724)</b>   | <b>-124,8</b>   |
| Despesas com vendas, gerais e administrativas                                    | (77.486)           | (63.939)           | 21,2         | (253.236)          | (207.749)          | 21,9            |
| Provisão para redução ao valor recuperável de ativos                             | -                  | (6.500)            | -100,0       | (4.900)            | (39.327)           | -87,5           |
| Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas                                | (1.318)            | (2.676)            | -50,7        | 320.405            | (3.648)            | -8.883,0        |
| <b>Resultado de Participações Societárias</b>                                    | <b>86.794</b>      | <b>-</b>           | <b>100,0</b> | <b>81.114</b>      | <b>(971)</b>       | <b>-8.453,7</b> |
| Equivalência patrimonial   | 86.794             | -                  | 100,0        | 81.114             | (971)              | -8.453,7        |
| <b>Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro</b>              | <b>1.074.294</b>   | <b>903.116</b>     | <b>19,0</b>  | <b>4.294.898</b>   | <b>3.667.111</b>   | <b>17,1</b>     |
| <b>Resultado Financeiro</b>  | <b>(406.828)</b>   | <b>(161.342)</b>   | <b>152,2</b> | <b>(1.206.961)</b> | <b>(699.295)</b>   | <b>72,6</b>     |
| Receitas financeiras   | 35.243             | 52.864             | -33,3        | 147.151            | 154.685            | -4,9            |
| Despesas financeiras   | (442.071)          | (214.206)          | 106,4        | (1.354.112)        | (853.980)          | 58,6            |
| <b>Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro</b>                                    | <b>667.466</b>     | <b>741.774</b>     | <b>-10,0</b> | <b>3.087.937</b>   | <b>2.967.816</b>   | <b>4,0</b>      |
| Imposto de renda   | (32.306)           | 26.081             | -223,9       | (552.386)          | (455.264)          | 21,3            |
| Contribuição social  | (17.626)           | (6.293)            | 180,1        | (224.452)          | (197.145)          | 13,9            |
| <b>Lucro Líquido do Exercício</b>  | <b>617.534</b>     | <b>761.562</b>     | <b>-18,9</b> | <b>2.311.099</b>   | <b>2.315.407</b>   | <b>-0,2</b>     |
| Lucro atribuído aos:   |                    |                    |              |                    |                    |                 |
| Acionistas da ENGIE Brasil Energia   | 617.228            | 761.281            | -18,9        | 2.309.925          | 2.314.361          | -0,2            |
| Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética S.A.                          | 306                | 281                | 8,9          | 1.174              | 1.046              | 12,2            |
| <b>Número de Ações Ordinárias</b>  | <b>815.927.740</b> | <b>815.927.740</b> |              | <b>815.927.740</b> | <b>815.927.740</b> |                 |
| <b>Lucro Líquido por Ação</b>  | <b>0,7565</b>      | <b>0,9330</b>      | <b>-18,9</b> | <b>2,8310</b>      | <b>2,8365</b>      | <b>-0,2</b>     |

# ANEXO IV

## ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

### FLUXO DE CAIXA

| (Valores em R\$ mil)  | 4T19             | 4T18             | 12M19              | 12M18              |
|---|------------------|------------------|--------------------|--------------------|
| <b>Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais</b>   |                  |                  |                    |                    |
| Lucro antes dos tributos sobre o lucro  | 667.466          | 741.774          | 3.087.937          | 2.967.816          |
| <b>Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:</b>                                 |                  |                  |                    |                    |
| Resultado de participações societárias  | (86.794)         | -                | (81.114)           | 971                |
| Depreciação e amortização   | 242.802          | 173.707          | 863.343            | 660.172            |
| Provisão para redução ao valor recuperável de ativos  | -                | 6.500            | 4.900              | 39.327             |
| Variação monetária  | 140.943          | 24.787           | 320.045            | 237.060            |
| Juros   | 288.122          | 141.479          | 970.559            | 532.911            |
| Remuneração dos ativos de concessão   | (115.354)        | (70.276)         | (397.284)          | (341.529)          |
| Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i> , líquidos                               | (8.079)          | (43.189)         | (9.328)            | (43.189)           |
| Outros  | 9.268            | 17.678           | 9.369              | 9.198              |
| <b>Lucro Ajustado</b>   | <b>1.138.374</b> | <b>992.460</b>   | <b>4.768.427</b>   | <b>4.062.737</b>   |
| <b>Aumento (redução) nos ativos</b>   |                  |                  |                    |                    |
| Contas a receber de clientes  | 61.616           | (18.606)         | (247.000)          | (67.831)           |
| Crédito de imposto de renda e contribuição social   | (60.074)         | (81.160)         | (67.056)           | (84.291)           |
| Estoques  | 6.931            | (31.315)         | (92.101)           | (30.708)           |
| Depósitos vinculados e judiciais  | 666              | (1.634)          | 3.318              | 12.156             |
| Repactuação de risco hidrológico a apropriar  | 3.773            | 5.602            | 15.090             | 25.149             |
| Ativo financeiro de concessão   | 70.666           | 19.198           | 269.671            | 246.088            |
| Indenização de seguro a receber   | -                | (1.648)          | 74.780             | (52.718)           |
| Outros ativos   | (24.979)         | 59.750           | (233.725)          | (12.391)           |
| <b>Aumento (redução) nos passivos</b>   |                  |                  |                    |                    |
| Fornecedores  | 8.680            | 19.693           | 65.601             | (124.518)          |
| Outras obrigações fiscais e regulatórias  | (27.309)         | (20.645)         | (3.561)            | 3.659              |
| Obrigações trabalhistas   | 3.527            | 4.075            | 6.433              | 2.974              |
| Obrigações com benefícios de aposentadoria  | (7.674)          | (6.610)          | (29.432)           | (26.703)           |
| Combustível a pagar à CDE   | (9.594)          | 180.959          | (36.192)           | 180.959            |
| Outros passivos   | 162.044          | (128.803)        | 195.353            | 29.055             |
| <b>Caixa Gerado pelas Operações</b>   | <b>1.326.647</b> | <b>991.316</b>   | <b>4.689.606</b>   | <b>4.163.617</b>   |
| Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de <i>hedge</i>                                     | (203.414)        | (196.628)        | (579.734)          | (485.755)          |
| Pagamento de imposto de renda e contribuição social   | (164.615)        | (151.349)        | (488.606)          | (531.156)          |
| <b>Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais</b>                                     | <b>958.618</b>   | <b>643.339</b>   | <b>3.621.266</b>   | <b>3.146.706</b>   |
| <b>Atividades de Investimento</b>   | <b>160.789</b>   | <b>(925.100)</b> | <b>(4.229.792)</b> | <b>(3.212.655)</b> |
| Dividendos recebidos de controladas   | 351.000          | -                | 351.000            | -                  |
| Aumento de capital em controladas em conjunto   | -                | -                | (2.789.257)        | -                  |
| Aquisição de investimento   | -                | (1.597)          | (680.612)          | (18.958)           |
| Aplicação no imobilizado e intangível   | (173.234)        | (981.149)        | (1.165.832)        | (3.305.514)        |
| Indenização por descumprimentos contratuais por atraso na conclusão de obra                   | -                | -                | 71.886             | -                  |
| Valor justo dos direitos dos projetos adquiridos  | (16.977)         | -                | (16.977)           | -                  |
| Recebimento pela alienação de investimentos   | -                | 57.646           | -                  | 111.817            |
| <b>Atividades de Financiamento</b>  | <b>1.031.428</b> | <b>254.987</b>   | <b>2.062.995</b>   | <b>551.671</b>     |
| Captação de empréstimos e financiamentos  | 1.274.418        | 615.584          | 2.664.545          | 2.397.050          |
| Emissão de debêntures   | -                | -                | 4.064.987          | 2.486.240          |
| Pag. de empréstimos, financiamentos, debêntures e notas promissórias, líquido do <i>hedge</i> | (207.430)        | (399.909)        | (2.172.993)        | (2.290.194)        |
| Pagamento de parcelas de concessões a pagar   | (24.724)         | (18.237)         | (79.755)           | (70.885)           |
| Depósitos vinculados ao serviço da dívida   | (6.833)          | (22)             | (132.399)          | -                  |
| Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio                                       | (177)            | -                | (2.260.825)        | (1.989.966)        |
| Pagamento de arrendamentos  | (4.466)          | -                | (16.743)           | -                  |
| Outros  | 640              | 57.571           | (3.822)            | 19.426             |
| <b>Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa</b>                                     | <b>2.150.835</b> | <b>(26.774)</b>  | <b>1.454.469</b>   | <b>485.722</b>     |
| <b>Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa</b>   |                  |                  |                    |                    |
| Saldo inicial   | 1.719.426        | 2.442.566        | 2.415.792          | 1.930.070          |
| Saldo final   | 3.870.261        | 2.415.792        | 3.870.261          | 2.415.792          |
| <b>Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa</b>                                     | <b>2.150.835</b> | <b>(26.774)</b>  | <b>1.454.469</b>   | <b>485.722</b>     |
| <b>Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa</b>                          |                  |                  |                    |                    |
| Juros sobre o capital próprio creditados  | 354.000          | 397.000          | 354.000            | 397.000            |
| Adoção inicial - IFRS 16/CPC 06 (R2)  | 48.261           | -                | 139.475            | -                  |
| Mensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria                                     | 87.233           | 6.119            | 87.233             | 6.119              |
| Crédito de imposto de renda e contribuição social   | (42.646)         | (61.093)         | (24.682)           | (48.024)           |
| Transferência de imobilizado para outros ativos não circulantes                               | -                | -                | (2.926)            | -                  |
| Fornecedores de imobilizado e intangível  | 59.555           | (24.039)         | 88.677             | 48.831             |
| Aumento de capital com reservas de lucro e lucro  | -                | 2.073.592        | -                  | 2.073.592          |
| Juros e variação monetária capitalizados  | 3.915            | 82.215           | 151.931            | 294.297            |
| Ativos/Passivos não circulante mantido para venda   | -                | -                | -                  | (48.038)           |

## Acquisition of new transmission project, expansion of installed capacity and debut in the natural gas segment underscores the strategy of consolidation of EBE as one of the leaders in energy infrastructure.

**Ebitda reaches R\$ 5,163.1 million in 2019 – 18.2% greater than 2018, with a net income of R\$ 2,311.1 million, practically stable in relation to the preceding year.**

**Payout equivalent to 100% is maintained, with a proposed distribution of complementary dividends of R\$ 1.1640 per share.**

## Highlights

- » ENGIE Brasil Energia (EBE) reported net operating revenue for 2019 of R\$ 9,804.5 million, 11.5% (R\$ 1,009.7 million) more than posted in 2018.
- » Ebitda<sup>1</sup> reached R\$ 5,163.1 million in 2019, an increase of 18.2% (R\$ 796.5 million) compared to 2018. Ebitda margin was 52.7% in 2019, a 3.1 p.p. improvement in relation to 2018.
- » Net income was R\$ 2,311.1 million (R\$ 2.8310/share) for the full year 2019, 0.2% (R\$ 4.3 million) lower than reported in 2018.
- » The average price of energy sales agreements, net of revenue taxes and trading operations was R\$ 189.5/MWh in 2019, 4.5% higher than in 2018.
- » The volume of energy sold in 2019, excluding trading operations, was 37,925 GWh (4,329 average MW), volume 4.1% higher than commercialized in 2018.
- » On December 23, the Company announced the acquisition of a concession for the construction, operation and maintenance of approximately 1,800 kilometers of transmission lines in the states of Pará and Tocantins, at an investment of up to R\$ 410.0 million.
- » EBE received R\$ 351.0 million in dividends, substantially arising from retained profits from the jointly held Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG, in 4Q19.
- » For the 15th consecutive year, ENGIE Brasil Energia was included as a component of the Corporate Sustainability Stock Index (ISE). The Company is one of the seven companies comprising the ISE since the latter's inception in 2005.

## Subsequent Events

- » The Board of Directors approved the proposal for distributing complementary dividends of R\$ 949.7 million (R\$ 1.1640/share), to be ratified by the Annual General Meeting. Total earnings to be distributed for fiscal 2019 will amount to R\$ 2,197.1 million (R\$ 2.6928/share), equivalent to 100% of the adjusted distributable net income.
- » EBE and Banco Itaú renewed their partnership to the benefit of the environment and sustainable development. The bank is to offset 35,354 tons of CO<sub>2</sub> related to emissions of greenhouse gas emissions reported in 2018, via the acquisition of carbon credits from the Lages Cogeneration Unit (UCLA).

Florianópolis, Brazil, February 18, 2020. ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia", "EBE" or "Company") – B3: EGIE3, ADR: EGIEY - announces earnings for the Fourth Quarter and twelve-month period ending December 31, 2019 (4Q19, 12M19). The information in this release is shown on a consolidated basis and in accordance with Brazilian accounting principles and practices. The values are expressed in Brazilian Reais (R\$), except where otherwise indicated.



## For Immediate Release

Additional Information:

**Eduardo Sattamini**

Chief Executive and Investor

Relations Officer

[eduardo.sattamini@engie.com](mailto:eduardo.sattamini@engie.com)

**Rafael Bósio**

IR Manager

[rafael.bosio@engie.com](mailto:rafael.bosio@engie.com)

Tel.: +55 48 3221-7225

[ri.BREnergia@engie.com](mailto:ri.BREnergia@engie.com)



## Conference call and webcast:

On 2/19/2020 at 12:00 a.m. (EDT): in Portuguese (simultaneous translation into English).

Further details on Upcoming Events section, available on page 36.

## Visit our Website

[www.engie.com.br/investidores](http://www.engie.com.br/investidores)

## Summary of Financial and Operational Indicators

### ENGIE Brasil Energia - Consolidated

| (In millions of R\$)                             | 4Q19     | 4Q18    | Chg.      | 12M19    | 12M18   | Chg.      |
|--|----------|---------|-----------|----------|---------|-----------|
| Net Operating Revenue (NOR)                      | 2,795.1  | 2,302.3 | 21.4%     | 9,804.5  | 8,794.8 | 11.5%     |
| Results from Operations (EBIT)                   | 1,074.3  | 903.1   | 19.0%     | 4,294.9  | 3,667.1 | 17.1%     |
| Ebitda <sup>(1)</sup>                            | 1,317.1  | 1,083.3 | 21.6%     | 5,163.1  | 4,366.6 | 18.2%     |
| Ebitda / NOR - (%) <sup>(1)</sup>                | 47.1     | 47.1    | 0.0 p.p.  | 52.7     | 49.6    | 3.1 p.p.  |
| Net Income                                       | 617.5    | 761.6   | -18.9%    | 2,311.1  | 2,315.4 | -0.2%     |
| Return On Equity (ROE) <sup>(2)</sup>            | 33.0     | 36.6    | -3.6 p.p. | 33.0     | 36.6    | -3.6 p.p. |
| Return On Invested Capital (ROIC) <sup>(3)</sup> | 21.0     | 23.1    | -2.1 p.p. | 20.8     | 23.0    | -2.2 p.p. |
| Net Debt <sup>(4)</sup>                          | 10,191.8 | 6,856.3 | 48.6%     | 10,191.8 | 6,856.3 | 48.6%     |
| Gross Power Production (avg MW) <sup>(5)</sup>   | 5,185    | 5,474   | -5.3%     | 5,030    | 4,491   | 12.0%     |
| Energy Sold (avg MW) <sup>(6)</sup>              | 4,546    | 4,266   | 6.6%      | 4,329    | 4,157   | 4.1%      |
| Average Net Sales Price (R\$/MWh) <sup>(7)</sup> | 190.53   | 185.17  | 2.9%      | 189.45   | 181.23  | 4.5%      |
| Number of Employees - Total                      | 1,429    | 1,370   | 4.3%      | 1,429    | 1,370   | 4.3%      |
| EBE Employees                                    | 1,405    | 1,322   | 6.3%      | 1,405    | 1,322   | 6.3%      |
| Employees on Under Construction Plants           | 24       | 48      | -50.0%    | 24       | 48      | -50.0%    |

<sup>1</sup> Ebitda: net income + income tax and social contribution + financial result + depreciation and amortization + impairment.

<sup>2</sup> ROE: net equity for the past 4 quarters / shareholders' equity.

<sup>3</sup> ROIC: effective tax rate x EBIT / invested capital (invested capital: debt - cash and cash equivalents - deposits earmarked for debt servicing + SE).

<sup>4</sup> Adjusted amount, net of gains from hedge operations.

<sup>5</sup> Total gross electricity output from the plants operated by ENGIE Brasil Energia.

<sup>6</sup> Disregarding sales for quota regime (Jaguara and Miranda HPPs).

<sup>7</sup> Net of taxes and trading operations.





## MESSAGE FROM THE MANAGEMENT

ENGIE Brasil Energia continues steadfast in the delivery of consistent results in the present while at the same time, advancing in the collective construction of a society which combines development and the common good. We are committed to driving this transformation, conscious that contingent on the creation of the future is a change in the way we produce and consume energy. The Company's achievements in 2019 are confirmation of the positive impact of this commitment.

The year was characterized by a more favorable environment for business development in Brazil. We acquired Transportadora Associada de Gás S.A.

- TAG, in partnership with a subsidiary of ENGIE S.A. and Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ). The investment of the partners, of the order of R\$ 35 billion, was the largest in more than the 20 years of ENGIE's activities in Brazil and consolidates our position as a platform of investments in energy infrastructure aligned to the proposal for diversifying our activities beyond wind and solar sources. At the end of the year, there was another important acquisition: the Novo Estado Energia, the concessionaire for the construction, operation and maintenance of 1.8 thousand kilometers of power transmission lines in the states of Pará and Tocantins.

As for the unveiling of new plants, the highlight was the entry into operations of the Umburanas - Phase I Wind Complex - Phase I, which in addition to the Campo Largo Wind Complex – Phase I, in commercial operations since December 2018, constitutes ENGIE's largest wind farm cluster in Brazil, representing a total investment of R\$ 3.5 billion and 686.7 MW of total installed capacity. Also worthy of mention is the start of work on the Gralha Azul Transmission System in the state of Paraná, with about a thousand kilometers extension, as well as early construction work on Phase II of the Campo Largo Wind Complex, its energy output fully absorbed through the intermediary of more than 60 agreements already signed with free market clients.

And to further increase our proximity to clients, in 2019, we ramped up our Go To Market project dedicated to improving the relationship and strategies for operations with this stakeholder group. Additionally, we underlined the understanding that by acquiring energy from ENGIE Brasil Energia, our clients are included in a value chain which has socio-environmental responsibility as its key differential. Examples of this are the partnerships concluded with L'Oréal Brasil and Grupo Claro for the supply of renewable energy.

All the changes we seek to capitalize on in society cannot be achieved without the integral care of the people in our team. In 2019, we increased even further our vigilance of the health and occupational safety of our employees and as a result we have had one more year without fatal accidents. On another front, we have promoted diversity strongly, notably in the form of gender equality, signing up to the United Nations Organization's (ONU) "Women's Empowerment Principles" (WEPs) initiative.

Maintaining alert to the interests of each stakeholder has also served as guidance in the decarbonization process which includes the divestment of the Jorge Lacerda Thermoelectric Complex in the state of Santa Catarina and the Pampa Sul Thermoelectric Power Plant in the state of Rio Grande do Sul. While decarbonization presents complex challenges, the energy transition is taking place at an accelerated pace and requires that sector regulations be swiftly modernized. While regulatory questions did not advance up the legislative agenda in 2019, we are confident that given their relevance, they will be made a priority in 2020.

As in the case of past years, the success of our new businesses has been accompanied by consistent deliveries. We reported net income of R\$ 2,311.1 million, practically unchanged from 2018, largely by virtue of the impact of interest and monetary restatement of the debt taken on to render our recent expansion a viable proposition - although the effect of this debt tends to lessen over subsequent fiscal years. Represented by Ebitda, cash generation was very positive: R\$ 5,163.1 million – a year-on-year increase of 18.2% in relation to 2018 – a reflection of the assets acquired or going into operation in the period, to the positive performance of existing plants, the indemnity payment received for non-compliance with contractual conditions during work on Pampa Sul, as well as efficient management of the portfolio and costs, which characterize the financial discipline responsible for the Company's solid performance.

At ENGIE Brasil Energia, sustainability continues a priority in all its facets. The expansion and consolidation of our position as a provider of energy infrastructure lies ahead on the horizon. Looking at the more distant future, we are alert to the maturities of some of our concessions in 2028 as well as the concessions of other operators – which could present opportunities in the market as was the case with the Jaguará and Miranda Hydroelectric Power Plants in the Southeast, acquired in 2017.

We believe in Brazil and work daily to build prosperity – with the aim of "ensure prosperous and fulfilling lives in harmony with nature", as UNO's proposed Agenda 2030 for Sustainable Development suggests. People's relationship with energy is an essential component in the transformation needed for the future of society. A transformation which we are leading with consistency and courage.

”

“All the changes we seek to capitalize on in society cannot be achieved without the integral care of the people in our team.”



**Eduardo Antonio Gori Sattamini**  
Chief Executive and Investor Relations Officer



**Marcelo Cardoso Malta**  
Financial Officer

## BREAKDOWN OF ASSETS

### Energy Generation Assets

ENGIE Brasil Energia is part of the largest independent power producer group in the country and, at the end of the 4Q19 had 8,710.5 MW of installed capacity and operates a generating complex with 10,431.2 MW, comprised of 60 plants (11 hydro, four thermal and 45 complementary energy source plants — biomass, SHP, wind powered and solar), 56 of which are wholly-owned by the Company and four (the Itá, Machadinho and Estreito Hydro Power Plants and the biomass-fired Ibitiúva Bioenergética co-generation plant) jointly-owned through consortia with other companies.

### ENGIE Brasil Energia's Generating Complex – in December 31, 2019

| Power Plants                       | Source    | Location                     | Installed Capacity (MW) |                    | Concession/<br>Authorization<br>original term<br>expiration date | Assured energy<br>(aMW)<br>Company's<br>Share |
|------------------------------------|-----------|------------------------------|-------------------------|--------------------|--|---|
|                                    |           |                              | Total                   | Company's<br>Share |  |   |
| Itá                                | Hydro     | Uruguai River (SC and RS)    | 1,450.0                 | 1,126.9            | Oct/30   | 564.7   |
| Salto Santiago                     | Hydro     | Iguaçu River (PR)            | 1,420.0                 | 1,420.0            | Sep/28   | 733.3   |
| Machadinho                         | Hydro     | Uruguai River (SC and RS)    | 1,140.0                 | 403.9              | Jul/32   | 165.3   |
| Estreito                           | Hydro     | Tocantins River (TO/MA)      | 1,087.0                 | 435.6              | Nov/37   | 256.9   |
| Salto Osório                       | Hydro     | Iguaçu River (PR)            | 1,078.0                 | 1,078.0            | Sep/28   | 502.6   |
| Cana Brava                         | Hydro     | Tocantins River (GO)         | 450.0                   | 450.0              | Aug/33   | 260.8   |
| Jaguara                            | Hydro     | Grande River (MG)            | 424.0                   | 424.0              | Dec/47   | 341.0   |
| Miranda                            | Hydro     | Araguari River (MG)          | 408.0                   | 408.0              | Dec/47   | 198.2   |
| São Salvador                       | Hydro     | Tocantins River (TO)         | 243.2                   | 243.2              | Apr/37   | 148.2   |
| Passo Fundo                        | Hydro     | Passo Fundo River (RS)       | 226.0                   | 226.0              | Sep/28   | 113.1   |
| Ponte de Pedra                     | Hydro     | Correntes River (MT)         | 176.1                   | 176.1              | Sep/34   | 133.6   |
| <b>Total - Hydro</b>               |           |                              | <b>8,102.3</b>          | <b>6,391.7</b>     |  | <b>3,417.7</b>                                |
| Jorge Lacerda Complex <sup>1</sup> | Thermal   | Capivari de Baixo (SC)       | 857.0                   | 857.0              | Sep/28   | 649.9   |
| Pampa Sul                          | Thermal   | Candiota (RS)                | 345.0                   | 345.0              | Mar/50   | 323.5   |
| <b>Total - Thermal</b>             |           |                              | <b>1,202.0</b>          | <b>1,202.0</b>     |  | <b>973.4</b>                                  |
| Umburanas Complex <sup>2</sup>     | Wind Farm | Umburanas (BA)               | 360.0                   | 360.0              | Aug/49   | 213.3   |
| Campo Largo Complex <sup>3</sup>   | Wind Farm | Umburanas (BA)               | 326.7                   | 326.7              | Jul/50   | 169.6   |
| Trairi Complex <sup>4</sup>        | Wind Farm | Trairi (CE)                  | 212.6                   | 212.6              | Sep/41   | 100.8   |
| Ferrari                            | Biomass   | Pirassununga (SP)            | 80.5                    | 80.5               | Jun/42   | 35.6  |
| Ibitiúva Bioenergética             | Biomass   | Pitangueiras (SP)            | 33.0                    | 22.9               | Apr/30   | 12.0  |
| Assú V                             | Solar     | Assú (RN)                    | 30.0                    | 30.0               | Jun/51   | 9.2   |
| Lages                              | Biomass   | Lages (SC)                   | 28.0                    | 28.0               | Oct/32   | 16.5  |
| Rondonópolis                       | SHP       | Ribeirão Ponte de Pedra (MT) | 26.6                    | 26.6               | Dec/32   | 14.0  |
| José Gelazio da Rocha              | SHP       | Ribeirão Ponte de Pedra (MT) | 24.4                    | 24.4               | Dec/32   | 11.9  |
| Nova Aurora                        | Solar     | Tubarão (SC)                 | 3.0                     | 3.0                | not applicable <sup>5</sup>                                      | 0.0   |
| Tubarão                            | Wind Farm | Tubarão (SC)                 | 2.1                     | 2.1                | not applicable <sup>5</sup>                                      | 0.0   |
| <b>Total - Complementary</b>       |           |                              | <b>1,126.9</b>          | <b>1,116.8</b>     |  | <b>582.9</b>                                  |
| <b>Total</b>                       |           |                              | <b>10,431.2</b>         | <b>8,710.5</b>     |  | <b>4,974.0</b>                                |

<sup>1</sup> Complex comprised of three power plants.

<sup>2</sup> Complex comprised of 18 power plants.

<sup>3</sup> Complex comprised of 11 power plants.

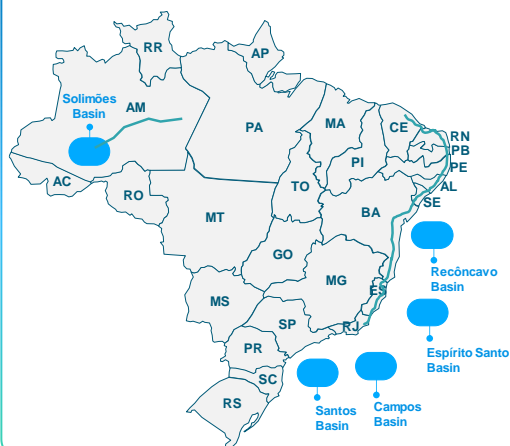
<sup>4</sup> Complex comprised of 8 power plants.

<sup>5</sup> For generating plants with installed capacity lower than or equal to 5 MW the legal instrument applicable is the record.

## Gas Transportation Assets

Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG (TAG) is the largest natural gas transportation operation in Brazil, with an infrastructure of 4,500 km of high pressure gas pipelines extending along the country's southeastern and northeastern seaboard as well as a further section of line between Urucu and Manaus, in the state of Amazonas, crossing 10 Brazilian states and 181 municipalities.

### TAG Gas Pipelines Location

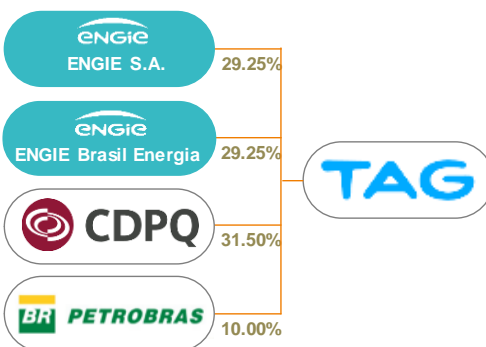


The gas pipeline network has several interconnection points, among them, 10 gas distributors, 13 active gas entry points (including two Liquefied Natural Gas (LNG) terminals) and a further 90 gas exit points as well as 11 compressor stations for supplying refineries, fertilizer plants and thermoelectric power plants.

EBE's presence into the natural gas segment in Brazil is in line with the Group's global strategy of being a leader in the energy transition. This requires large scale and sophisticated infrastructure such as TAG's gas pipelines, contributing to the diversification and decarbonization of the Brazilian energy mix.

**TAG is significantly contracted (~99%)** for an average term of approximately 10 years through current agreements with Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras).

### Corporate Structure



## Contracts Breakdown

| Gas Pipelines       | Size (km)      | Contract Maturity | Authorization Term Expiration Date | Volumes Contracted (MM m³/day) | % Projected of Net Operating Revenue* |
|---------------------|----------------|-------------------|------------------------------------|--------------------------------|---------------------------------------|
| Gasene              | 1,401          | Nov-33            | Mar-39                             | 30.3                           | 36.9%                                 |
| Malha NE            | 2,002          | Dec-25            | Mar-39                             | 21.6                           | 24.0%                                 |
| Pilar-Ipojuca       | 189            | Nov-31            | Nov-41                             | 15.0                           | 6.6%                                  |
| Urucu-Coari-Manaus  | 802            | Nov-30            | Nov-40                             | 6.3                            | 32.5%                                 |
| Lagoa Parda-Vitória | 81             | Under negotiation | Mar-39                             | 0.7                            | 0.0%                                  |
| <b>Total</b>        | <b>4,475.0</b> |                   |                                    | <b>73.9</b>                    | <b>100.0%</b>                         |

\* Differences in the representativity of revenues between contracts may occur.

## Distributed Solar Generation



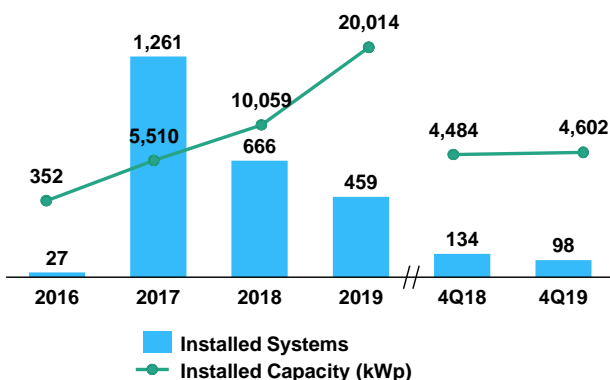
**ENGIE Geração Solar Distribuída.** The Company has operated in the distributed generation market since 2016 through ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD), the acquisition of the total capital stock of which being concluded in August 2018. The increased investment in the distributed solar energy segment is one of the ways the Company reaffirms its commitment to operations in the segment and contributes to a more dynamic energy matrix, one closer to the end consumer.

The Solar Industry Program, an initiative of the Industries' Federation of the states of Santa Catarina, Mato Grosso and Rio Grande do Sul in conjunction with the Unicred Solar and Credifoz Solar programs – both of the latter with regional cooperatives, reached 3,000 enrollments in the residential class and more than 1,000 in the commercial category. These programs were concluded and new ones are under study.



System installed by EGSD.

Number of systems and installed capacity



The B2B (business-to-business) segment strengthens the Company's relationship with leading corporations responsible for projects with higher installed capacities and representing 91.4% of total commercialized capacity in 2019 (40.6 MWp). Total sales are distributed throughout the country, 44.7% in the Southeast, 24.4% in the Northeast, 17.3% in the South, 7.0% in the Central-Western region and 6.6% in the North.

In 4Q19, 98 systems were deployed with an installed capacity of 4,602 kWp. In 2019, 459 systems with a total capacity of 20,014 kWp were installed, an increase of 99.0% compared with the 10,059 kWp registered in 2018, equivalent to 666 installed systems. Since the outset of its operations, ENGIE Geração Solar Distribuída has installed 2,413 systems with an installed capacity of 35,935 kWp across 17 states of the country.

## Expansion

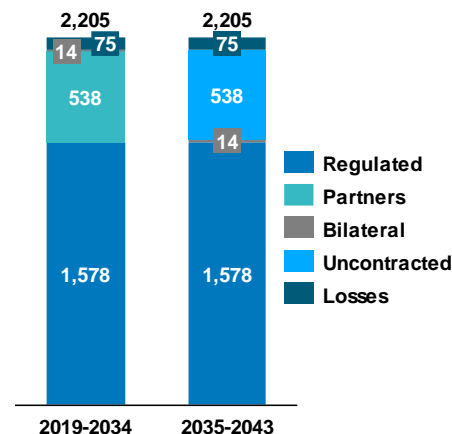


**Jirau.** Energia Sustentável do Brasil (ESBR), is responsible for the maintenance, operation and sale of energy generated by the Jirau Hydroelectric Power Plant, located in the Madeira River, in the city of Porto Velho, state of Rondônia.

Since November 2016, Jirau HPP has 50 generating units in operation, representing a total installed capacity of 3,750 MW. The plant was unveiled on December 16, 2016.

ESBR PPA's Portfolio

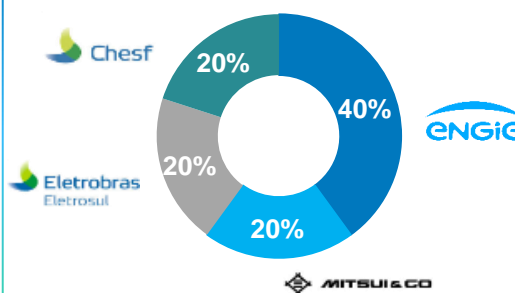
Average MW



In May 2017, ENGIE Brasil Participações (EBP) announced the engagement of Banco Itaú BBA S.A. to provide financial advisory services for an economic-financial study for the preparation of a proposal for the eventual transfer to ENGIE Brasil Energia (EBE) of EBP's stakes of 40% in ESBR Participações S.A. (ESBRpar) – holder of 100% of the capital stock of ESBR – and the 100% participation in Geramamóre Participações e Comercializadora de Energia Ltda. The transfer assessment has put on hold, awaiting more favorable conditions for the discussions to resume.

In 4Q19, the plant generated 1,205.7 average MW, 25.5% below than the 1,617.7 average MW for 4Q18, while the National Electrical System Operator Uptime Ratio (FID) was 99.8% (data subject to final Electric Energy Trade Board (CCEE) booking). The accumulated recorded generation for the year was 1,926.4 average MW, 0.9% more than the 1,909.5 average MW for 2018, with FID (Uptime Factor) of 99.7%.

ESBR – Corporate Structure







**Gralha Azul Transmission System.** On December 15, 2017, the Company made a successful bid for Lot 1 of Aneel Transmission Auction 02 for a stretch of about 1,000 kilometers in the state of Paraná (PR), marking EBE's debut into the energy transmission sector in Brazil. The project also includes the installation of five new substations and expansion of another five existing ones. The concession term for the public utility transmission service, including the licensing, the construction, assembly and the operation and maintenance of the transmission line installations will be 30 years as from signature date of the concession agreement.

The stipulated cut-off date for startup in operations of the transmission line is March 9, 2023. The estimated reduction in investment relative to that stipulated by Aneel remains at approximately 15%.

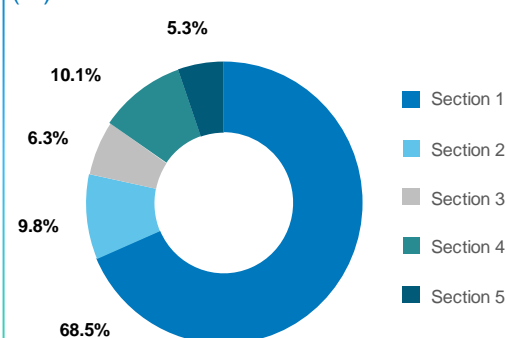


Transmission lines and substation location

| Lot          | Location    | Contracted RAP (R\$ million) | Estimated Capex (R\$ million)* |
|--------------|-------------|------------------------------|--------------------------------|
| 1            | Paraná (PR) | 231.7                        | 1,700.0                        |
| <b>Total</b> |             | <b>231.7</b>                 | <b>1,700.0</b>                 |

Value as of December 2017

## Part of the Annual Allowed Revenue (RAP) (%)



Implementation of the executive projects continues while topographic and drilling activities are almost concluded. The subcontractors for the principal equipment have been selected and key agreements already signed.

Work on the Ponta Grossa Substation, the key installation in the project, began in September 2019 and work in progress is currently at the earth moving stage.

From the licensing point of view, all the Project's Preliminary Licenses were issued in 2019 and all of Installation Licenses. With respect to the archeological licensing, the necessary agreements have been obtained from the National Heritage Institute (Instituto de Patrimônio Histórico e Artístico Nacional - IPHAN) for almost the entire project with the exception of just one sectioning.

As to land ownership issues, negotiations have been concluded in the case of 98% of the properties, approximately 65% amicably and 35% submitted for court adjudication as to the institution of rights of way. Indemnity payments are currently being made, the inclusion of rights of way in property documentation and legal actions pursued in cases where no amicable agreement has been possible.

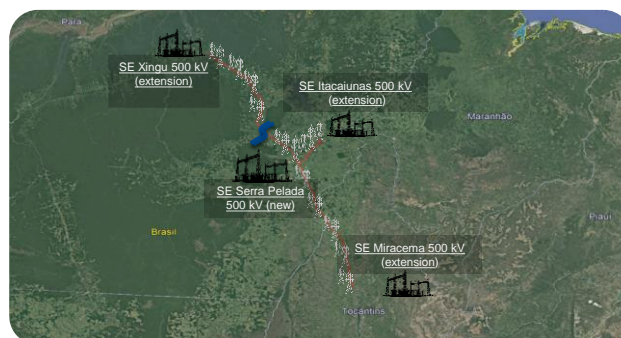


**Transmissora Novo Estado Energia.** In December 2019, through its subsidiary, ENGIE Transmissão de Energia Participações S.A., the Company signed a purchase and sale agreement for the purchase of stock, the issue of Sterlite Novo Estado Energia S.A., held by Sterlite Brasil Participações S.A., as the successful bidder for Lot 3 of Aneel Transmission Auction 002/2017, held in December 2017.

The object of the concession is the construction, operation and maintenance of approximately 1,800 kilometers of transmission lines, a new substation and upgrades to a further three existing substations in the states of Pará and Tocantins, for a term of 30 years. The installation license of the project has already been issued by the Brazilian Institute of the Environment and Renewable Natural Resources (Ibama) and construction is scheduled to begin in the first half of 2020.

The cutoff date for the transmission line to go into operation is March 9, 2023.

The closing of the operation is subject to satisfying certain conditions precedent, and the acquisition price of the shares is a maximum of R\$ 410.0 million, subject to adjustments until the date the operation is finalized.



Substation location

| Lot          | Location                   | Contracted RAP (R\$ million) | Estimated Capex (R\$ million)* |
|--------------|----------------------------|------------------------------|--------------------------------|
| 3            | Pará (PA) e Tocantins (TO) | 313.1                        | 2,800.0                        |
| <b>Total</b> |                            | <b>313.1</b>                 | <b>2,800.0</b>                 |

Value as of December 2017

## Project under Construction

| Power plants                   | Source    | Location                    | Installed Capacity (MW) |                    | Concession/<br>Authorization<br>original term<br>expiration date | Assured energy<br>(aMW)<br>Company's<br>Share |
|--------------------------------|-----------|-----------------------------|-------------------------|--------------------|--|---|
|                                |           |                             | Total                   | Company's<br>Share |  |   |
| Campo Largo Complex - Phase II | Wind Farm | Umburanas and Sento Sé (BA) | 361.2                   | 361.2              | -  | 196.5   |
| <b>Total</b>                   |           |                             | <b>361.2</b>            | <b>361.2</b>       |  | <b>196.5</b>                                  |



### Campo Largo Wind Complex – Bahia (Phase II).

Activities are underway to implement the Campo Largo Wind Complex – Phase II, located in the municipalities of Umburanas and Sento Sé, approximately 420 km distant from the state capital, Salvador. **Phase II represents 361.2 MW of installed capacity** and 196.5 average MW of assured energy with investments of about R\$ 1.6 billion. Operations are scheduled to complete early in 2021.

The Project will enjoy the benefits of the synergies with existing structures such as the substation and transmission line, installed by the Company to support both the Campo Largo – Phase I and Umburanas – Phase I wind complexes with a total of 686.7 MW of installed capacity. With the installation of the second phase of Campo Largo, EBE's total installed wind capacity will surpass the mark of 1 gigawatt (GW) in the region. Power output from Campo Largo – Phase II will be sold entirely in the Free Contracting Environment (ACL).



General view of the 230kV substation

In the fourth quarter 2019, significant headway was made in the civil works for access roads and assembly platforms. The tower anchor bolts were delivered, permitting a start on the wind turbine foundations. The installation of the medium voltage networks is underway, these connecting the wind turbines to the collector substation. Significant progress with civil works, manufacture and inspection of the principal substation equipment was also achieved during the period.

All the installation licences for the eleven wind farms have been obtained, thus allowing activities in all areas of the project to proceed.

## Projects under Development

| Power plants                    | Source    | Location                     | Installed Capacity (MW) |                    |
|---------------------------------|-----------|------------------------------|-------------------------|--------------------|
|                                 |           |                              | Total                   | Company's<br>Share |
| Santo Agostinho Complex         | Wind Farm | Lajes and Pedro Avelino (RN) | 800.0                   | 800.0              |
| Norte Catarinense               | Thermal   | Garuva (SC)                  | 600.0                   | 600.0              |
| Umburanas Complex - Phase II    | Wind Farm | Umburanas (BA)               | 300.0                   | 300.0              |
| Campo Largo Complex - Phase III | Wind Farm | Umburanas e Sento Sé (BA)    | 250.0                   | 250.0              |
| Assú - Plants I, II, III e IV   | Solar     | Assú (RN)                    | 120.0                   | 120.0              |
| Alvorada                        | Solar     | Bom Jesus da Lapa (BA)       | 90.0                    | 90.0               |
| <b>Total</b>                    |           |                              | <b>2,160.0</b>          | <b>2,160.0</b>     |



### Santo Agostinho Wind Complex – Rio Grande do Norte.

The Complex is made up of 24 Specific Purpose Companies (SPEs), each one responsible for the development of a wind generation project. All the projects will be located in the municipalities of Lajes and Pedro Avelino, about 120 km from the city of Natal, the capital of the state of Rio Grande do Norte. In June 2016, the state of Rio Grande do Norte's environmental protection agency, the Environmental and Sustainable Development Institute (Idema), declared the project to be environmentally viable. The project now has all the documentation necessary to participate in the energy auctions, including the A-4 and A-6 auctions to be held in 2020. The increase of the nominal capacity of the wind turbines allowed the revision of its **total installed capacity reaching 800 MW**.



## **Norte Catarinense Thermoelectric Power Plant – Santa Catarina.**

The Company is developing a project for the construction of a natural gas-fired combined cycle thermoelectric power plant in the city of Garuva, in the north of the state of Santa Catarina. **The Norte Catarinense TPP will have an installed capacity of approximately 600 MW.** The project has a preliminary environmental license and the Company is evaluating alternatives for the secure supply of natural gas for eventual participation future electric energy auctions.



3D images from the Norte Catarinense TPP project



**Umburanas Wind Complex – Bahia (Phase II).** The environmental licensing for the Second Phase has been issued with energy under this second phase to be harnessed by EBE in due course alongside the Campo Largo Wind Complex, thus maximizing synergies during implementation and subsequent commercial operations. The project now has all the documentation necessary to participate in the energy auctions. Like the Santo Agostinho Complex, Umburanas II also had the nominal capacity of the wind turbines revised, reaching **300 MW of total installed capacity.**



**Campo Largo Wind Complex – Bahia (Phase III).** The Company intends to add about **250 MW of installed capacity** to the Campo Largo Wind Complex with the development of its third phase. The project is in the environmental licensing process, regularizing land aspects and will be further developed by EBE next to Phases 1 and 2 of Campo Largo Wind Complex, capturing synergies especially during the commercial operation.



**Assú Photovoltaic Complex.** Located in the Municipality of Assú, state of Rio Grande do Norte, the Complex will have a total **installed capacity of approximately 150 MW**, consisting of five projects, among them Assú V. Assú V went into commercial operations in December 2017. The other solar energy plants under development are also qualified to participate in opportunities in both free and regulated markets.



**Alvorada Photovoltaic Complex.** ENGIE Brasil Energia has acquired a site in the state of Bahia, – a region with potential for generating solar energy – for the development of three projects comprising the **Alvorada Photovoltaic Complex.** The projects, which **will have a total installed capacity of 90 MW.** The projects are at the development phase and qualify to participate in opportunities in both the free and regulated markets.

Besides the abovementioned projects, the Company is also examining the potential for photovoltaic solar energy generation in areas where it is installing its wind farms. In addition, it is also analyzing partnerships which could accelerate the development of this energy source in line with the process of energy transition which is taking place at world level.



## OPERATING PERFORMANCE

### Energy Generating Park Uptime Operating

The plants operated by ENGIE Brasil Energia reported uptime working of **97.1% in 4Q19, ignoring scheduled stoppages**: 99.9% for the hydroelectric plants, 80.1% for the thermoelectric plants and 95.7% with respect to the plants fired from complementary energy sources, namely SHPs, biomass, wind and photovoltaics.

**If all scheduled shutdowns are taken into account**, the aggregate uptime in the 4Q19 was 89.7%: 92.6% for the hydroelectric plants, 63.7% for the thermoelectric and 94.6% for plants operating with complementary energy sources.

As a result of programmed maintenance shutdowns, global uptime ratios for 4Q19 were 2.8 p.p. below those verified for the same period in 2018. Hydroelectric plant uptime saw a reduction of 1.5 p.p. in the quarter due to modernizing work on the Number 5 Generating Unit at the Salto Osório Hydroelectric Power Plant and ongoing repair work at generating unit number 1 at the Jaguará Hydroelectric Power Plant.

In relation to the thermoelectric plants, there was a reduction in uptime ratios, 15.9 p.p. less in relation to 4Q18, due to the longer dispatch period, in addition to the initial operational cycle at the Pampa Sul, the latter experiencing sporadic unscheduled downtime typical of the early period of operations and related post-commissioning tests.

In the case of the plants operating with complementary energy sources, there was 9.0 p.p. increase in the uptime ratio compared with 4Q18, influenced by the operational performance at the Company's wind farms, principally due to the entry into commercial operations of the Campo Largo – Phase I and Umburanas – Phase I wind complexes.

**For the 12 months of 2019, ignoring scheduled stoppages**, the plant operated by ENGIE Brasil Energia reached uptime levels of 97.1%, 99.7% at the hydroelectric plants, 80.7% at the thermoelectric plants and 93.7% of the plants operating from complementary sources — SHPs, biomass, wind and photovoltaic.

**Taking into account all scheduled stoppages**, the internal global uptime for the **calendar year 2019** was 89.7%, being 92.4% at the hydroelectric plants, 69.1% at the thermoelectric plants and 89.1% at the plants operating with complementary energy sources. Comparing 2019 with the preceding year, there was a 1.8 p.p. reduction in internal global uptime, reductions of 1.5 p.p. and 4.3 p.p. at the hydroelectric and thermoelectric plants respectively, and an increase in the plants operated from complementary energy sources of 4.3 p.p. The reduction in uptime at the hydroelectric and thermoelectric plants during 2019 compared with the previous year, is mainly due to the delay in concluding the modernization of Generating Unit 5 at the Salto Osório Hydroelectric Plant, maintenance work on the Generating Unit 1 at the Jaguará Hydroelectric Power Plant and the overhaul of the Generating Units of the Jorge Lacerda B Thermoelectric Power Plant (GUs 5 and 6). The increase in uptime of the wind farms was due to the solutions to pending post-commissioning glitches.

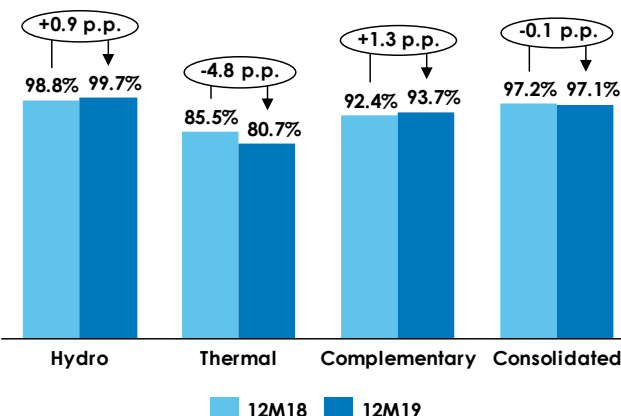
### Energy Production

**Electricity output from plants operated by ENGIE Brasil Energia** was 11,448 GWh (5,185 average MW) in 4Q19. This result is **5.3% less** than production for 4Q18. Total output breaks down as follows: hydroelectric plants, 8,594 GWh (3,893 average MW), thermoelectric plants 1,515 GWh (686 average MW) and the complementary sourced units 1,339 GWh (606 average MW). Results point to reduction of 18.0% on the hydro energy sources and increases of 77.2% and 79.4% on thermoelectric and complementary energy sources, respectively, in relation to 4Q18.

The decrease in total generation from the Company's hydroelectric plants on a 4Q19 x 4Q18 comparative basis is principally due to the less favorable hydrological conditions in 4Q19 in the hydrographic basins where the EBE's plants are located.

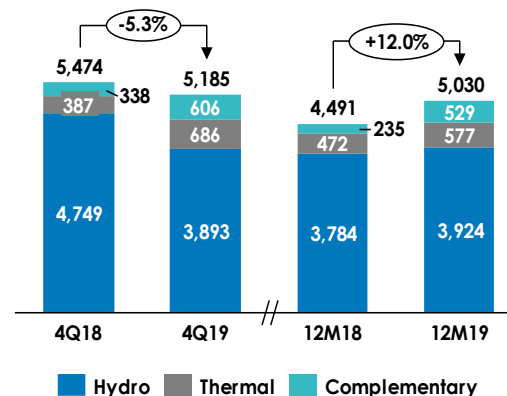
#### Uptime Operating

Not considering scheduled shutdowns

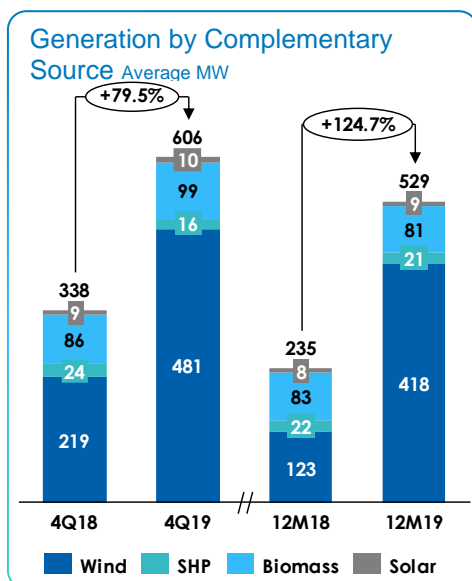


#### Generation

Average MW







The decrease in the offer of hydroelectricity was the main factor contributing to the increase in the Marginal Cost of Operation (CMO), in turn, increasing the necessity of dispatching full load from the Jorge Lacerda Thermoelectric Complex for a large part of 4Q19 and also due to the entry into commercial operations of the Pampa Sul TPP, which added 166 average MW during the period.

The marked increase in generation from the complementary sourced plants is due to the startup in commercial operations of the Campo Largo – Phase I and Umburanas - Phase I wind complexes, as well as the considerable increase in uptime ratios and operational performance.

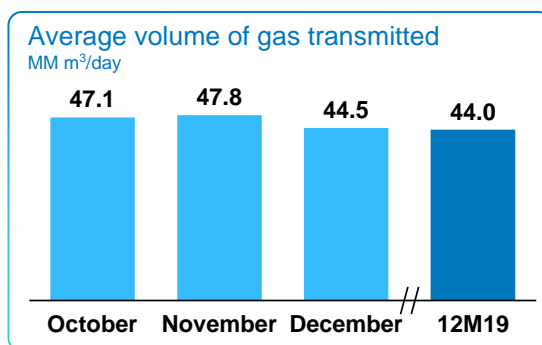
**In the 12 months of 2019**, as a rule, the entry into commercial operations of new plants (thermoelectrics and wind) contributed to production reaching 44,058 GWh (5,030 average MW), that is, 12.0% greater than 2018, when the total was 39,340 GWh (4,491 average MW). In 2019, production from all energy sources was greater year-on-year, 3.7% in the case of the hydroelectric plants, 22.2% for the thermoelectric plants and 124.7% for the plants operated from complementary sources of energy.

In this context, it is worth pointing out that an increase in the Company's hydroelectric generation does not necessarily reflect an improvement in economic-financial performance. Conversely, a reduction in this type of generation does not inevitably imply a deterioration in economic-financial performance due to the adoption of the Energy Reallocation Mechanism (MRE), which defrays the risks of hydro generation among its participants.

As to the Company's thermal generation, its increase might reduce (as a function of the Company's level of contracting) exposure to the Price for the Settlement of Differences (PLD), the opposite being the case when there is a decrease, all other variables being equal.

## Gas Transportation

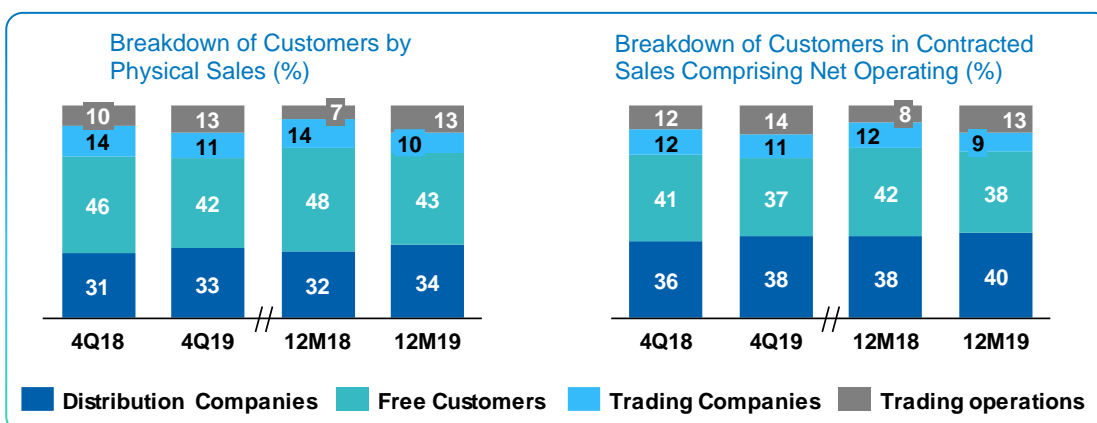
In 4Q19, TAG transmitted an average volume of gas of 46.5 million m<sup>3</sup>/day.



## Electric Energy Sales Portfolio

In 4Q19, the free consumer share of the Company's portfolio was 42.1% of total physical sales and 37.2% of the total net operating revenue (except CCEE and other revenues), decreases of 3.5 p.p. and 3.3 p.p., respectively in relation to the same quarter in 2018. In 12M19, free consumers represented 43.1% of physical sales and 38.3% of net operating revenues (excluding CCEE and other revenues), down 5.1 p.p. and 3.8 p.p., respectively compared with 2018.

The reduced share of free consumers was due to the start in supplies under agreements signed in the Regulated Contracting Environment (ACR) by the Ferrari and Pampa Sul Thermoelectric Power Plants and the Campo Largo – Phase I, Umburanas - Phase I and Trairí, Wind Complexes, when comparing periods, and by the lower consumption of free consumers in relation to volumes contracted.



## Commercialization Strategy of Electric Energy

The Company pursues a commercial strategy of gradual sales of future energy availability for any given year as a means of mitigating the risk of exposure to spot prices (Price for Settlement of Differences — PLD) for that particular year. Electric energy sales are made during windows of opportunity that open when the market shows a greater buying propensity. ENGIE Brasil Energia's energy balance based on proprietary commercial capacity and power purchasing agreements outstanding as at **December 31, 2019** is as follows:

### Energy Balance

(Average MW)

|  | 2020         | 2021         | 2022         | 2023         | 2024         | 2025         | Auction     | Reference | Gross Price | Net Price of   |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|-----------|-------------|----------------|
|  |              |              |              |              |              |              | Gross Price | Date      | Adjusted    | PIS/COFINS/P&D |
|  |              |              |              |              |              |              | (R\$/MWh)   |           | (R\$/MWh)   | (R\$/MWh)      |
| Own Resources  | 4,706        | 4,864        | 4,921        | 4,917        | 4,917        | 4,731        |             |           |             |                |
| + Purchases for Resale                               | 1,376        | 703          | 533          | 374          | 185          | 174          |             |           |             |                |
| <b>= Total Resources (A)</b>                         | <b>6,082</b> | <b>5,567</b> | <b>5,454</b> | <b>5,291</b> | <b>5,102</b> | <b>4,905</b> |             |           |             |                |
| Government Auction Sales <sup>1</sup>                | 2,010        | 2,010        | 2,010        | 2,010        | 2,005        | 2,005        |             |           |             |                |
| 2005-NE-2010-30                                      | 200          | 200          | 200          | 200          | 200          | 200          | 115.1       | Dec-05    | 236.1       | 212.2          |
| 2006-NE-2009-30                                      | 493          | 493          | 493          | 493          | 493          | 493          | 128.4       | Jun-06    | 259.4       | 233.0          |
| 2006-NE-2011-30                                      | 148          | 148          | 148          | 148          | 148          | 148          | 135.0       | Nov-06    | 270.2       | 242.8          |
| 2007-NE-2012-30                                      | 256          | 256          | 256          | 256          | 256          | 256          | 126.6       | Oct-07    | 243.7       | 218.9          |
| Proinfa  | 19           | 19           | 19           | 19           | 19           | 19           | 147.8       | Jun-04    | 286.6       | 276.2          |
| 1st Reserve Energy Auction                           | 12           | 12           | 12           | 12           | 12           | 12           | 158.1       | Aug-08    | 284.7       | 274.3          |
| Auction Mix (New Energy / Reserve / DG)              | 14           | 14           | 14           | 14           | 9            | 9            | -           | -         | 279.3       | 269.1          |
| 2014-NE-2019-25                                      | 295          | 295          | 295          | 295          | 295          | 295          | 183.5       | Mar-14    | 235.7       | 211.7          |
| 2014-NE-2019-25                                      | 10           | 10           | 10           | 10           | 10           | 10           | 206.2       | Nov-14    | 261.0       | 251.5          |
| 2014-NE-2019-20                                      | 82           | 82           | 82           | 82           | 82           | 82           | 139.3       | Nov-14    | 176.4       | 160.1          |
| 2015-NE-2018-20                                      | 46           | 46           | 46           | 46           | 46           | 46           | 188.5       | Aug-15    | 223.5       | 202.8          |
| 8th Reserve Energy Auction                           | 9            | 9            | 9            | 9            | 9            | 9            | 303.0       | Nov-15    | 356.3       | 323.3          |
| 2014-EN-2019-20                                      | 48           | 48           | 48           | 48           | 48           | 48           | 136.4       | Nov-14    | 176.7       | 160.4          |
| Government Auction - Quotas regime                   |              |              |              |              |              |              |             |           |             |                |
| 2018 - Quotas (UHJA) - 2018-30                       | 239          | 239          | 239          | 239          | 239          | 239          | -           | Jul-17    | 148.8       | 142.0          |
| 2018 - Quotas (UHMI) - 2018-30                       | 139          | 139          | 139          | 139          | 139          | 139          | -           | Jul-17    | 167.8       | 160.1          |
| + Bilateral Sales                                    | 3,295        | 2,889        | 2,513        | 1,917        | 1,168        | 683          |             |           |             |                |
| <b>= Total Sales (B)</b>                             | <b>5,305</b> | <b>4,899</b> | <b>4,523</b> | <b>3,927</b> | <b>3,173</b> | <b>2,688</b> |             |           |             |                |
| <b>Balance (A - B)</b>                               | <b>777</b>   | <b>668</b>   | <b>931</b>   | <b>1,364</b> | <b>1,929</b> | <b>2,217</b> |             |           |             |                |
| Sales average net price (R\$/MWh) <sup>2, 3</sup> :  | 190.2        | 189.3        | 189.0        |              |              |              |             |           |             |                |
| Purchases average net price (R\$/MWh) <sup>4</sup> : | 176.3        | 178.1        | 173.0        |              |              |              |             |           |             |                |

<sup>1</sup> XXXX-YY-WWW-ZZ, where:

XXXX → year of auction

YY → EE = existing energy or NE = new energy

WWWW → year of delivery start

ZZ → supply contract duration (in years)

<sup>2</sup> Sales price, including trading operations, is net of ICMS and taxes over revenue (PIS/Cofins, R&D), i.e. future inflation is not considered.

<sup>3</sup> Desconsidering sales for quota regime (Jaguara and Miranda HPPs).

<sup>4</sup> Purchase net price, considering trading operations and benefits from PIS/Cofins credits, i.e. future inflation is not considered.

#### Notes:

- The balance refers to the settlement point (net of losses of internal consumption of the plant).

- The average prices are considered simply estimates and are based on financial planning revisions, not capturing volume changes, which are updated quarterly.

## ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE

|   | Result by segment – 4Q19 x 4Q18 (in R\$ million) |               |                           |              |                    |                |
|---|--|---------------|---------------------------|--------------|--------------------|----------------|
|   | Electric energy                                  |               |                           | Solar panels | Gas transportation | Consolidated   |
|   | Generation <sup>1</sup>                          | Trading       | Transmission <sup>2</sup> |              |                    |                |
|   |  |               |                           |              |                    |                |
| 4Q19  |  |               |                           |              |                    |                |
| Net operating revenue                                   | 2,374.8  | 321.6         | 61.5                      | 37.2         | -                  | 2,795.1        |
| Operational costs                                       | (1,319.0)  | (320.4)       | (53.0)                    | (36.4)       | -                  | (1,728.8)      |
| <b>Gross income</b>                                     | <b>1,055.8</b>                                   | <b>1.2</b>    | <b>8.5</b>                | <b>0.8</b>   | -                  | <b>1,066.3</b> |
| Selling, general and administrative expenses            | (74.4)   | (0.7)         | -                         | (2.3)        | -                  | (77.4)         |
| Other operating expenses, net                           | (1.4)  | -             | -                         | -            | -                  | (1.4)          |
| Equity income   | -  | -             | -                         | -            | 86.8               | 86.8           |
| <b>Income (loss) before financial results and taxes</b> | <b>980.0</b>                                     | <b>0.5</b>    | <b>8.5</b>                | <b>(1.5)</b> | <b>86.8</b>        | <b>1,074.3</b> |
|   |  |               |                           |              |                    |                |
| 4Q18  |  |               |                           |              |                    |                |
| Net operating revenue                                   | 1,946.0  | 275.6         | 47.7                      | 33.0         | -                  | 2,302.3        |
| Operational costs                                       | (1,025.0)  | (226.4)       | (45.4)                    | (29.3)       | -                  | (1,326.1)      |
| <b>Gross income</b>                                     | <b>921.0</b>                                     | <b>49.2</b>   | <b>2.3</b>                | <b>3.7</b>   | -                  | <b>976.2</b>   |
| Selling, general and administrative expenses            | (61.9)   | (0.6)         | -                         | (1.4)        | -                  | (63.9)         |
| Other operating expenses, net                           | (2.7)  | -             | -                         | -            | -                  | (2.7)          |
| Impairment <sup>3</sup>                                 | (6.5)  | -             | -                         | -            | -                  | (6.5)          |
| <b>Income before financial results and taxes</b>        | <b>849.9</b>                                     | <b>48.6</b>   | <b>2.3</b>                | <b>2.3</b>   | -                  | <b>903.1</b>   |
|   |  |               |                           |              |                    |                |
| Variation   |  |               |                           |              |                    |                |
| Net operating revenue                                   | 428.8  | 46.0          | 13.8                      | 4.2          | -                  | 492.8          |
| Operational costs                                       | (294.0)  | (94.0)        | (7.6)                     | (7.1)        | -                  | (402.7)        |
| <b>Gross income (loss)</b>                              | <b>134.8</b>                                     | <b>(48.0)</b> | <b>6.2</b>                | <b>(2.9)</b> | -                  | <b>90.1</b>    |
| Selling, general and administrative expenses            | (12.5)   | (0.1)         | -                         | (0.9)        | -                  | (13.5)         |
| Other operating expenses, net                           | 1.3  | -             | -                         | -            | -                  | 1.3            |
| Impairment  | 6.5  | -             | -                         | -            | -                  | 6.5            |
| Equity income   | -  | -             | -                         | -            | 86.8               | 86.8           |
| <b>Income (loss) before financial results and taxes</b> | <b>130.1</b>                                     | <b>(48.1)</b> | <b>6.2</b>                | <b>(3.8)</b> | <b>86.8</b>        | <b>171.2</b>   |

The Company's financial result is not allocated by segment since Management administers the cash flow on a corporate basis.

<sup>1</sup> Generation and sale of electric energy from the Company's portfolio ("Generation").

<sup>2</sup> Segment represented by the Gralha Azul Transmission System, under construction.

<sup>3</sup> Provision for reduction in impairment ("Impairment").

|   | Result by segment – 12M19 x 12M18 (in R\$ million) |               |              |                           |                    |                |
|---|--|---------------|--------------|---------------------------|--------------------|----------------|
|   | Electric Energy                                    |               |              | Solar panels <sup>4</sup> | Gas transportation | Consolidated   |
|   | Generation   | Trading       | Transmission |                           |                    |                |
| 12M19   |  |               |              |                           |                    |                |
| Net operating revenue                                   | 8,427.7  | 1,109.0       | 169.9        | 97.9                      | -                  | 9,804.5        |
| Operational costs                                       | (4,294.1)  | (1,111.4)     | (151.5)      | (96.0)                    | -                  | (5,653.0)      |
| <b>Gross income (loss)</b>                              | <b>4,133.6</b>                                     | <b>(2.4)</b>  | <b>18.4</b>  | <b>1.9</b>                | -                  | <b>4,151.5</b> |
| Selling, general and administrative expenses            | (243.2)  | (2.9)         | -            | (7.1)                     | -                  | (253.2)        |
| Other operating revenues, net                           | 320.4  | -             | -            | -                         | -                  | 320.4          |
| Impairment  | (4.9)  | -             | -            | -                         | -                  | (4.9)          |
| Equity income   | -  | -             | -            | -                         | 81.1               | 81.1           |
| <b>Income (loss) before financial results and taxes</b> | <b>4,205.9</b>                                     | <b>(5.3)</b>  | <b>18.4</b>  | <b>(5.2)</b>              | <b>81.1</b>        | <b>4,294.9</b> |
| 12M18   |  |               |              |                           |                    |                |
| Net operating revenue                                   | 8,095.0  | 614.9         | 47.7         | 37.2                      | -                  | 8,794.8        |
| Operational costs                                       | (4,217.0)  | (580.2)       | (45.4)       | (33.4)                    | -                  | (4,876.0)      |
| <b>Gross income</b>                                     | <b>3,878.0</b>                                     | <b>34.7</b>   | <b>2.3</b>   | <b>3.8</b>                | -                  | <b>3,918.8</b> |
| Selling, general and administrative expenses            | (203.5)  | (2.1)         | -            | (2.1)                     | -                  | (207.7)        |
| Other operating expenses, net                           | (3.7)  | -             | -            | -                         | -                  | (3.7)          |
| Impairment  | (39.3)   | -             | -            | -                         | -                  | (39.3)         |
| Equity income   | -  | -             | -            | (1.0)                     | -                  | (1.0)          |
| <b>Income before financial results and taxes</b>        | <b>3,631.5</b>                                     | <b>32.6</b>   | <b>2.3</b>   | <b>0.7</b>                | -                  | <b>3,667.1</b> |
| Variation   |  |               |              |                           |                    |                |
| Net operating revenue                                   | 332.7  | 494.1         | 122.2        | 60.7                      | -                  | 1,009.7        |
| Operational costs                                       | (77.1)   | (531.2)       | (106.1)      | (62.6)                    | -                  | (777.0)        |
| <b>Gross income (loss)</b>                              | <b>255.6</b>                                       | <b>(37.1)</b> | <b>16.1</b>  | <b>(1.9)</b>              | -                  | <b>232.7</b>   |
| Selling, general and administrative expenses            | (39.7)   | (0.8)         | -            | (5.0)                     | -                  | (45.5)         |
| Other operating revenues, net                           | 324.1  | -             | -            | -                         | -                  | 324.1          |
| Impairment  | 34.4   | -             | -            | -                         | -                  | 34.4           |
| Equity income   | -  | -             | -            | 1.0                       | 81.1               | 82.1           |
| <b>Income (loss) before financial results and taxes</b> | <b>574.4</b>                                       | <b>(37.9)</b> | <b>16.1</b>  | <b>(5.9)</b>              | <b>81.1</b>        | <b>627.8</b>   |

The Company's financial result is not allocated by segment since Management administers the cash flow on a corporate basis.

<sup>4</sup> The solar panels sales and installation segment was consolidated in the Company's financial statements in August 2018.



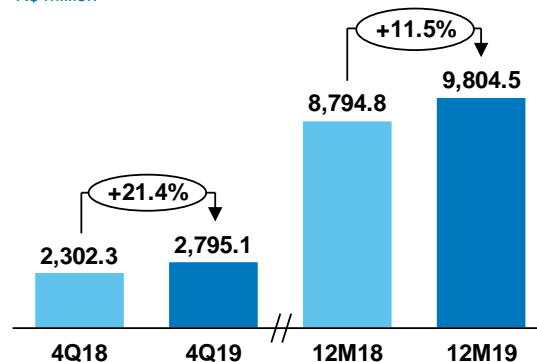
## Net Operating Revenue

|  | Operating revenue by segment – 4Q19 x 4Q18 (in R\$ million) |         |              |              |              |
|--|---|---------|--------------|--------------|--------------|
|  | Electric energy   |         |              | Solar panels | Consolidated |
|  | Generation  | Trading | Transmission |              |              |
| 4Q19                                   |   |         |              |              |              |
| Electricity distributors               | 845.4   | -       | -            | -            | 845.4        |
| Free consumers                         | 822.2   | -       | -            | -            | 822.2        |
| Energy trading operations              | -   | 298.7   | -            | -            | 298.7        |
| Unrealized gains on trading operations | -   | 22.2    | -            | -            | 22.2         |
| Transactions in the short-term market  | 303.8   | 0.7     | -            | -            | 304.5        |
| Trading companies                      | 245.0   | -       | -            | -            | 245.0        |
| Remuneration of concession assets      | 108.3   | -       | 7.1          | -            | 115.4        |
| Construction revenue                   | -   | -       | 54.4         | -            | 54.4         |
| Services rendered revenue              | 30.1  | -       | -            | -            | 30.1         |
| Other revenues                         | 20.0  | -       | -            | 37.2         | 57.2         |
| Net operating revenue                  | 2,374.8   | 321.6   | 61.5         | 37.2         | 2,795.1      |
| 4Q18                                   |   |         |              |              |              |
| Electricity distributors               | 715.4   | -       | -            | -            | 715.4        |
| Free consumers                         | 802.0   | -       | -            | -            | 802.0        |
| Energy trading operations              | -   | 232.4   | -            | -            | 232.4        |
| Unrealized gains on trading operations | -   | 43.2    | -            | -            | 43.2         |
| Transactions in the short-term market  | 90.3  | -       | -            | -            | 90.3         |
| Trading companies                      | 227.0   | -       | -            | -            | 227.0        |
| Remuneration of concession assets      | 70.3  | -       | 1.1          | -            | 71.4         |
| Construction revenue                   | -   | -       | 46.6         | -            | 46.6         |
| Services rendered revenue              | 27.9  | -       | -            | -            | 27.9         |
| Other revenues                         | 13.1  | -       | -            | 33.0         | 46.1         |
| Net operating revenue                  | 1,946.0   | 275.6   | 47.7         | 33.0         | 2,302.3      |
| Variation                              |   |         |              |              |              |
| Electricity distributors               | 130.0   | -       | -            | -            | 130.0        |
| Free consumers                         | 20.2  | -       | -            | -            | 20.2         |
| Energy trading operations              | -   | 66.3    | -            | -            | 66.3         |
| Unrealized gains on trading operations | -   | (21.0)  | -            | -            | (21.0)       |
| Transactions in the short-term market  | 213.5   | 0.7     | -            | -            | 214.2        |
| Trading companies                      | 18.0  | -       | -            | -            | 18.0         |
| Remuneration of concession assets      | 38.0  | -       | 6.0          | -            | 44.0         |
| Construction revenue                   | -   | -       | 7.8          | -            | 7.8          |
| Services rendered revenue              | 2.2   | -       | -            | -            | 2.2          |
| Other revenues                         | 6.9   | -       | -            | 4.2          | 11.1         |
| Net operating revenue                  | 428.8   | 46.0    | 13.8         | 4.2          | 492.8        |

In 4Q19, net operating revenue increased 21.4% (R\$ 492.8 million) compared to 4Q18, from R\$ 2,302.3 million to R\$ 2,795.1 million. This variation was a reflection of the following factors: (i) R\$ 428.8 million (22.0%) increase in the generation and sale of electric energy segment from the Company's portfolio, largely due to growth of (i.i) R\$ 213.5 million in the transactions conducted in the short-term market; (i.ii) R\$ 135.5 million due to the large amounts of energy sold; (i.iii) R\$ 38.0 million in remuneration of financial assets relative to the payment of the concession grant for the Jaguará and Miranda Hydroelectric Power Plants; (i.iv) R\$ 32.7 million corresponding to the increase in net average selling price; (i.v) R\$ 10.8 million largely due to indemnity revenues from business interruption claims in the case of the Salto Osório Hydroelectric Plant and the collection of a contractual fine due to downtime of plants in the Trairi Wind Complex; and (i.vi) R\$ 2.2 million in revenues from Generation Asset Management (GAG) with respect to Jaguará and Miranda; (ii) R\$ 46.0 million (16.7%) increase from energy trading operations; (iii) R\$ 13.8 million (28.9%) increase in revenues related to the transmission segment; and (iv) R\$ 4.2 million (12.7%) increase in revenue from the sale and installation of solar panels.

Increases recorded under items (i.i), (i.ii) and (i.iv), R\$ 105.9 million were the result of operations at Pampa Sul Thermoelectric Power Plant (Pampa Sul), the Campo Largo – Phase I Wind Complex (Campo Largo - Phase I) and the Umburanas - Phase I Wind Complex – Phase I (Umburanas – Phase I), commercial operations at which began June 28, 2019, in the second half of 2018 and in the first four months of 2019, respectively.

Net Operating Revenue  
R\$ million



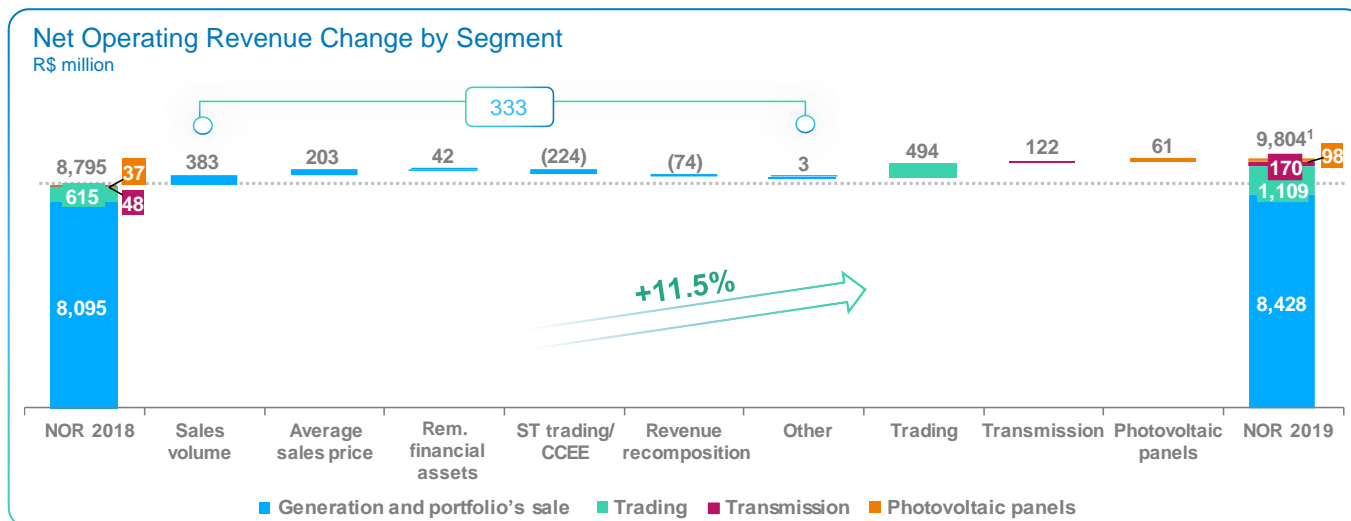
Excluding the effects of Pampa Sul, Campo Largo – Phase I and Umburanas - Phase I, in addition to the effect of the non-recurring transaction in item (i.v), net operating revenue from the generation and sale of electric energy segment from the Company's portfolio increased by R\$ 312.1 million (16.8%) year-on-year. Results for the trading and transmission segments will be commented under separate headings.

|  | Operating revenue by segment – 12M19 x 12M18 (in R\$ million) |         |              |                           |              |
|--|---|---------|--------------|---------------------------|--------------|
|  | Electric energy   |         |              | Solar panels <sup>5</sup> | Consolidated |
|  | Generation  | Trading | Transmission |                           |              |
| 12M19                                  |   |         |              |                           |              |
| Electricity distributors               | 3,292.7   | -       | -            | -                         | 3,292.7      |
| Free consumers                         | 3,164.1   | -       | -            | -                         | 3,164.1      |
| Energy trading operations              | -   | 1,078.4 | -            | -                         | 1,078.4      |
| Unrealized gains on trading operations | -   | 23.5    | -            | -                         | 23.5         |
| Transactions in the short-term market  | 699.1   | 7.1     | -            | -                         | 706.2        |
| Trading companies                      | 728.0   | -       | -            | -                         | 728.0        |
| Remuneration of concession assets      | 382.7   | -       | 14.5         | -                         | 397.2        |
| Construction revenue                   | -   | -       | 155.4        | -                         | 155.4        |
| Services rendered revenue              | 116.0   | -       | -            | -                         | 116.0        |
| Other revenues                         | 45.1  | -       | -            | 97.9                      | 143.0        |
| Net operating revenue                  | 8,427.7   | 1,109.0 | 169.9        | 97.9                      | 9,804.5      |
| 12M18                                  |   |         |              |                           |              |
| Electricity distributors               | 2,721.8   | -       | -            | -                         | 2,721.8      |
| Free consumers                         | 3,020.1   | -       | -            | -                         | 3,020.1      |
| Energy trading operations              | -   | 566.3   | -            | -                         | 566.3        |
| Unrealized gains on trading operations | -   | 43.2    | -            | -                         | 43.2         |
| Transactions in the short-term market  | 923.4   | 5.4     | -            | -                         | 928.8        |
| Trading companies                      | 856.8   | -       | -            | -                         | 856.8        |
| Remuneration of concession assets      | 340.4   | -       | 1.1          | -                         | 341.5        |
| Construction revenue                   | -   | -       | 46.6         | -                         | 46.6         |
| Services rendered revenue              | 111.5   | -       | -            | -                         | 111.5        |
| Other revenues                         | 121.0   | -       | -            | 37.2                      | 158.2        |
| Net operating revenue                  | 8,095.0   | 614.9   | 47.7         | 37.2                      | 8,794.8      |
| Variation                              |   |         |              |                           |              |
| Electricity distributors               | 570.9   | -       | -            | -                         | 570.9        |
| Free consumers                         | 144.0   | -       | -            | -                         | 144.0        |
| Energy trading operations              | -   | 512.1   | -            | -                         | 512.1        |
| Unrealized gains on trading operations | -   | (19.7)  | -            | -                         | (19.7)       |
| Transactions in the short-term market  | (224.3)   | 1.7     | -            | -                         | (222.6)      |
| Trading companies                      | (128.8)   | -       | -            | -                         | (128.8)      |
| Remuneration of concession assets      | 42.3  | -       | 13.4         | -                         | 55.7         |
| Construction revenue                   | -   | -       | 108.8        | -                         | 108.8        |
| Services rendered revenue              | 4.5   | -       | -            | -                         | 4.5          |
| Other revenues                         | (75.9)  | -       | -            | 60.7                      | (15.2)       |
| Net operating revenue                  | 332.7   | 494.1   | 122.2        | 60.7                      | 1,009.7      |

On a 2019 x 2018 comparison, net operating revenue increased from R\$ 8,794.8 million in 2018 to R\$ 9,804.5 million in 2019, that is an increase of R\$ 1,009.7 million (11.5%). This variation reflects the following effects: (i) R\$ 494.1 million (80.4%) from an increase in energy trading operations; (ii) R\$ 332.7 million (4.1%) from an increase in the generation and sale of electric energy segment from the Company's portfolio, mainly due to (ii.i) growth of R\$ 383.3 million given the large energy volume sold; (ii.ii) R\$ 202.8 million corresponding to the increase in the net average selling price; (ii.iii) R\$ 42.3 million increase in remuneration of financial assets relative to the payment of the concession grant for the Jaguará and Miranda Hydroelectric Power Plants; and (ii.iv) R\$ 4.5 million increase in revenues from Generation Asset Management (GAG) relative to Jaguará and Miranda. These increases were partially attenuated by: (ii.v) a decrease in the transactions conducted on the short-term market amounting to R\$ 224.3 million; and (ii.vi) a decrease of R\$ 73.9 million of revenue from the indemnification from a business interruption claim and the collection of a contractual fine for downtime; (iii) R\$ 122.2 million (256.2%) increase relating to the transmission segment; and (iv) R\$ 60.7 million (163.2%) increase relative to revenues from the sale and installation of solar panels which started to be consolidated in the financial statements in August 2018. Results for the trading and transmission segments will be commented under separate headings.

<sup>5</sup> The solar panels sales and installation segment was consolidated in the Company's financial statements in August 2018.

The variations in items (ii.i), (ii.ii) and (ii.v), were impacted by the growth of R\$ 574.3 million due to the entry into commercial operations of Pampa Sul, Campo Largo - Phase I and Umburanas - Phase I. Excluding this effect as well as the effect of the non-recurring transaction in item (ii.vi), net operating revenue from the generation and sale of electric energy segment from the Company's portfolio fell by R\$ 167.7 million (2.1%), on a 2018 x 2019 comparison.



<sup>1</sup> Apparent sum-related errors are a result from rounding of addends.

## Comments on Variation in Net Operating Revenue

- Generation and Sales of Energy from the Portfolio
  - Net Average Selling Price

The average energy selling price, net of revenue charges, reached **R\$ 190.53/MWh in 4Q19, 2.9% greater than 4Q18**, when the net average selling price was R\$ 185.17/MWh. **In the 12 months of 2019**, this price was **R\$ 189.45/MWh, 4.5% greater** than practiced in 2018, when the net average selling price was R\$ 181.23/MWh. These prices exclude energy trading operations which the Company began in January 2018 and are shown below under a specific heading.

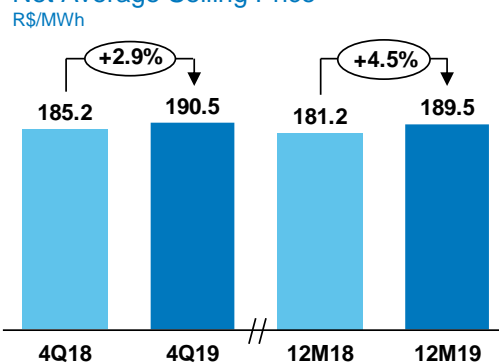
In both comparative periods, price increases were largely driven by monetary restatement of current agreements, and new agreements via traders, with average prices higher than in the case of expired and existing contracts, but partially attenuated by the lower average price in the Regulated Contracting Environment (ACR) of agreements where supplies began in 1Q19, and for new agreements via free consumers with average prices less than existing agreements.

- Sales Volume

**Volume of contracted energy sold** under agreements increased from 9,420 GWh (4,266 average MW) in 4Q18 to **10,037 GWh (4,546 average MW) in 4Q19**, an increase of 617 GWh (280 average MW), or 6.6%, between comparative periods. **In 2019**, energy sales volume was **37,925 GWh (4,329 average MW)**, against 36,411 GWh (4,157 average MW) reported in 2018, a growth of 1,514 GWh (172 average MW) or 4.1%. These volumes exclude energy trading operations shown below under a specific heading.

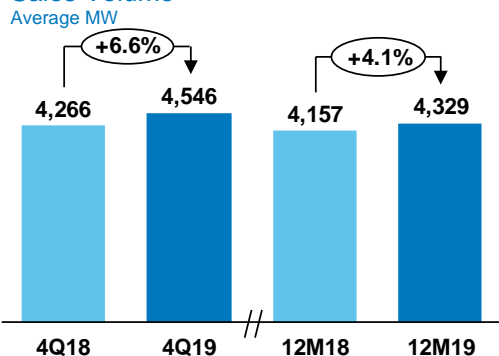
The quarterly and annual increase in sales volume is largely a result of stronger sales to distributors through fresh agreements effective 1Q19 arising from the new energy auctions, and the entry into commercial operations of Pampa Sul at the end 2Q19, energy from which also attends requirements under new energy auctions, the increase in sales volume partially offset by the reduction in consumption on the part of free consumers.

### Net Average Selling Price\*



\* Net of taxes and trading operations.

### Sales Volume



## ➤ Revenue from Sale of Electric Energy

### • Distribution Companies:

**Revenue from sales to distribution companies was R\$ 845.4 million in 4Q19, R\$ 130.0 million (18.2%) greater** than R\$ 715.4 million recorded in 4Q18. The variation was driven by the following: (i) R\$ 146.4 million — increase of 666 GWh (301 average MW) in volume sold; and (ii) R\$ 16.4 million — a reduction of 2.3% in the net average selling price.

**In 2019, revenues were R\$ 3,292.7 million, an increase of R\$ 570.9 million (21.0%)** in relation to fiscal year 2018, when this item was R\$ 2,721.8 million. This growth reflects: (i) R\$ 592.1 million — an increase of 2,694 GWh (307 average MW) in sales volume; and (ii) R\$ 21.2 million — a 0.8% reduction in the net average selling price.

The quarterly and annual increases in sales volume were driven mainly by the start in supplies from the Ferrari Thermoelectric Power Plant under new energy auction agreements, from the wind farms in the Campo Largo - Phase I, Umburanas - Phase I and Trairí wind complexes, which delivered their energy to the regulated market from 1Q19, and energy generated by Pampa Sul.

The decrease in prices was largely driven by lower average prices under the aforementioned auctions, agreements with supplies beginning in 1Q19, partially ameliorated by monetary restatement of existing agreements and by the average selling price of energy generated from Pampa Sul, higher than the average for existing agreements.

### • Trading Companies:

**In 4Q19, revenues from traders were R\$ 245.0 million, R\$ 18.0 million (7.9%) greater** than revenue recorded in 4Q18, which was R\$ 227.0 million. This increase is a result of a combination of the following: (i) R\$ 47.6 million — growth of 21.0% in net average selling price; and (ii) R\$ 29.6 million — decrease of 160 GWh (72 average MW) in energy sales volume.

**In the 12 months of 2019, revenues were R\$ 728.0 million, R\$ 128.8 million (15.0%) down** on revenue recorded in 2018, which was R\$ 856.8 million. This reduction is a result of a combination of the following: (i) R\$ 218.4 million — a decrease of 1,237 GWh (141 average MW) in energy sales volume; and (ii) R\$ 89.6 million — growth of 10.5% in net average selling price.

The decrease in volumes between periods is largely due to the migration of some clients - which had acquired energy through the trading companies - to the free consumer class, this being partially ameliorated by increased consumption on the part of the other clients.

Price increases occurred basically due to new agreements at higher prices than the average for existing or expired agreements and to the monetary restatement of prevailing agreements.

### • Free Consumers:

**Revenue from sales to free consumers increased R\$ 20.2 million (2.5%)** between quarters under analysis from R\$ 802.0 million in 4Q18 to R\$ 822.2 million in 4Q19. The following events contributed to this variation: (i) R\$ 18.7 million — an increase of 111 GWh (51 average MW) in energy sales volume; and (ii) R\$ 1.5 million — an increase of 0.2% in net average selling price.

**In 2019, revenue reached R\$ 3,164.1 million, R\$ 144.0 million (4.8%) higher** than R\$ 3,020.1 million registered in 2018. This increase is related to: (i) R\$ 134.4 million — an increase of 4.4% in net average selling price; and (ii) R\$ 9.6 million — an increase of 57 GWh (6 average MW) in energy sales volume.

Higher prices largely reflect monetary restatement on prevailing agreements partially attenuated by new agreements at lower average prices than existing or expiring agreements.

Increased energy volume sold is driven by growth in sales volume to industrial customers, some of which changed category from traders to free consumers, but partially attenuated by lower consumption on the part of clients relative to contracted amounts.

## ➤ Transactions in the Short-term Energy Market

**In 4Q19, revenues recorded for operations in the short-term market were R\$ 303.8 million, against R\$ 90.3 million in 4Q18, and representing an increase of R\$ 213.5 million (236.4%)** between the quarters under comparison. **In 2019 as a whole, relative to 2018, there was a reduction of R\$ 224.3 million (24.3%)** in short-term transactions from R\$ 923.4 million in 2018 to R\$ 699.1 million in 2019. These amounts exclude transactions in the short-term market involving trading operations, details of which are shown under a separate heading below. A more detailed explanation of these short-term operations is to be found in the item below "Details of Short-Term Operations".

## ➤ Remuneration of Concession Financial Assets

The financial assets of concessions represent the present value of future cash flows of the portion of energy from the Jaguará and Miranda Hydroelectric Power Plants transacted through the Regulatory Contracting Environment (ACR) and equivalent to 70% of the plants' physical guarantee. These assets are remunerated at the internal rate of return and according to the variation in the Amplified Consumer Price Index (IPCA index).

**Remuneration of the concession financial assets increased from R\$ 70.3 million in 4Q18 to R\$ 108.3 million in 4Q19, an increase of R\$ 38.0 million (54.1%). On the basis of an annual comparison, growth was R\$ 42.3 million (12.4%),** from R\$ 340.4 million in 2018 to R\$ 382.7 million in 2019. The increases were mainly driven by the higher average balances of the asset and the variation in the IPCA index between compared periods.



## ➤ Revenue from Services Rendered

In the case of the Jaguará and Miranda Hydroelectric Power Plants, for energy sold in the ACR, also as part of the Annual Generation Revenue (RAG), the companies receive a tranche under the Generation Asset Management (GAG) for covering operational and maintenance costs in addition to the expenditures with improvements and investments during the term of the concession. The amount of the GAG booked to the accounts in 4Q19 was R\$ 30.1 million, R\$ 2.2 million (7.9%) higher than the R\$ 27.9 million booked in 4Q18. On an annual comparative basis, there was an increase of R\$ 4.5 million (4.0%) from R\$ 111.5 million in 2018 to R\$ 116.0 million in 2019. The increase is largely a reflection of monetary restatement of the amounts.

## ➤ Solar Panels

Revenue from the sale and installation of solar panels through the ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD) subsidiary between the quarters analyzed, **increased R\$ 4.2 million (12.7%)**, from R\$ 33.0 million in 4Q18 to **R\$ 37.2 million in 4Q19**. On an annual comparative basis, there was an **increase of R\$ 60.7 million (163.2%)** from R\$ 37.2 million in 2018 to **R\$ 97.9 million in 2019**. The control of EGSD was acquired in August 2018, when the controlled company was consolidated by EBE and the reason for the significant increase on an annual basis.

## Operational Costs

|   | Costs by segment – 4Q19 x 4Q18 (in R\$ million) |         |              |              |              |
|---|---|---------|--------------|--------------|--------------|
|   | Electric energy                                 |         |              | Solar panels | Consolidated |
|   | Generation                                      | Trading | Transmission |              |              |
| 4Q19  |   |         |              |              |              |
| Electric power purchases                                | 408.4   | 306.2   | -            | -            | 714.6        |
| Unrealized losses on trading operations                 | -   | 14.2    | -            | -            | 14.2         |
| Transactions in the short-term market                   | 225.7   | -       | -            | -            | 225.7        |
| Charges for the use of and connection to the power grid | 133.1   | -       | -            | -            | 133.1        |
| Fuel for generation                                     | 84.2  | -       | -            | -            | 84.2         |
| Royalties   | 32.5  | -       | -            | -            | 32.5         |
| Personnel   | 65.5  | -       | -            | 2.6          | 68.1         |
| Materials and third-party services                      | 95.3  | -       | -            | 4.3          | 99.6         |
| Depreciation and amortization                           | 236.1   | -       | -            | -            | 236.1        |
| Insurance   | 21.3  | -       | -            | -            | 21.3         |
| Construction costs                                      | -   | -       | 52.9         | -            | 52.9         |
| Cost of selling solar panels                            | -   | -       | -            | 29.5         | 29.5         |
| Other operational costs, net                            | 16.9  | -       | 0.1          | -            | 17.0         |
| Operational costs                                       | 1,319.0   | 320.4   | 53.0         | 36.4         | 1,728.8      |
| 4Q18  |   |         |              |              |              |
| Electric power purchases                                | 475.4   | 226.4   | -            | -            | 701.8        |
| Unrealized losses on trading operations                 | -   | -       | -            | -            | -            |
| Transactions in the short-term market                   | 68.2  | -       | -            | -            | 68.2         |
| Charges for the use of and connection to the power grid | 120.5   | -       | -            | -            | 120.5        |
| Fuel for generation                                     | 0.9   | -       | -            | -            | 0.9          |
| Royalties   | 35.1  | -       | -            | -            | 35.1         |
| Personnel   | 63.3  | -       | -            | 2.6          | 65.9         |
| Materials and third-party services                      | 59.4  | -       | -            | 4.0          | 63.4         |
| Depreciation and amortization                           | 171.0   | -       | -            | -            | 171.0        |
| Insurance   | 13.7  | -       | -            | -            | 13.7         |
| Construction costs                                      | -   | -       | 45.4         | -            | 45.4         |
| Cost of selling solar panels                            | -   | -       | -            | 20.3         | 20.3         |
| Other operational costs, net                            | 17.5  | -       | -            | 2.4          | 19.9         |
| Operational costs                                       | 1,025.0   | 226.4   | 45.4         | 29.3         | 1,326.1      |
| Variation   |   |         |              |              |              |
| Electric power purchases                                | (67.0)  | 79.8    | -            | -            | 12.8         |
| Unrealized losses on trading operations                 | -   | 14.2    | -            | -            | 14.2         |
| Transactions in the short-term market                   | 157.5   | -       | -            | -            | 157.5        |
| Charges for the use of and connection to the power grid | 12.6  | -       | -            | -            | 12.6         |
| Fuel for generation                                     | 83.3  | -       | -            | -            | 83.3         |
| Royalties   | (2.6)   | -       | -            | -            | (2.6)        |
| Personnel   | 2.2   | -       | -            | -            | 2.2          |
| Materials and third-party services                      | 35.9  | -       | -            | 0.3          | 36.2         |
| Depreciation and amortization                           | 65.1  | -       | -            | -            | 65.1         |
| Insurance   | 7.6   | -       | -            | -            | 7.6          |
| Construction costs                                      | -   | -       | 7.5          | -            | 7.5          |
| Cost of selling solar panels                            | -   | -       | -            | 9.2          | 9.2          |
| Other operational costs, net                            | (0.6)   | -       | 0.1          | (2.4)        | (2.9)        |
| Operational costs                                       | 294.0   | 94.0    | 7.6          | 7.1          | 402.7        |

**Operational costs increased by R\$ 402.7 million (30.4%)**, between compared quarters from R\$ 1,326.1 million in 4Q18 to **R\$ 1,728.8 million in 4Q19**. This variation was a reflection of the following factors: (i) increase in 4Q19 of R\$ 294.0 million (28.7%) relative to 4Q18, in the costs of the generation and sale of electric energy segment from the Company's portfolio; (ii) increase of R\$ 94.0 million (41.5%) in the costs of energy trading operations; (iii) growth of R\$ 7.6 million (16.7%) in the costs in the transmission segment; and (iv) an increase of R\$ 7.1 million (24.2%) of costs of the sale and installation of panels reported by EGSD. The costs of the trading and transmission segments will be commented under a separate heading.

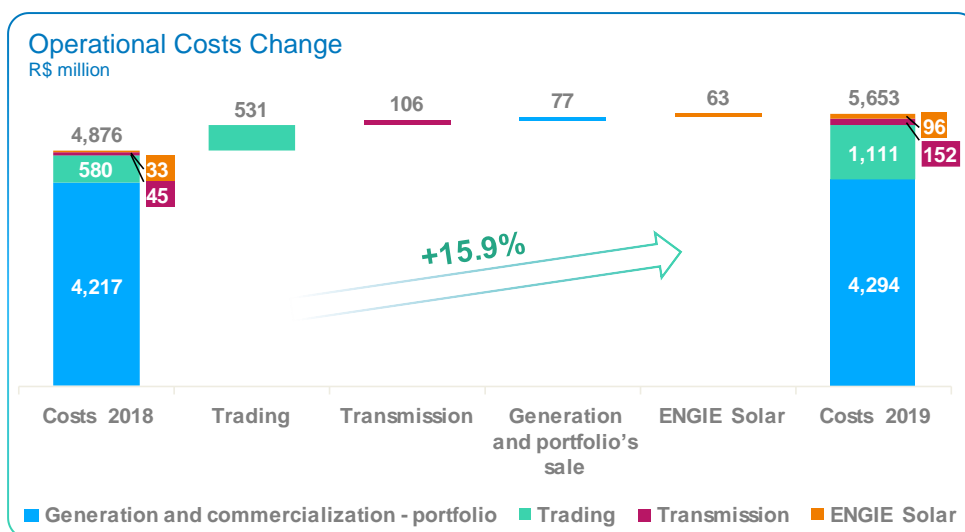
In the variation in item (i), of note is the increase of R\$ 147.1 million due to the entry into commercial operations of Pampa Sul, Campo Largo — Phase I and Umburanas - Phase I. If this effect is excluded, the operational costs of the generation and sale of electric energy segment from the Company's portfolio for 4Q19, increased R\$ 146.9 million (14.8%), relative to 4Q18.

|   | Costs by segment – 12M19 x 12M18 (in R\$ million) |         |              |                           |              |
|---|---|---------|--------------|---------------------------|--------------|
|   | Electric energy                                   |         |              |                           | Consolidated |
|   | Generation  | Trading | Transmission | Solar panels <sup>6</sup> |              |
| 12M19   |   |         |              |                           |              |
| Electric power purchases                                | 1,561.5   | 1,090.5 | -            | -                         | 2,652.0      |
| Unrealized losses on trading operations                 | -   | 14.2    | -            | -                         | 14.2         |
| Transactions in the short-term market                   | 421.0   | 6.7     | -            | -                         | 427.7        |
| Charges for the use of and connection to the power grid | 513.7   | -       | -            | -                         | 513.7        |
| Fuel for generation                                     | 173.0   | -       | -            | -                         | 173.0        |
| Royalties   | 131.6   | -       | -            | -                         | 131.6        |
| Personnel   | 254.7   | -       | -            | 10.1                      | 264.8        |
| Materials and third-party services                      | 277.6   | -       | -            | 16.1                      | 293.7        |
| Depreciation and amortization                           | 844.3   | -       | -            | 0.1                       | 844.4        |
| Insurance   | 65.6  | -       | -            | -                         | 65.6         |
| Construction costs                                      | -   | -       | 151.3        | -                         | 151.3        |
| Cost of selling solar panels                            | -   | -       | -            | 70.8                      | 70.8         |
| Other operational costs, net                            | 51.1  | -       | 0.2          | (1.1)                     | 50.2         |
| Operational costs                                       | 4,294.1   | 1,111.4 | 151.5        | 96.0                      | 5,653.0      |
| 12M18   |   |         |              |                           |              |
| Electric power purchases                                | 1,746.3   | 578.6   | -            | -                         | 2,324.9      |
| Unrealized losses on trading operations                 | -   | -       | -            | -                         | -            |
| Transactions in the short-term market                   | 572.5   | 1.6     | -            | -                         | 574.1        |
| Charges for the use of and connection to the power grid | 461.1   | -       | -            | -                         | 461.1        |
| Fuel for generation                                     | 152.1   | -       | -            | -                         | 152.1        |
| Royalties   | 123.2   | -       | -            | -                         | 123.2        |
| Personnel   | 218.2   | -       | -            | 3.5                       | 221.7        |
| Materials and third-party services                      | 198.4   | -       | -            | 4.8                       | 203.2        |
| Depreciation and amortization                           | 649.6   | -       | -            | -                         | 649.6        |
| Insurance   | 39.5  | -       | -            | -                         | 39.5         |
| Construction costs                                      | -   | -       | 45.4         | -                         | 45.4         |
| Cost of selling solar panels                            | -   | -       | -            | 22.8                      | 22.8         |
| Other operational costs, net                            | 56.1  | -       | -            | 2.3                       | 58.4         |
| Operational costs                                       | 4,217.0   | 580.2   | 45.4         | 33.4                      | 4,876.0      |
| Variation   |   |         |              |                           |              |
| Electric power purchases                                | (184.8)   | 511.9   | -            | -                         | 327.1        |
| Unrealized losses on trading operations                 | -   | 14.2    | -            | -                         | 14.2         |
| Transactions in the short-term market                   | (151.5)   | 5.1     | -            | -                         | (146.4)      |
| Charges for the use of and connection to the power grid | 52.6  | -       | -            | -                         | 52.6         |
| Fuel for generation                                     | 20.9  | -       | -            | -                         | 20.9         |
| Royalties   | 8.4   | -       | -            | -                         | 8.4          |
| Personnel   | 36.5  | -       | -            | 6.6                       | 43.1         |
| Materials and third-party services                      | 79.2  | -       | -            | 11.3                      | 90.5         |
| Depreciation and amortization                           | 194.7   | -       | -            | 0.1                       | 194.8        |
| Insurance   | 26.1  | -       | -            | -                         | 26.1         |
| Construction costs                                      | -   | -       | 105.9        | -                         | 105.9        |
| Cost of selling solar panels                            | -   | -       | -            | 48.0                      | 48.0         |
| Other operational costs, net                            | (5.0)   | -       | 0.2          | (3.4)                     | (8.2)        |
| Operational costs                                       | 77.1  | 531.2   | 106.1        | 62.6                      | 777.0        |

In 2019, operational costs were R\$ 5,653.0 million, exceeding by R\$ 777.0 million (15.9%) costs reported in 2018 of R\$ 4,876.0 million. This variation reflects the following factors: (i) an increase of R\$ 531.2 million (91.6%) in the costs of energy trading operations; (ii) growth of R\$ 106.1 million (233.7%) in costs in the transmission segment; (iii) an increase for the year 2019 of R\$ 77.1 million (1.8%) in relation to 2018, in costs of the generation and sale of electric energy segment from the Company's portfolio; and (iv) an increase of R\$ 62.6 million (187.4%) of solar panel sales and installation costs reported by EGSD, which has been consolidated in the financial statements since August 2018. The costs of the trading and transmission segments will be commented under a separate heading.

In the variation in item (iii), of note is the increase of R\$ 429.7 million due to the entry into commercial operations of Pampa Sul, Campo Largo — Phase I and Umburanas - Phase I. If this effect is excluded, the operational costs of the generation and sale of electric energy segment from the Company's portfolio fell R\$ 352.6 million (8.4%) in relation to 2018.

<sup>6</sup> The solar panels sales and installation segment was consolidated in the Company's financial statements in August 2018.



These variations basically reflect the following key components:

## Comments on Variations in Operational Costs

### ➤ Generation and Energy Sales from the Portfolio

» **Energy purchases:** between 4Q18 and 4Q19 there was a reduction of R\$ 67.0 million (14.1%) in purchase operations for the purposes of energy portfolio management as follows: (i) R\$ 238.9 million — decrease of 1,468.0 GWh (665 average MW) in purchase volume; and (ii) R\$ 171.9 million — growth of 72.7% in the net average price of purchases from R\$ 162.83/MWh in 4Q18 to R\$ 281.21/MWh in 4Q19. On an annual comparison basis, there was a reduction of R\$ 184.8 million (10.6%) in these operations, mainly due to the following events: (i) R\$ 280.5 million — decrease of 1,678.9 GWh (192 average MW) in purchase volume; and (ii) R\$ 95.7 million — growth of 6.5% in net average purchase price from R\$ 167.09/MWh in 2018 to R\$ 178.00/MWh in 2019.

The increase in energy purchase prices was largely due to monetary restatement in the period and on a quarterly basis, by the increase in the Differences Settlement Price (PLD) between comparative quarters, given that the PLD is used as a parameter for the establishment of short-term market prices. The decrease in purchase volumes in the compared periods, was particularly due to the expansion of the generating complex with the entry into commercial operations of Campo Largo - Phase I and Umburanas - Phase I.

» **Transactions in the short-term energy market:** costs with these transactions between the quarters under analysis were R\$ 157.5 million (230.9%) higher. On an annual comparison, costs were R\$ 151.5 million (26.5%) lower in 2018 versus 2019. Greater details are to be found under a specific heading below.

» **Charges for use of and connection to the electricity grid:** an increase of R\$ 12.6 million (10.5%) between the quarters under analysis, above all due to the entry of Pampa Sul, Campo Largo - Phase I and Umburanas - Phase I into commercial operations, whose impact was R\$ 9.6 million. On the basis of an annual comparison, the increase was R\$ 52.6 million (11.4%), of which R\$ 43.9 million is due to the startup in commercial operations of the plants mentioned above. Excluding these effects, there was an increase of R\$ 3.0 million (2.7%) between 4Q18 and 4Q19 and R\$ 8.7 million (1.9%) between 2018 and 2019, largely reflecting the annual readjustment in transmission and distribution tariffs.

» **Fuels for the generation of electricity:** an increase of R\$ 83.3 million on a 4Q18 x 4Q19 comparison basis due largely to: (i) increase consumption in proprietary coal supplies at the Jorge Lacerda Thermoelectric Plant in R\$ 59.2 million; (ii) fuel consumption due to the entry into commercial operations of Pampa Sul in June 2019 in the amount of R\$ 23.5 million; and (iii) the effects of the annual readjustment in fuel costs. On an annualized comparative basis, there was an increase of R\$ 20.9 million (13.7%) between 2018 and 2019, largely as a function of items (ii), in the amount of R\$ 53.5 million and (iii). These effects were partially offset by the booking in 2018 of additional costs arising from a legal agreement with the supplier of natural gas of R\$ 23.3 million relative to the William Arjona Thermoelectric Power Plant (UTWA), and the reduction in annual consumption of fuels at the Jorge Lacerda Thermoelectric Plant for R\$ 9.1 million. Excluding the effect of the entry into commercial operations of Pampa Sul and the additional cost at UTWA, fuel costs would have posted a decrease of R\$ 9.3 million (7.2%).

» **Financial compensation for use of hydro resources (Royalties):** reduction of R\$ 2.6 million (7.4%) between compared quarters, largely due to lower generation at the hydroelectric plants between quarters, partially attenuated by the annual readjustment. On an annual comparison basis, there was an increase of R\$ 8.4 million (6.8%), reflecting mainly, higher generation from the hydroelectric plants in 2019 and the hike of 4.5% in the Updated Reference Rate (TAR) in 2019.



» **Personnel:** increases of R\$ 2.2 million (3.5%) in 4Q19, relative to the same quarter in 2018 and R\$ 36.5 million (16.7%) on a 2019 x 2018 comparative basis – largely reflecting new hiring and the reduction in capitalized personnel costs during the construction phase of Pampa Sul, Campo Largo - Phase I and Umburanas - Phase I, all now operational. These plants represent an increase in personnel costs of R\$ 8.7 million on a quarterly comparison basis and R\$ 21.2 million when the comparison is on an annual basis. Excluding the effect of Pampa Sul, Campo Largo - Phase I and Umburanas - Phase I, there was a decrease of R\$ 6.5 million (10.4%) in 4Q19 relative to 4Q18 and a 2019 X 2018 increase of R\$ 15.3 million (7.0%). The decrease in the quarterly comparison was largely due to a reduction in expenses with healthcare accreditation, reimbursement of medical expenses and expenses with health insurance under previous years' Voluntary Severance Plans, partially attenuated by the annual readjustment in payroll. In the case of the annual variation, the principal impacts were those of the annual readjustment in employee salaries and new hires.

» **Material and third-party services:** increases of R\$ 35.9 million (57.1%) in 4Q19 in relation to the same quarter 2018 and R\$ 79.2 million (39.9%) on an annual comparison, in turn mainly due to increases of R\$ 22.1 million, on a quarterly comparative basis, and R\$ 57.4 million on an annual comparative basis, in costs of operation and maintenance of new contracts arising from the entry into operation of Pampa Sul, Campo Largo - Phase I and Umburanas - Phase I and maintenance costs at the Jaguará and Miranda plants, relative to GAG improvements, of R\$ 14.0 million. Excluding these effects, the costs of material and third-party services recorded a decline of R\$ 0.3 million (0.5%) between quarters. In the context of an annual comparison, there was an increase of R\$ 7.8 million (3.6%) from recurring operations, largely driven by monetary restatement of existing agreements in the period.

» **Depreciation and amortization:** an increase of R\$ 65.1 million (38.1%) between the compared quarters, above all due to the entry into operation of Pampa Sul, Campo Largo - Phase I and Umburanas - Phase I, with a growth of R\$ 51.7 million, as well as major maintenance work on the Company's generating complex as from the second half of 2018, with the conclusion of this work, generating depreciation costs. Excluding the effects of the startup in the commercial operations of the above-mentioned plants, the increase was R\$ 13.4 million (8.6%) in 4Q19, compared with 4Q18. On an annual comparison basis, the increase was R\$ 194.7 million (30.0%), of which R\$ 158.1 million reflects the entry into operations of the new plants and R\$ 36.6 million (5.8%) due mainly to major maintenance work on the generating complex from the second half of 2018.

» **Insurance:** an increase of R\$ 7.6 million (55.5%) between compared quarters, of which R\$ 7.2 million applies to the inclusion in insurance coverage of Pampa Sul, Campo Largo - Phase I and Umburanas - Phase I plants, now fully operational. Excluding the effect of entry into commercial operations of new capacity, the increase in insurance overheads was R\$ 0.4 million (2.9%) in 4Q19 compared with 4Q18. On a 2018 x 2019 basis, the increase was R\$ 26.1 million (66.1%), of which R\$ 7.8 million reflects the entry into operation of the new plants and R\$ 18.3 million (46.3%) due to the increased premium on the renewal of the operational risks policy in June 2019.

## ➤ Solar Panels

On an annual comparison basis, the increase was largely due to the following effects: (i) an increase of R\$ 48.0 million (210.5%) in solar panel sales and installation costs; (ii) an increase of R\$ 11.3 million (235.4%) in the costs of material and third-party services; and (iii) a growth of R\$ 6.6 million in personnel costs (188.6%). The increases reflect mostly the change in status of EGSD as a wholly owned subsidiary as from August 2018.

On a quarterly comparison, growth was largely due to an increase in solar panel sales and installation costs of R\$ 9.2 million (45.3%)

## Operational Result of the Energy Trading Segment

In January 2018, the Company made its debut in the energy trading market with the aim of leveraging results through fluctuations in energy prices within preestablished risk limits. Energy trading operations are transacted in an active market and for accounting purposes, are defined as financial instruments at fair value. This is due principally to the fact that there is no commitment to match buying and selling operations given the flexibility of managing the contracts for leveraging results from price variations in the market.

Gross profit between quarters under analysis fell R\$ 48.0 million (97.6%) from R\$ 49.2 million in 4Q18 to R\$ 1.2 million in 4Q19. This reduction reflects the following events: (i) R\$ 35.2 million due to the negative impact of marking to market — difference between contracted prices and those of the market — of the net operations contracted to mature on December 31, 2019 and 2018; and (ii) R\$ 13.5 million due to a reduction in the gross result from the executed energy purchase and sale transactions. These effects were partially attenuated by the increase of R\$ 0.7 million in the result from transactions in the short-term energy market.

On an annual basis, the gross result reported a reduction of R\$ 37.1 million (63.9%) with profits of R\$ 34.7 million in 2018 declining to a loss of R\$ 2.4 million in 2019. The cause of this variation is due to the following negative effects: (i) R\$ 33.9 million due to marking to market; and (ii) R\$ 3.4 million from the result of transactions executed across the short-term energy market. These impacts were partially offset by growth of R\$ 0.2 million from a positive result in executed transactions.

## Operational Result from the Energy Transmission Segment

The Company has primary responsibility for the construction and installation of the infrastructure related to the Gralha Azul Transmission System's concession, the implementation of which began in the second half of 2018, thus being exposed to the risks and benefits arising from the construction work. Consequently, based on prevailing accounting practices, the Company books revenues from the implementation of transmission line infrastructure over the period of installation, in an amount which corresponds to the construction costs plus a gross residual margin for covering related management costs of the construction. The expenditures incurred in the construction are booked to the transmission infrastructure cost.

### ➤ Transmission Revenue

**Revenues from the energy transmission segment increased R\$ 13.8 million (28.9%) in 4Q19 compared to 4Q18**, of which: (i) R\$ 7.8 million corresponds to the increase in revenue of installation of the transmission infrastructure; and (ii) R\$ 6.0 million reflects the increase in remuneration for the infrastructure. **On a 2018 x 2019 basis, growth was R\$ 122.2 million (256.2%)**, of which: (i) R\$ 108.8 million corresponds to the increase in construction revenue; and (ii) R\$ 13.4 million represents the increase in remuneration of the contract asset.

Both above increases were the result of progress in the construction work on Gralha Azul. In addition, revenue from transmission infrastructure revenue is also subject to restatement at the IPCA index.

### ➤ Construction Costs

The construction cost reported an increase of R\$ 7.5 million (16.5%) and R\$ 105.9 million (233.3%) between compared quarters and years, respectively, the construction costs of Gralha Azul reflected as a counter entry to revenue booked for the installation of the infrastructure, and calculated based on incurred costs, in addition to a gross margin for covering the costs of management of the construction. The increases reflect progress in executing the work on the project.

## Details of Short-Term Operations

Short-term operations are classified as energy purchase or sale operations, the principal objective being the management of exposure on the CCEE. Consequently, the price of these operations is characterized by the linkage with the Price for Settlement of Differences (PLD). This item also includes the transactions conducted through the CCEE, given their volatile and seasonal nature, therefore, short-term, of the results originating from accounting movement in the CCEE. Additionally, the long and short positions are settled at the PLD, thus, similar to the short-term operations described above.

In relation to the transactions conducted through the CCEE, the various monthly credit or debit entries to the account of a Board agent are summarized in a single billing as a receivable or a payable. This therefore requires an entry to either an income or an expense item. In this context, it is worth pointing out that due to adjustments in the Company's portfolio management strategy, changes have been taking place in the profile of the mentioned billings. Such fluctuations complicate the direct comparison of the elements comprising each billing for the periods being analyzed - the reason for including this specific topic. The strategy allows us to analyze the fluctuations of the principal elements involved in spite of allocation being either to an income or expenses account according to the credit or debit nature of the billing to which they relate.

Generically, these elements are revenues or expenses arising, for example, (i) from the application of the Energy Reallocation Mechanism (MRE); (ii) from the Generation Scaling Factor (GSF), triggered when generation of plants, part of the MRE, is greater or smaller (Secondary Energy) than the allocated energy; (iii) from the so-called "submarket risk"; (iv) dispatch driven by the Risk Aversion Curve (CAR); (v) the application of System Service Charges (ESS), resulting in dispatch which diverges from the thermal plants order of merit; and (vi) naturally, exposure (a short or long position in the monthly accounting) and settled at the PLD.

**In 4Q19 and in 4Q18, net results** (the difference between revenues and costs – less taxes) due to short-term transactions – more particularly those transacted across the CCEE – **were positive at R\$ 78.9 million and R\$ 22.2 million**, respectively. The amount represents **a growth of R\$ 56.7 million between comparative periods**, R\$ 56.0 million from results of the transactions in the generation and sale of electric energy segment from the portfolio together with R\$ 0.7 million from results from energy trading transactions.

This variation is largely the consequence of the increase in short-term operations and the long position in the CCEE by virtue of the hydro resources allocation strategy, combined with the active management of the portfolio, partially reduced by the following negative effects: (i) greater negative impact of the Adjustment Factor of the Energy Reallocation Mechanism (MRE) - (Generation Scaling Factor (GSF) — already adjusted for the effects of the renegotiation of the hydrological risk; (ii) the negative result from the difference in prices between the North/Northeast and Southeast/Center-West, the effect of which materialized in 4Q18; (iii) booking in 4Q18 of the recovery of costs, resulting from the recalculation of the Generation Uptime Factor for the Santo Antônio HPP, according to a legal ruling, which in an indirect way affected EBE positively; (iv) a reduction in MRE revenue.

**For fiscal year 2019, the net result**, fruit of short-term transactions, was **positive at R\$ 278.5 million**, a decrease of R\$ 76.2 million compared to the also positive result of R\$ 354.7 million for 2018, being R\$ 72.8 million in the result from transactions in the generation and sale of electric energy segment from the portfolio and R\$ 3.4 million, the result from energy trading transactions.

This reduction is a reflection essentially of the combination of the following factors: (i) reduction of short-term operations and the long position at the CCEE, reflecting the strategy for allocation of hydro resources combined with the active management of the portfolio; (ii) lesser negative effect of the GSF — already adjusted for the effects of the renegotiation of the hydrological risk; (iii) the negative effect of the difference in prices between the North/Northeast and Southeast/Center-West, between the two years analyzed; (iv) increased thermoelectric generation between the periods analyzed; and (v) the increase in MRE revenue.

In December 2018, Aneel set maximum and minimum PLD limits for 2019 at R\$ 513.89/MWh and R\$ 42.35/MWh, respectively. The following table shows the average amounts of the PLD for the submarkets in which the Company operates per MWh.

| Average PLD in R\$/MWh | 4Q19   | 4Q18   | Var. 4Q (%) | 12M19  | 12M18  | Var. 12M (%) |
|------------------------|--------|--------|-------------|--------|--------|--------------|
| South                  | 272.82 | 158.24 | 72.4%       | 227.10 | 287.73 | (21.1%)      |
| Southeast/Center-West  | 272.82 | 158.24 | 72.4%       | 227.10 | 287.73 | (21.1%)      |
| Northeast              | 272.82 | 155.63 | 75.3%       | 166.73 | 273.90 | (39.1%)      |

## Selling, General and Administrative Expenses

Selling, general and administrative expenses reported an increase of R\$ 13.5 million (21.1%) in the quarters reviewed, increasing from R\$ 63.9 million in 4Q18 to R\$ 77.4 million in 4Q19 due to the combination of the following factors: (i) increase of R\$ 12.5 million (20.2%) from the generation and sale of electric energy segment from the Company's portfolio due mainly to the following increases: (i.i) R\$ 7.3 million in expenses with materials and third-party services (50.2%); and (i.ii) R\$ 5.1 million of provisions for commercial operations; (ii) an increase of R\$ 0.9 million (64.3%) from the solar panel sales and installation segment; and (iii) R\$ 0.1 million (16.7%) from the energy trading segment.

On a 2018 x 2019 comparative basis, selling, general and administrative expenses reported an increase of R\$ 45.5 million (21.9%) from R\$ 207.7 million in 2018 to R\$ 253.2 million in 2019, due to a combination of the following: (i) an increase of R\$ 39.7 million (19.5%) in the generation and sale of electric energy segment from the Company's portfolio, largely driven by the following effects: (i.i) an increase of R\$ 17.8 million in payroll expenses (17.0%); (i.ii) booking of a non-recurring effect originating from the recovery of credits on PIS and Cofins tax payments in 2018, collected on the acquisition of certain materials and third-party services amounting to R\$ 9.9 million; (i.iii) R\$ 6.3 million increase in expenses with materials and services (11.5%); (ii) an increase of R\$ 5.0 million (238.1%) from the solar panel sales and installation segment; and (iii) R\$ 0.8 million (38.1%) from the energy trading segment.

The solar panels sales and installation segment was consolidated in the Company's financial statements in August 2018.

The increase in selling, general and administrative expenses was largely due to: (i) the growth in the Company's operational capacity with an increase 2018 x 2019 of 8.8% in installed capacity from 8,004.8 MW on December 31, 2018 to 8,710.5 MW on December 31, 2019; (ii) the new market dynamic based on the energy transition and the expanded access to the free market; and (iii) the effects of inflation on existing agreements and on payroll expenses between periods under analysis. These impacts were partially attenuated by reductions in certain expenses in the light of the Company's drive for expense optimization.

## Other Operating Revenues (Expenses), Net

In the compared quarters, this account represented a net expense with a reduction of R\$ 1.4 million between 4Q18 and 4Q19, a net expense of R\$ 2.7 million in 4Q18 and R\$ 1.3 million in 4Q19.

On a 2018 x 2019 comparison, other operating revenues (expenses), net, reported a positive R\$ 324.1 million in 2019, the Company booking other operating revenues, net in the amount of R\$ 320.4 million, while in 2018 R\$ 3.7 million was booked to the same account. This variation is largely reflection of the booking in 3T19 of other operating revenues amounting to R\$ 321.0 million in indemnities received for noncompliance with contractual conditions by the supplier responsible for the construction of Pampa Sul, principally related to the delay in concluding the work. The amount in question received is enshrined in the agreement with the contractor and is calculated based on the product of the number of days' delay and a fixed amount per day. This amount is calculated to compensate the Company for loss on earnings due to a delays inconcluding the work.

## Equity Income – Gas Transportation

On June 13, 2019, the jointly controlled Aliança Transportadora de Gás S.A. ("Aliança") acquired a 90% corporate control in Transportadora Associada de Gás S.A. ("TAG"). The Company had a 32.5% direct corporate stake in the jointly controlled company, Aliança, and therefore a 29.25% indirect corporate stake in TAG. On September 2, 2019, TAG incorporated Aliança and as from this date, the Company holds a 29.25% direct corporate stake in TAG.

In 4Q19, the Company booked a positive result via the equity income method of R\$ 86.8 million, from the jointly controlled TAG, a reflection of the following effects: (i.i) R\$ 317.4 million relative to the positive Ebitda; (i.ii) R\$ 109.5 million of depreciation and amortization costs, of which R\$ 66.5 million relates to amortization of the mais-valia result from the reverse incorporation of Aliança; (i.iii) R\$ 89.9 million of financial expenses, net, impacted by loans raised by Aliança prior to incorporation; and (i.iv) R\$ 31.2 million relative to expenses of income tax and social contribution on net income.

In 2019 the Company booked a positive result via the equity income method of R\$ 81.1 million: (i) R\$ 272.5 million from a positive result from the jointly held controlled company TAG, a consequence of the combination of the following effects: (i.i) R\$ 778.9 million in positive Ebitda; (i.ii) R\$ 258.3 million of depreciation and amortization, of which R\$ 86,4 million relates to amortization of the mais-valia result from the reverse incorporation of Aliança; (i.iii) R\$ 159.9 million of financial expenses, net, impacted by loans raised by Aliança prior to incorporation; and (i.iv) R\$ 88.2 million relative to expenses of income tax and social contribution on net income; and (ii) R\$ 191.4 million of a negative result of the jointly held controlled company Aliança until August 2019 (prior to incorporation), due mainly to the combination of the following effects: (ii.i) negative financial result of R\$ 106.0 million due largely to debt service charges; (ii.ii) amortization of the mais-valia originating from the acquisition of the shared control of TAG, in the amount of R\$ 58.1 million; (ii.iii) non-recurring expenses of R\$ 44.7 million with respect to financial, legal, tax, corporate, regulatory consultancies, among others, relating to the structuring of the project for acquisition of TAG; (ii.iv) positive effect of income tax and social contribution expenses of R\$ 20.4 million; and (ii.v) other general and administrative expenses of R\$ 3.0 million.

TAG is a jointly held controlled company of EBE, for which reason it is not consolidated in the financial statements of the Company, its effects being recognized by the equity income method.

TAG's equity income result is comprising the following items:

| Income Statement – in R\$ million                                      | 4Q19         |                 | 12M19          |                 |
|--|--------------|-----------------|----------------|-----------------|
|  | 100%         | Company's share | 100%           | Company's share |
| <b>Aliança (32.5%)</b>   |              |                 |                |                 |
| General and administrative expenses                                    | -            | -               | (325.4)        | (105.8)         |
| Amortization of mais-valia   | -            | -               | (178.7)        | (58.1)          |
| TAG acquisition expenses   | -            | -               | (137.5)        | (44.7)          |
| Other  | -            | -               | (9.2)          | (3.0)           |
| <b>Loss before financial result and taxes</b>                          | -            | -               | <b>(325.4)</b> | <b>(105.8)</b>  |
| Financial result   | -            | -               | (326.3)        | (106.0)         |
| <b>Loss before taxes</b>   | -            | -               | <b>(651.7)</b> | <b>(211.8)</b>  |
| Income tax and social contribution                                     | -            | -               | 62.8           | 20.4            |
| <b>Aliança's net loss for the period from 01/01/2019 to 09/02/2019</b> | -            | -               | <b>(588.9)</b> | <b>(191.4)</b>  |
| <b>Equity income – Aliança</b>   | -            | -               | <b>(191.4)</b> |                 |
| <b>TAG (29.25%)</b>  |              |                 |                |                 |
| Net operational revenue  | 1,325.9      | 387.8           | 2,915.7        | 852.8           |
| Costs of services provided   | (547.4)      | (160.1)         | (1,002.1)      | (293.1)         |
| <b>Gross income</b>  | <b>778.5</b> | <b>227.7</b>    | <b>1,913.6</b> | <b>559.7</b>    |
| General and administrative expenses                                    | (67.7)       | (19.8)          | (133.7)        | (39.1)          |
| <b>Income before financial result and taxes</b>                        | <b>710.8</b> | <b>207.9</b>    | <b>1,779.9</b> | <b>520.6</b>    |
| Financial result   | (307.3)      | (89.9)          | (546.6)        | (159.9)         |
| <b>Income before taxes</b>   | <b>403.5</b> | <b>118.0</b>    | <b>1,233.3</b> | <b>360.7</b>    |
| Income tax and social contribution                                     | (106.8)      | (31.2)          | (301.6)        | (88.2)          |
| <b>TAG's net income for the period from 06/13/2019 to 12/31/2019</b>   | <b>296.7</b> | <b>86.8</b>     | <b>931.7</b>   | <b>272.5</b>    |
| <b>Equity income – TAG</b>   | <b>86.8</b>  |                 | <b>272.5</b>   |                 |
| <b>Impact on EBE's equity income for 2019</b>                          | <b>86.8</b>  |                 | <b>81.1</b>    |                 |



## Ebitda and Ebitda Margin

|  | Ebitda by segment – 4Q19 x 4Q18 (in R\$ million) |                    |               |                    |                    |                 |
|--|--|--------------------|---------------|--------------------|--------------------|-----------------|
|  | Electric energy                                  |                    |               |                    |                    |                 |
|  | Generation                                       | Trading            | Transmission  | Solar panels       | Gas transportation | Consolidated    |
| <b>4Q19</b>                                      |  |                    |               |                    |                    |                 |
| Income (loss) before financial results and taxes | 980.0  | 0.5                | 8.5           | (1.5)              | 86.8               | 1,074.3         |
| Depreciation and amortization                    | 242.5  | -                  | -             | 0.3                | -                  | 242.8           |
| <b>Ebitda and Adjusted Ebitda</b>                | <b>1,222.5</b>                                   | <b>0.5</b>         | <b>8.5</b>    | <b>(1.2)</b>       | <b>86.8</b>        | <b>1,317.1</b>  |
| <b>Adjusted Ebitda Margin</b>                    | <b>51.5%</b>                                     | <b>0.2%</b>        | <b>13.8%</b>  | <b>(3.2%)</b>      | <b>-</b>           | <b>47.1%</b>    |
| <b>4Q18</b>                                      |  |                    |               |                    |                    |                 |
| Income before financial results and taxes        | 849.9  | 48.6               | 2.3           | 2.3                | -                  | 903.1           |
| Depreciation and amortization                    | 173.5  | -                  | -             | 0.2                | -                  | 173.7           |
| <b>Ebitda</b>                                    | <b>1,023.4</b>                                   | <b>48.6</b>        | <b>2.3</b>    | <b>2.5</b>         | <b>-</b>           | <b>1,076.8</b>  |
| Impairment                                       | 6.5  | -                  | -             | -                  | -                  | 6.5             |
| <b>Adjusted Ebitda</b>                           | <b>1,029.9</b>                                   | <b>48.6</b>        | <b>2.3</b>    | <b>2.5</b>         | <b>-</b>           | <b>1,083.3</b>  |
| <b>Adjusted Ebitda Margin</b>                    | <b>52.9%</b>                                     | <b>17.6%</b>       | <b>4.8%</b>   | <b>7.6%</b>        | <b>-</b>           | <b>47.1%</b>    |
| <b>Variation</b>                                 |  |                    |               |                    |                    |                 |
| Income (loss) before financial results and taxes | 130.1  | (48.1)             | 6.2           | (3.8)              | 86.8               | 171.2           |
| Depreciation and amortization                    | 69.0   | -                  | -             | 0.1                | -                  | 69.1            |
| <b>Ebitda</b>                                    | <b>199.1</b>                                     | <b>(48.1)</b>      | <b>6.2</b>    | <b>(3.7)</b>       | <b>86.8</b>        | <b>240.3</b>    |
| Impairment                                       | (6.5)  | -                  | -             | -                  | -                  | (6.5)           |
| <b>Adjusted Ebitda</b>                           | <b>192.6</b>                                     | <b>(48.1)</b>      | <b>6.2</b>    | <b>(3.7)</b>       | <b>86.8</b>        | <b>233.8</b>    |
| <b>Adjusted Ebitda Margin</b>                    | <b>(1.4 p.p.)</b>                                | <b>(17.4 p.p.)</b> | <b>9.0 pp</b> | <b>(10.8 p.p.)</b> | <b>-</b>           | <b>0.0 p.p.</b> |

Between 4Q19 and 4Q18, Ebitda increased by R\$ 233.8 million (21.6%) from R\$ 1,083.3 million in 4Q18 to R\$ 1,317.1 million in 4Q19. The variation is a reflection of the following **positive effects**: (i) R\$ 135.5 million due to the increase in sales volume, excluding trading operations; (ii) R\$ 86.8 million being the positive result from the corporate stake in TAG; (iii) a reduction of R\$ 67.0 million due to the lower volume of energy purchases required for the management of the Company's portfolio; (iv) an increase of R\$ 56.0 million in the results from the transactions executed in the short-term market in the generation segment and sale of energy from the Company's portfolio; (v) growth of R\$ 44.0 million in revenue from remuneration and monetary restatement on assets pertaining to the Jaguará and Miranda Hydroelectric Power Plants and the Gralha Azul Transmission System; (vi) R\$ 32.7 million due to the increase in net average energy selling price, excluding trading operations; (vii) R\$ 10.8 million increase in the recomposition of revenues from insurance claims and downtime fines; and (viii) a reduction of R\$ 7.5 million in other operational costs and expenses.

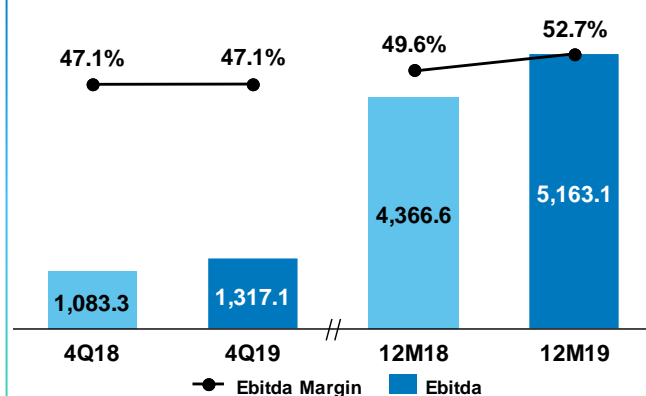
The positive impacts were counterbalanced by the following **negative effects**: (i) an increase of R\$ 83.3 million in fuel costs; (ii) R\$ 48.1 million from the net negative result from energy trading operations – of which R\$ 35.2 million reflecting marking to market and R\$ 7.0 million originating from transactions executed in this segment; (iii) an increase of R\$ 36.2 million of costs with materials and third party services; (iv) increase of R\$ 12.6 million in costs with charges for electricity network usage and connection; (v) increase of R\$ 9.5 million in sales, general and administrative expenses; (vi) an increase of R\$ 9.2 million in costs related to sales of solar panels; and (vii) an increase R\$ 7.6 million in insurance costs.

The positive and negative effects reported above are impacted by the entry into commercial operations of Pampa Sul, Campo Largo - Phase I and Umburanas - Phase I, Ebitda of which was R\$ 80.9 million and R\$ 70.2 million in 4Q19 and 4Q18, respectively.

The consolidated Ebitda margin registered stability at 47.1% in the compared quarters. It should be pointed out that the Ebitda margin is partially reduced by the effects of the energy trading operations, the booking of revenue and costs in relation to construction of the transmission line to the accounts and the operations executed by the EGSD subsidiary, acquired in August 2018, which operates at margins lower than other operations executed by the Company.

Based only on results reported for the generation segment and energy sales from the portfolio and excluding the result from the startup in commercial operations at the plants mentioned above and the R\$ 10.8 million increase in the recomposition of revenue from insurance claims and downtime fines, Ebitda would be R\$ 1,130.4 million in 4Q19 and R\$ 959.3 million in 4Q18 while the Ebitda margin in 4Q19 would be 52.1% compared with 51.6% in 4Q18, representing a growth of 0.5 p.p. between the quarters in review.

### Ebitda<sup>1</sup> and Ebitda Margin



<sup>1</sup> Ebitda: net income + income tax and social contribution and financial expenses, net + depreciation and amortization + impairment.

|  | Ebitda by segment – 12M19 x 12M18 (in R\$ million) |            |              |              |                    |              |
|--|--|------------|--------------|--------------|--------------------|--------------|
|  | Electric energy                                    |            |              | Solar panels | Gas transportation | Consolidated |
|  | Generation   | Trading    | Transmission |              |                    |              |
| 2019   |  |            |              |              |                    |              |
| Income (loss) before financial results and taxes | 4,205.9  | (5.3)      | 18.4         | (5.2)        | 81.1               | 4,294.9      |
| Depreciation and amortization                    | 862.5  | -          | -            | 0.8          | -                  | 863.3        |
| Ebitda   | 5,068.4  | (5.3)      | 18.4         | (4.4)        | 81.1               | 5,158.2      |
| Impairment                                       | 4.9  | -          | -            | -            | -                  | 4.9          |
| Adjusted Ebitda                                  | 5,073.3  | (5.3)      | 18.4         | (4.4)        | 81.1               | 5,163.1      |
| Adjusted Ebitda Margin                           | 60.2%  | (0.5%)     | 10.8%        | (4.5%)       | -                  | 52.7%        |
| 2018   |  |            |              |              |                    |              |
| Income before financial results and taxes        | 3,631.5  | 32.6       | 2.3          | 0.7          | -                  | 3,667.1      |
| Depreciation and amortization                    | 660.0  | -          | -            | 0.2          | -                  | 660.2        |
| Ebitda   | 4,291.5  | 32.6       | 2.3          | 0.9          | -                  | 4,327.3      |
| Impairment                                       | 39.3   | -          | -            | -            | -                  | 39.3         |
| Adjusted Ebitda                                  | 4,330.8  | 32.6       | 2.3          | 0.9          | -                  | 4,366.6      |
| Adjusted Ebitda Margin                           | 53.5%  | 5.3%       | 4.8%         | 2.4%         | -                  | 49.6%        |
| Variation  |  |            |              |              |                    |              |
| Income (loss) before financial results and taxes | 574.4  | (37.9)     | 16.1         | (5.9)        | 81.1               | 627.8        |
| Depreciation and amortization                    | 202.5  | -          | -            | 0.6          | -                  | 203.1        |
| Ebitda   | 776.9  | (37.9)     | 16.1         | (5.3)        | 81.1               | 830.9        |
| Impairment                                       | (34.4)   | -          | -            | -            | -                  | (34.4)       |
| Adjusted Ebitda                                  | 742.5  | (37.9)     | 16.1         | (5.3)        | 81.1               | 796.5        |
| Adjusted Ebitda Margin                           | 6.7 p.p.   | (5.8 p.p.) | 6.0 p.p.     | (6.9 p.p.)   | -                  | 3.1 p.p.     |

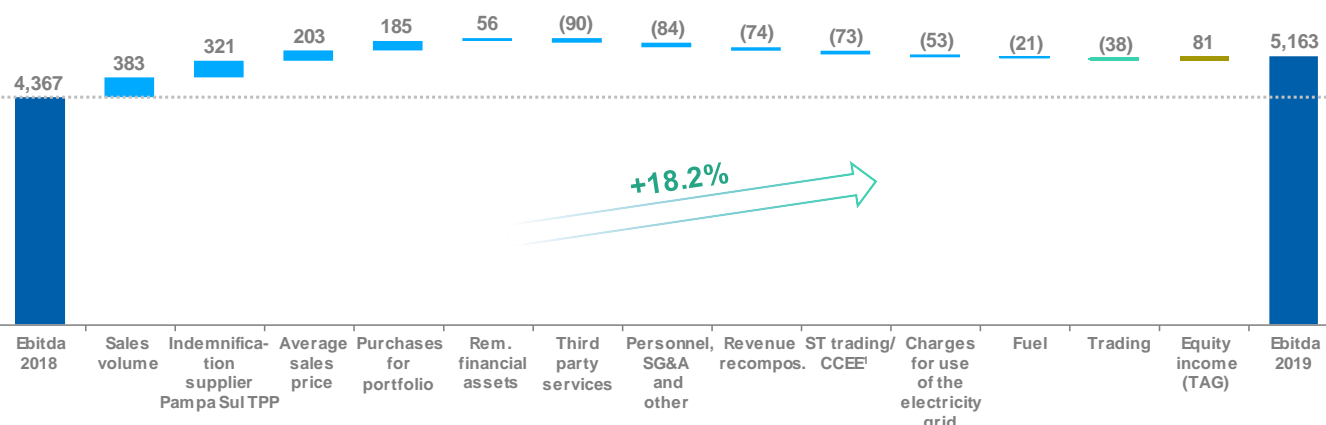
On a 2019 x 2018 comparison basis, there was an increase in Ebitda of R\$ 796.5 million (18.2%) from R\$ 4,366.6 million in 2018 to R\$ 5,163.1 million in 2019. The variation reflects the following combination of **positive effects**: (i) R\$ 383.3 million due the increase in sales volume, excluding trading operations; (ii) R\$ 321.0 million with respect to the booking in 3Q19 of other operating revenues from an indemnity for contractual non-compliance received from the supplier responsible for construction of Pampa Sul, mainly relating to the delay in the conclusion of the work and resulting in loss of earnings by the Company; (iii) R\$ 202.8 million due to the increase of net average price of energy sold, excluding trading operations; (iv) R\$ 184.8 million relating to lower energy purchase volumes for management of the Company's portfolio; (v) R\$ 81.1 million positive result from the corporate stake in TAG/Aliança; and (vi) growth of R\$ 55.7 million of revenues in remuneration and monetary restatement on assets of the Jaguará and Miranda Hydroelectric Power Plants and the Gralha Azul Transmission System.

The positive impacts were counterbalanced by the following **negative effects**: (i) increase of R\$ 90.5 million in costs of materials and third party services; (ii) reduction of R\$ 73.9 million in non-recurring revenue with respect to non-recurring revenue from an indemnification for interruption to business due to contractual non-compliance and collection of a fine from a supplier (iii) decrease of R\$ 72.8 million in positive result from transactions executed across the short-term market in the generation segment and the sale of energy from the Company's portfolio; (iv) increase of R\$ 52.6 million in the costs with charges for the use of the electricity network and connection; (v) growth of R\$ 43.1 million in personnel costs; (vi) R\$ 37.9 million from the increase in the net negative result from energy trading operations – of which R\$ 33.9 million reflects the effects of marking to market and R\$ 4.0 million originating from transactions executed in this segment; (vii) increase of R\$ 37.2 million in sales, general and administrative expenses; (viii) increase of R\$ 20.9 million in fuel costs; and (ix) increase of R\$ 3.3 million of other operational costs and expenses.

The positive and negative effects reported above are impacted by the entry into commercial operations of Pampa Sul, Campo Largo - Phase I and Umburanas - Phase I, total Ebitda of which was R\$ 719.0 million and R\$ 95.5 million in 2019 and 2018, respectively.

The Ebitda margin recorded an increase of 3.1 p.p. from 49.6% in 2018 to 52.7% in 2019. Considering only the results reported by the generation segment and energy sales from the portfolio, excluding the results from the entry into commercial operations and non-recurring operations mentioned above (items (ii) for the positive effects and (ii) for the negative effects), Ebitda would be R\$ 4,343.1 million in 2019 and R\$ 4,150.2 million in 2018 while the Ebitda margin for 2019 would be 56.2% and in 2018, 52.6%, which would represent a 3.6 p.p. increase between the years under analysis.

## Ebitda Change R\$ million



¹ Considers the combined effect of changes in revenue and expenses.

The following table reconciles net income with Ebitda:

| (In millions of R\$)                   | 4Q19           | 4Q18           | Chg. %      | 12M19          | 12M18          | Chg. %      |
|--|----------------|----------------|-------------|----------------|----------------|-------------|
| Net income                             | 617.5          | 761.6          | -18.9       | 2,311.1        | 2,315.4        | -0.2        |
| (+) Income tax and social contribution | 50.0           | -19.8          | -352.5      | 776.8          | 652.4          | 19.1        |
| (+) Net financial result               | 406.8          | 161.3          | 152.2       | 1,207.0        | 699.3          | 72.6        |
| (+) Depreciation and amortization      | 242.8          | 173.7          | 39.8        | 863.3          | 660.2          | 30.8        |
| <b>Ebitda</b>                          | <b>1,317.1</b> | <b>1,076.8</b> | <b>22.3</b> | <b>5,158.2</b> | <b>4,327.3</b> | <b>19.2</b> |
| (+) Impairment                         | 0.0            | 6.5            | -100.0      | 4.9            | 39.3           | -87.5       |
| <b>Adjusted Ebitda</b>                 | <b>1,317.1</b> | <b>1,083.3</b> | <b>21.6</b> | <b>5,163.1</b> | <b>4,366.6</b> | <b>18.2</b> |

Ebitda includes the equity income result of the jointly owned TAG, given the expectation that the subsidiary will distribute dividends both frequently and on a recurrent basis.

## Provision for Reduction in Impairment

The Company complemented the impairment of the William Arjona Thermoelectric Power Plant, the commercial operation of which was discontinued due to no longer being viable economically and financially, in the amount of R\$ 6.5 million in 4Q18, R\$ 39.3 million in 2018 and R\$ 4.9 million in 2019. In 4Q19, Company identified no further requirement for booking or reversing provisions for reducing asset impairment values.

## Financial Result

**Financial income:** in 4Q19, financial revenues were R\$ 35.2 million, that is R\$ 17.7 million or 33.5% below the R\$ 52.9 million recorded for the same quarter in 2018 and largely a combination of the following factors: (i) a reduction of interest on values receivable from third parties in the amount of R\$ 13.4 million; and (ii) a reduction of R\$ 4.0 million in revenue from financial investments.

On a 2018 x 2019 comparison, financial revenues were down R\$ 7.6 million (4.9%) from R\$ 154.7 million in 2018 to R\$ 147.1 million in 2019. This variation reflects largely the following factors: (i) a reduction of R\$ 16.8 million in interest on accounts receivable, principally on amounts due from the CCEE; and (ii) an increase of R\$ 10.2 million in revenues from financial investments due to the higher amounts invested, partially offset by a decline in interest rates.

**Financial expenses:** financial expenses in 4Q19 were R\$ 442.0 million, equivalent to R\$ 227.8 million or 106.3% above those reported for the same quarter in 2018, namely R\$ 214.2 million. The principal changes were: (i) an increase of R\$ 123.7 million in interest and R\$ 16.4 million in monetary restatement and the adjustment in fair value on debt, largely a reflection of the issue of debentures by the Company in July 2018, May 2019 and August 2019; the contracting of loans and financing during the course of 2018 and 2019 for cash flow management and investment purposes and the reduction in capitalized interest due to the startup in commercial operations of Pampa Sul, Campo Largo – Phase I and Umburanas - Phase I; and (ii) increase of R\$ 85.0 million in monetary restatement and R\$ 7.0 million in interest on concessions payable, in the light of growth in inflation rates between the periods under analysis.

On a 2018 x 2019 comparative basis, expenses rose R\$ 854.0 million from 2018 to R\$ 1,354.1 million in 2019, an increase of R\$ 500.1 million (58.6%), the result of the combination mainly of the same effects commented in the foregoing item, the principal impact being due to: (i) the increase of R\$ 380.1 million in interest and R\$ 70.6 million in monetary restatement of debt, and (ii) increases of R\$ 30.1 million in interest and R\$ 13.7 million in monetary restatement on concessions payable.

## Income Tax and Social Contribution

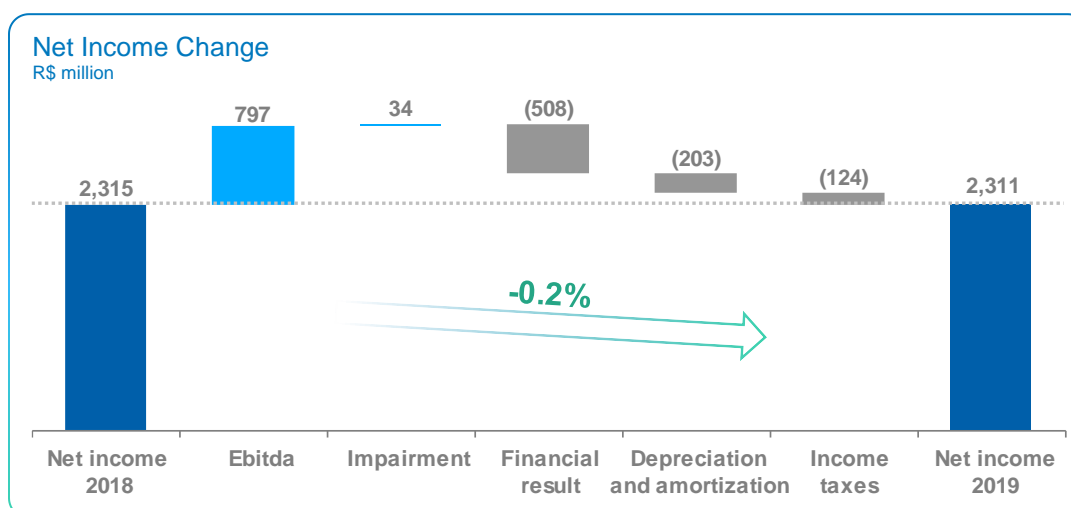
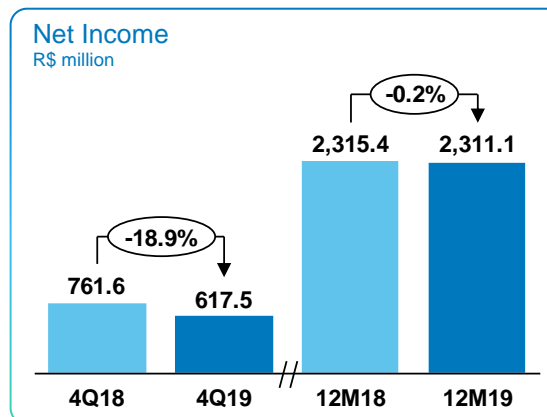
Income tax and Social Contribution (IR and CSLL) in 4Q19 were R\$ 50.0 million, R\$ 69.8 million (352.5%) higher than the positive result with IR and CSLL registered in the same quarter of 2018, of R\$ 19.8 million, due mainly to the non-recurring effect booked in 4Q18 caused by the reversal of provisioning with respect to the difference of taxation between tax regimes with respect to the period from January to September 2018 of Company subsidiaries and the decrease in the benefit resulting from interest on capital credited to shareholders during 2019, compared to amounts credited in 2018, partially attenuated by the effect of higher before tax profit reported in 4Q18 compared to 4Q19.

For the year, these expenses increased R\$ 124.4 million (19.1%) from R\$ 652.4 million in 2018 to R\$ 776.8 million in 2019, due mainly to the increase in before tax profits and changes made in 2018 in the tax regime of subsidiaries and from the decrease of the benefit resulting from interest on capital credited to shareholders during 2019, compared to amounts credited in 2018. The effective rate of IR and CSLL in 2019 was 25.2%, 3.2 p.p. greater than the rate for 2018 of 22.0%.

## Net Income

Net income in 4Q19 was R\$ 617.5 million, R\$ 144.1 million or 18.9% lower than the R\$ 761.6 million reported for the same quarter in 2018. This decrease is a consequence of the following effects: (i) an increase of R\$ 245.5 million in net financial expenses; (ii) an increase of R\$ 233.8 million in Ebitda; (iii) a growth of R\$ 69.8 million in income tax and social contribution; (iv) an increase of R\$ 69.1 million in depreciation and amortization costs; and (v) the booking in 4Q18 of an asset impairment of R\$ 6.5 million.

On a 2018 x 2019 comparative basis, net income fell from R\$ 2,315.4 million in 2018 to R\$ 2,311.1 million, equivalent to a reduction of R\$ 4.3 million or 0.2%. This decrease is a consequence of the following effects: (i) an increase of R\$ 796.5 million in Ebitda; (ii) an increase of R\$ 507.7 million in net financial expenses; (iii) an increase of R\$ 203.1 million in depreciation and amortization costs; (iv) an increase of R\$ 124.4 million in income tax and social contribution; and (v) a reduction in asset impairment of R\$ 34.4 million.

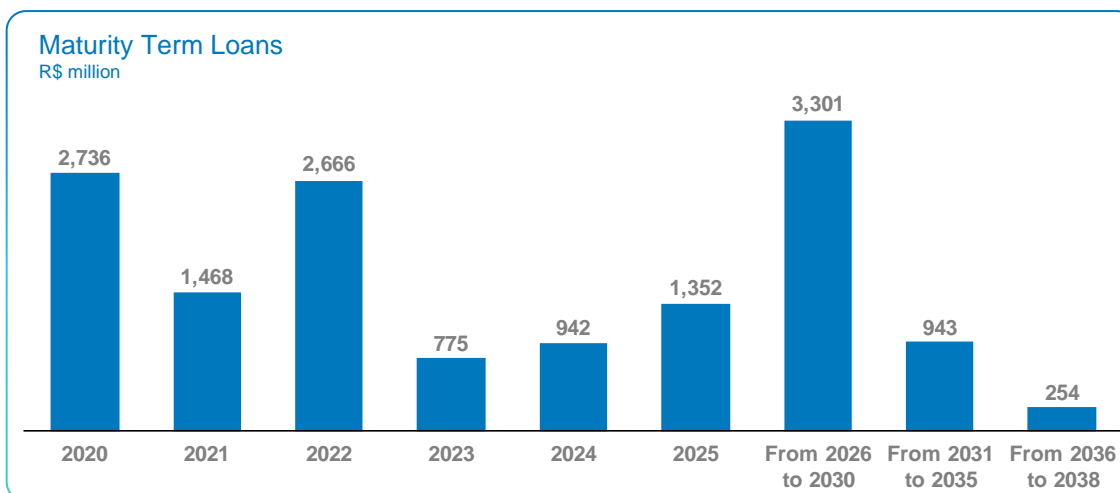
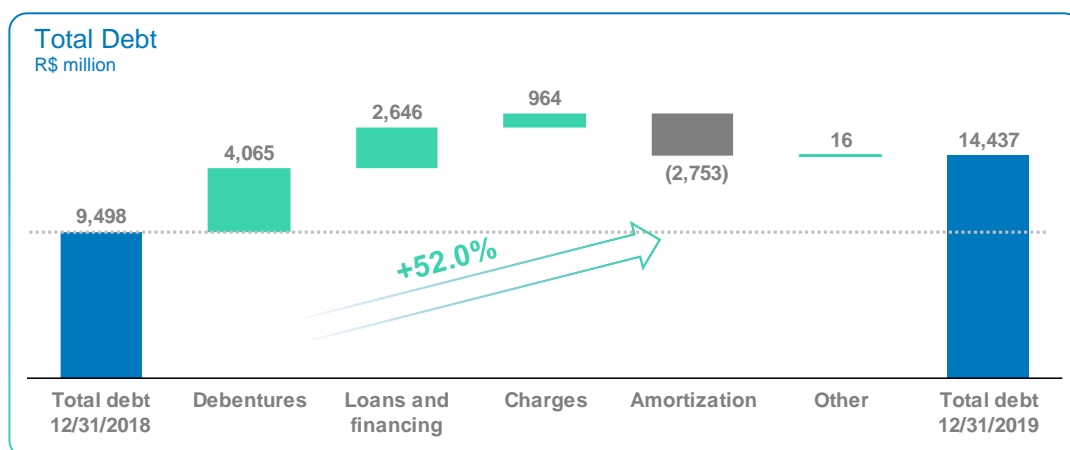




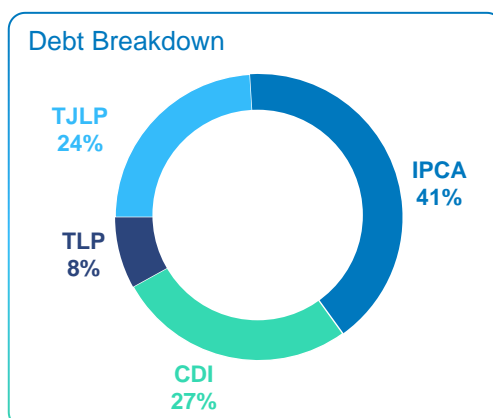
## Debt

The Company's **total gross consolidated debt** as at December 31, 2019, represented mainly by loans, financing and debentures, net of the effects of hedge operations, **totaled R\$ 14,436.7 million, an increase of 52.0%** (R\$ 4,938.4 million) compared to the position as at December 31, 2018.

The variation in the Company's debt is related essentially to a combination of the following events during 2019: (i) the issue of debentures for R\$ 4,065.0 million with the purpose of providing working capital to finance the implementation of the Company's business plan and projects such as Assú V, Umburanas – Phase I, Jaguará and Miranda; (ii) drawdowns from the Brazilian Development Bank (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES), totaling R\$ 1,519.3 million for the construction of Pampa Sul TPP, Campo Largo – Phase I and Umburanas – Phase I Wind Complexes and, the expansion of the Ferrari Thermoelectric Power Plant and modernization of the Salto Santiago Hydroelectric Power Plant; (iii) raising of loan amounting to R\$ 1,127.2 million from overseas financial institutions, totally protected by swap operations for safeguarding future cash flows; (iv) generation of R\$ 963.6 million in charges incurred to be paid and monetary restatement; and (v) R\$ 2,752.7 million in amortization of loans, financing and debentures.



The **average weighted nominal cost of debt** at the end of 2019 was **7.6%** (8.6% at the end of 2018).



On December 31, 2019, the Company's **net debt** (total debt less result of derivatives operations, deposits earmarked to the guarantee of debt servicing and cash and cash equivalents) was **R\$ 10,191.8 million, an increase of 48.6%** compared with the end of 2018.

## Net Debt

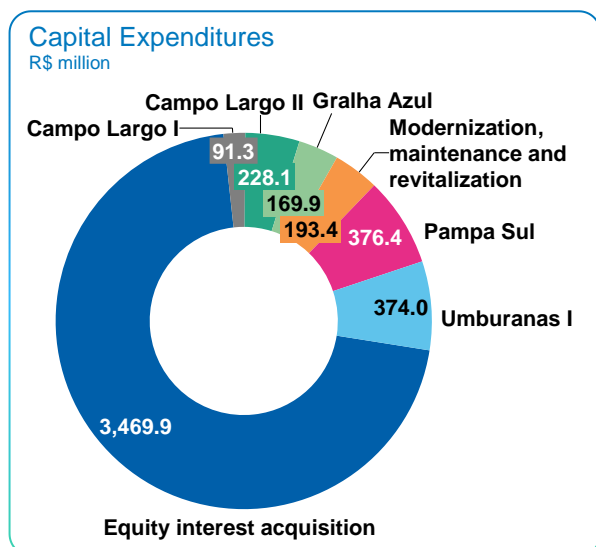
R\$ million

|  | 12/31/2019      | 12/31/2018     | Chg. %      |
|--|-----------------|----------------|-------------|
| Gross debt                                 | 14,763.1        | 9,720.2        | 51.9        |
| Result of derivatives operations           | (326.3)         | (222.0)        | 47.0        |
| Deposits earmarked for the payment of debt | (374.7)         | (226.2)        | 65.6        |
| Cash and cash equivalents                  | (3,870.3)       | (2,415.8)      | 60.2        |
| <b>Total net debt</b>                      | <b>10,191.8</b> | <b>6,856.3</b> | <b>48.6</b> |

## Capital Expenditures

ENGIE Brasil Energia's **total investments in 4Q19 were R\$ 254.8 million**, of which: (i) R\$ 177.5 million was invested in construction of new projects: (i.i) R\$ 64.9 million applied in the Campo Largo Wind Complex – Phase II; (i.ii) R\$ 61.4 million in the Gralha Azul Transmission Line; (i.iii) R\$ 50.6 million concentrated in the construction of Pampa Sul TPP; and (i.iv) R\$ 0.6 million in other investments; (ii) R\$ 54.6 million were allocated in the maintenance and revitalization projects of the generating complex; and (iii) R\$ 22.7 million was dedicated to modernization in the Salto Santiago and Salto Osório Hydroelectric Power Plants.

**In 2019, the Company invested R\$ 4,903.0 million**, of which (i) R\$ 3,469.9 million were allocated for the acquisition of a corporate stake in Aliança, the acquiring company of 90% of the stock of TAG; (ii) R\$ 1,239.7 million invested in the construction of new projects, being: R\$ 376.4 million in Pampa Sul; R\$ 374.0 million Umburanas – Phase I; R\$ 228.1 million in Campo Largo – Phase II; R\$ 169.9 million in the Sistema de Transmissão Gralha Azul; and R\$ 91.3 million in Campo Largo – Phase I; (iii) R\$ 138.9 million were expended on maintenance and revitalization projects in the generating complex; and (iv) R\$ 54.5 million designated for the modernization of Salto Santiago and Salto Osório hydroelectric plants.



Conclusion of Salto Osório HPP modernization

## Complementary Dividends Proposed

At a meeting on February 18, 2020, ENGIE Brasil Energia's Board of Directors approved the proposal of **complementary dividends** for the period from January 1 to December 31, 2019 in the amount of **R\$ 949.7 million (R\$ 1.1640046498 per share)**. This proposal is to be ratified by the Annual General Meeting, on which it is also incumbent to establish conditions for payout.

**Total payout of profits in 2019 will amount to R\$ 2,197.1 million (R\$ 2.6928163913 per share) equivalent to 100% of net adjusted distributable income.**

## COMMITMENT TO SUSTAINABLE DEVELOPMENT

### Sustainable Management

All plants under the Company's responsibility adhere to ENGIE Brasil Energia Sustainable Management Policy, which covers the areas of Quality, Energy Management, Environment, Climate Change, Occupational Health and Safety, Social Responsibility and Engagement of Related Parties. On December 31, 2019, out of the 60 plants installed in 13 states of Brazil's five regions, 12 are certified in accordance with NBR ISO 9001 (for Quality), NBR ISO 14001 (for the Environment) and NBR OHSAS 18001 (for Occupational Health and Safety) standards, with an aggregate capacity of 77.9% of the total operated by the Company. In the area of Social Responsibility, the Company endeavors to adhere to the directives in the NBR ISO 26000 guide (which is not susceptible to certification); and the Jorge Lacerda Thermoelectric Complex, the three plants of which, are among the 12 which are certified according to the NBR ISO 50001 standard for Energy Efficiency.

In addition to the Sustainable Management Policy mentioned above, other commitments to sustainable development can be accessed from Company's website, covering such themes as Human Rights and Ethics. The Sustainability Reports are published annually according to the recommendations of the Global Reporting Initiative (GRI) and the framework of International Integrated Reporting Council (IIRC).

### Sustainability Committee

ENGIE Brasil Energia Sustainability Committee was set up in 2007 and is currently made up of 12 members drawn from different areas, more especially those related most closely to stakeholders, such as shareholders, clients, suppliers, employees, the media and communities. Coordination is the responsibility of the Administrative Director's Office while one of the Committee members is the Board employees' representative. Among others, the Committee has as its objectives to:

- » Contribute towards maintaining the balance of interests of the different stakeholders in relation to the Company;
- » Develop awareness programs to propagate concepts and practices of sustainability among both internal and external audiences;
- » Contribute to the use of best corporate governance practices; and
- » Propose, obtain approval from the Management Board and work on a coordinated basis with the organizational units to achieve the annual corporate sustainability goals ("ENGIE Brasil Energia Sustainability Goals"). These goals are based on four Programs — Cultural Development, Environmental Improvement, Social Inclusion and Education for Sustainability —, with initiatives linked to indicators and weightings so permitting an evaluation at the end of each year.

### Highlights of the Quarter and Year

- » An external channel for reporting/whistleblowing in addition to the internal channels already in existence has been established for improving the mechanisms for denouncing ethical deviations. Access can be made via the website <https://www.canalintegro.com.br/engiebrasil> or by phone 0800 580 2586 (toll free).
- » On December 9, International Anti-Corruption Day, the Company's Ethics Committee with the presence of the CEO Eduardo Sattamini, held a meeting with head office employees, transmitted in real time to all employees of the Company, to reiterate the Group's Ethics & Compliance Program and emphasize the role of each one in the building of an integral environment for all.
- » The Company is commemorating one more year with no fatal accidents, considering both the Company's direct employees as well as those of service providers, the result of the constant drive to raise awareness levels, prevention and treatment of quasi-accident situations (incidents and near misses).
- » In October, the Company renewed its commitment with the Alliance for Mercosur Youth. The initiative is designed to support the transition of young people to professional life through a network of partner companies which create agendas with initiatives and programs directed to this audience. In all, 58 companies have signed up to the Mercosur Youth Employability Agreement, with a commitment to create 45 thousand professional development opportunities for youth by 2020.
- » ENGIE Brasil signed the Women's Empowerment Principles (WEP), a joint UN Women and the International Labor Organization (ILO) initiative in partnership with financing from the European Union. With this, the Company ratified its commitment to a sustainable model of participation of the private sector to achieve the Sustainable Development Goals (SDGs) in the promotion of gender equality.



 Mercosur Youth Employability Agreement

- » The Company focuses on improving urban mobility, employee health and reducing greenhouse gas emissions, launching at the beginning of 2019, an employee campaign, incentivizing the acquisition and use of bicycles. During the period, 303 employees from different regions of Brazil, chose to acquire electric bicycles, as a result of this campaign. During the year in addition to the bicycles, courses were run on road safety, hints on how to ride, use of crash helmets and safety vests.
- » As a way of mitigating risks and adapting to climate change, the Company began a pilot project for the automatic opening of spillway gates at the São Salvador Hydroelectric Power Plant. The aim of the system is to prevent reservoir levels surpassing the maximum normal levels during scenarios of peak affluence given the impossibility of telecontrols or even access by the Plant operations team.

## Sustainability Indices

Since 2012, it has been standard practice of the Company to include the principal sustainability indicators for each period in its quarterly and annually results presentations. The following table shows the indicators for 4Q18 X 4Q19 and 2018 X 2019, associating each indicator with GRI Standards recommendations.

### Sustainability Indices<sup>1</sup>

| Item | Dimension <sup>2</sup>                | Index <sup>3</sup>   | Material themes   | GRI disclosure <sup>4</sup> | 4Q19    | 4Q18    | Change     | 12M19   | 12M18   | Change    |
|------|---------------------------------------|--|---|-----------------------------|---------|---------|------------|---------|---------|-----------|
| 1    | Quality                               | Operating plants   | - Prioritization of renewable sources for energy generation<br><br>- Emissions Management | 102-7, EU1                  | 60      | 41      | 19         | 60      | 41      | 19        |
| 2    |                                       | Installed capacity   |   | 102-7, EU1                  | 10,431  | 9,726   | 7.3%       | 10,431  | 9,726   | 7.3%      |
| 3    |                                       | Proprietary capacity   |   | 102-7, EU1                  | 8,711   | 8,005   | 8.8%       | 8,711   | 8,005   | 8.8%      |
| 4    |                                       | Number of certified plants   |   | 102-16, EU6                 | 12      | 12      | 0          | 12      | 12      | 0         |
| 5    |                                       | Certified installed capacity (MW)  |   | 102-16, EU6                 | 8,127   | 8,127   | 0.0%       | 8,127   | 8,127   | 0.0%      |
| 6    |                                       | Certified installed capacity in relation to the total  |   | 102-16, EU6                 | 77.9%   | 83.6%   | -5.7 p.p.  | 77.9%   | 83.6%   | -5.7 p.p. |
| 7    |                                       | Installed capacity from renewable sources  |   | 102-7, EU1                  | 9,228   | 8,869   | 4.0%       | 9,228   | 8,869   | 4.0%      |
| 8    |                                       | Installed capacity from renewable sources in relation to the total   |   | 102-7, EU1                  | 88.5%   | 91.2%   | -2.7 p.p.  | 88.5%   | 91.2%   | -2.7 p.p. |
| 9    |                                       | Energy generation (GWh)  |   | EU2                         | 11,448  | 12,087  | -5.3%      | 44,058  | 39,340  | 12.0%     |
| 10   |                                       | Certified energy generation  |   | 102-16, EU6                 | 8,558   | 10,536  | -18.8%     | 34,895  | 34,647  | 0.7%      |
| 11   |                                       | Certified energy generation in relation to the total   |   | 102-16, EU6                 | 74.8%   | 87.2%   | -12.4 p.p. | 79.2%   | 88.1%   | -8.9 p.p. |
| 12   |                                       | Energy generation from renewable sources (GWh)   |   | EU2                         | 9,933   | 11,233  | -11.6%     | 39,006  | 35,206  | 10.8%     |
| 13   |                                       | Energy generation from renewable sources in relation to the total  |   | EU2                         | 86.8%   | 92.9%   | -6.2 p.p.  | 88.5%   | 89.5%   | -1.0 p.p. |
| 14   |                                       | Uptime ratio, excluding scheduled stoppages  |   | EU30                        | 97.1%   | 97.0%   | 0.2 p.p.   | 97.1%   | 97.2%   | 0.0 p.p.  |
| 15   |                                       | Uptime ratio, including scheduled stoppages  |   | EU30                        | 89.7%   | 92.5%   | -2.8 p.p.  | 89.7%   | 91.6%   | -1.8 p.p. |
| 16   | Environment and climate change        | Saplings donated and planted (sum-total of planted and donated saplings)                                     | - Emissions Management  | 304-2, 413-1                | 96,479  | 98,854  | -2.4%      | 404,643 | 414,883 | -2.5%     |
| 17   |                                       | Number of visitors at the plants   | - Boost of prosperity on local communities  | 413-1                       | 22,639  | 28,862  | -21.6%     | 90,673  | 106,865 | -15.2%    |
| 18   |                                       | CO2 Emissions (fossil fuel plants) (t/MWh)   | - Biodiversity  | D305-1, D305-2, D305-3      | 1.054   | 0.961   | 9.7%       | 1.013   | 0.945   | 7.2%      |
| 19   | Occupational Health and Safety (OH&S) | CO2 Emissions from Tractebel Energia's generation complex(t/MWh)   | - Biodiversity  | D305-1, D305-2, D305-3      | 0.139   | 0.068   | 104.9%     | 0.116   | 0.099   | 17.0%     |
| 20   |                                       | Frequency Rate ("Taxa de Frequência" - TF) own employees <sup>5</sup>  | - Teams and community safety  | 403-2                       | 0.000   | 0.000   | -          | 0.000   | 0.000   | -         |
| 21   |                                       | Severity Rate ("Taxa de Gravidade" - TG) own employees <sup>6</sup>  | - Foster good social and environmental practices between suppliers and customers          | 403-2                       | 0.000   | 0.000   | -          | 0.000   | 0.000   | -         |
| 22   |                                       | Frequency Rate ("Taxa de Frequência" - TF) own employees + long term service providers <sup>5</sup>          |   | 403-2                       | 1.700   | 2.690   | ↓          | 1.720   | 1.390   | ↑         |
| 23   | Social Responsibility <sup>7</sup>    | Frequency Rate ("Taxa de Frequência" - TF) short term service providers + ongoing constructions <sup>5</sup> |   | 403-2                       | 0.000   | 0.550   | ↓          | 0.630   | 1.640   | ↓         |
| 24   |                                       | Non-incentivized investments   | - Generation of economic result and value sharing with society                            | 203-2, 413-1                | 1,498.0 | 1,280.7 | 17.0%      | 4,179.0 | 3,497.0 | 19.5%     |
| 25   |                                       | Investments through the Infancy and Adolescence Fund (FIA)   |   | 203-2, 413-1                | 507.1   | 623.2   | -18.6%     | 2,609.0 | 1,837.0 | 42.0%     |
| 26   |                                       | Investments through the Culture Incentive Law (Rouanet)  |   | 203-2, 413-1                | 2,144.9 | 1,310.5 | 63.7%      | 9,375.0 | 8,798.0 | 6.6%      |
| 27   |                                       | Investments through the Sport Incentive Law  |   | 203-2, 413-1                | 1,400.0 | 950.0   | 47.4%      | 2,490.0 | 1,610.0 | 54.7%     |
| 28   |                                       | Investments through National Program of Support to Oncology Care (Pronon)                                    | - Boost of prosperity on local communities  | 203-2, 413-1                | 2,775.0 | 1,597.0 | 73.8%      | 2,535.0 | 1,597.0 | 58.7%     |
| 29   |                                       | Investments through the National Care Support Program for People with Special Needs (Pronas/PCD)             |   | 203-2, 413-1                | 2,444.2 | 1,607.4 | 52.1%      | 2,546.0 | 1,607.4 | 58.4%     |
| 30   |                                       | Investments through the Municipal Fund for the Elderly   |   | 203-2, 413-1                | 2,035.5 | 738.4   | 175.7%     | 2,286.0 | 1,430.9 | 59.8%     |

- Notes:
- <sup>1</sup> Additional information regarding the sustainability at the Company are available at Sustainability Report ([www.engie.com.br/en/investors/financial-information](http://www.engie.com.br/en/investors/financial-information)).
  - <sup>2</sup> Reference: ENGIE Sustainable Management Policy.
  - <sup>3</sup> Figures at 12/31/2019.
  - <sup>4</sup> GRI: Global Reporting Initiative, Standards version and sector supplement version G4.
  - <sup>5</sup> TF = number of occupational accidents for every million hours of exposure to hazards.
  - <sup>6</sup> TG = number of days lost due to occupational accidents for every thousand hours of exposure to hazards.
  - <sup>7</sup> Amounts in thousands of reais.



## CORPORATE GOVERNANCE

The Company seeks to regularly improve its management mechanisms, with optimization of control procedures, compliance and transparency. It is a component of the Novo Mercado, the listing segment for companies with the highest level of corporate governance trading their shares on the Stock Exchange. This segment was subject to a revision in 2017 to increase the general requirements of the segment's regulations. Since then, the Company has endeavored to use our best efforts to implement the changes as soon as possible. A multidisciplinary working party was constituted to address the theme and in the light of the first results, the Annual General Meeting in April this year approved the new Corporate Bylaws, the principal initiative being the establishment of the Audit Committee with the participation of at least one Independent Councilor. On another related front, the management of corporate compliance procedures was improved, implementing three policies to give greater transparency to the activities and procedures of senior management: Nomination, Remuneration and Evaluation.

Additionally, the Company is a component of the Stock Exchange Sustainability Index (ISE). ENGIE Brasil Energia's Board of Directors comprises nine effective members, one representing the employees while two are independent directors. None of the Board members hold executive positions in the Company and consequently the Chairman of the Board does not occupy the position of Chief Executive Officer. With the exception of the member chosen by the employees, all are elected by the shareholders at the Annual General Meeting.

A Code of Ethics provides the basis of conduct at the Company: a public document available from its website. The Company also has an Ethics Committee responsible for constantly updating the Code and for evaluating ethical issues. **In 2013, ENGIE Brasil Energia signed up to the Brazilian Business Pact for Integrity and against Corruption:** an initiative of the Ethos Institute, in association with the United Nations Global Compact, of which ENGIE Brasil Energia has been a signatory since launch.

**ENGIE Brasil Energia's dividend policy establishes a minimum mandatory dividend of 30% of net income for the fiscal year, adjusted pursuant to Law 6,404/76. In addition, the Company policy determines the intention of paying in each calendar year dividends and/or interest on shareholders' equity for a value of not less than 55% of adjusted net income in the form of semi-annual payouts.**

With respect to the asset transfer model and other transactions with related parties, ENGIE Brasil Energia and its controlling shareholder understand that its existing corporate governance standards should be raised even further. Among the initiatives implemented stands out the creation, by means of adaptation to the Company's Bylaw, of the Special Independent **Committee for Valuation of Transactions with Related Parties**, a non-permanent body, which, when called, will be composed in its majority by independent directors of the ENGIE Brasil Energia's Board. This Committee was instrumental in the acquisition of the stake in Transportadora Associada de Gás (TAG).

## CAPITAL MARKETS

Since its listing on B3's Novo Mercado, ENGIE Brasil Energia has become a component of the Special Corporate Governance Stock Index (IGC) and the Special Tag Along Stock Index (ITAG), incorporating those companies offering greater protection to minority shareholders in the event of the sale of a controlling stake. The Company's shares are also included in the Corporate Sustainability Stock Index (ISE), comprising companies with a recognized commitment to social and corporate responsibility, as well as the Electric Energy Stock Index (IEE), which is a sector index made up of the more significant listed companies in the industry. The Company's shares are also traded on B3's leading stock index – the Ibovespa and on Euronext-Vigeo EM 70 — a stock index made up of companies with a premium performance in corporate responsibility in developing countries. Vigeo is the leading constituent agent for ratings of corporate social responsibility and analyzes approximately 330 indicators.

ENGIE Brasil Energia's shares are traded on the B3 under the **EGIE3** symbol. On the United States Over-The-Counter (OTC) market, the Company's Level 1 American Depositary Receipts (ADR) are traded under the **EGIEY Code**, one ADR being equivalent to one common share.

In December 2018, the 32<sup>nd</sup> Extraordinary General Meeting of the Company approved the capital increase with the issue of 163,185,548 new common, book entry shares with no par value, distributed to its shareholders in the form of a bonus issue in the proportion of 1 new share for every 4 common shares already held. The benefits of the bonus were extended to the ADRs in the same proportion.

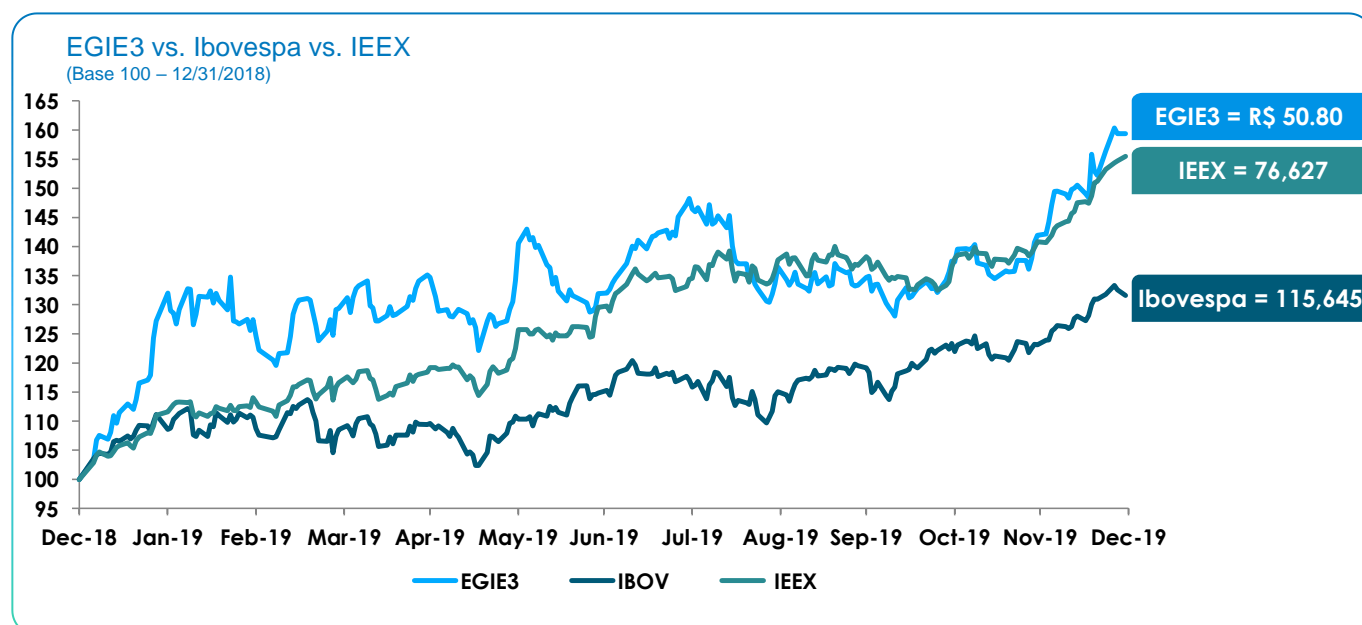
## Share Performance – EGIE3

The performance of the Brazilian stock market was marked by an improvement in the outlook for the domestic economy with the approval of social security reform, basic interest rates at their historically lowest level and an acceleration in job creation in the final quarter of the year. In addition, market confidence was bolstered by signs of an agreement to end the trade war between China and the United States and reflected in all the leading stock exchanges around the world.

**The shares of ENGIE Brasil Energia recorded an appreciation of 18.3% in the fourth quarter of 2019**, exceeding the performance of the Electric Energy Stock Index (IEEX), which reported a gain of 12.5% and the Ibovespa, which increased by 10.4% to reach a record high of 116 thousand points at the end of the same period. For the full fiscal year 2019, the Company's shares appreciated 53.9%, slightly less than the IEEX, which increased 55.5% and much above the appreciation of 31.6%, registered by the Ibovespa.

EGIE3's average daily trading volume was R\$ 59.0 million in 4Q19, 18.0% greater than the R\$ 49.9 million in 4Q18. For the year as a whole, average daily trading volume was R\$ 60.0 million, an increase of 56.1% in relation to R\$ 38.5 million in 2018.

EBE's shares on the last trading day of December 2019 closed at R\$ 50.80/share, **equivalent to a Company market capitalization of R\$ 41.4 billion.**



## Upcoming Event

ENGIE Brasil Energia will be holding the following events to discuss the earnings results:

### Conference call with Webcast (In Portuguese — simultaneous translation into English)

**Date:** February 19, 2020  
**Time:** 12:00 noon (EDT) / 2:00 p.m. (BRT)

#### Connection numbers:

Participants in the USA: +1 (516) 300-1066 / 1-866-866-2673 (Toll Free)

Participants in the UK: + 44 (20) 3478-5282

Participants in Brazil: +55 (11) 3127-4971 / (11) 3728-5971

Access code: ENGIE

## Webcast

The access links will be found at the company's website ([www.engie.com.br](http://www.engie.com.br)), at the Investors section.

A replay will be available from February 19th to 25, 2020. Access by dialing: +55 (11) 3127-4999, code: 39693562 (Portuguese) and 48361188 (English).

## Apimec Meeting

#### São Paulo

**Date:** February 19, 2020  
**Time:** 8:45 a.m. (Brasília time)  
**Local:** Blue Tree Premium Faria Lima – Av. Brigadeiro Faria Lima, 3989 – Vila Olímpia

## Important

This release contains information and opinions on future events subject to risks and uncertainties, which are based on current forecasts, projections and tendencies in relation to the Company's businesses. Innumerable factors can affect the estimates and assumptions on which these opinions are based. For this reason, the estimates and forward looking statements in this release may not become a reality. In the light of these restrictions, shareholders and investors should not adopt any decisions based on estimates, projections and forward looking statements contained in this release.

**ATTACHMENT I**  
**ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.**  
**CONSOLIDATED BALANCE SHEET — ASSETS**

| <b>(In thousands of R\$)</b>                      | <b>12/31/2019</b> | <b>12/31/2018</b> |
|---|-------------------|-------------------|
| <b>Current Assets</b>                             | <b>6,745,671</b>  | <b>4,556,677</b>  |
| Cash and cash equivalents                         | 3,870,261         | 2,415,792         |
| Accounts receivables from clients                 | 1,451,227         | 1,181,379         |
| Credit of income tax and social contribution      | 166,833           | 98,978            |
| Insurance claim receivable                        | 10,719            | 74,780            |
| Inventory   | 220,964           | 125,681           |
| Unrealized gains on hedging transactions          | 115,131           | 3,135             |
| Unrealized gains on trading transactions          | 288,771           | 116,202           |
| Restricted deposits                               | 4,856             | 8,956             |
| Renegotiation of hydrological risk to appropriate | 15,089            | 15,089            |
| Concession financial assets                       | 296,232           | 277,502           |
| Non current asset held for sale                   | 4,829             | 13,728            |
| Other current assets                              | 300,759           | 225,455           |
| <b>Non Current Assets</b>                         | <b>23,389,907</b> | <b>19,178,868</b> |
| <b>Long Term Assets</b>                           | <b>3,814,007</b>  | <b>3,230,556</b>  |
| Unrealized gains on hedging transactions          | 311,577           | 256,464           |
| Unrealized gains on trading transactions          | 42,695            | 44,429            |
| Restricted deposits                               | 381,064           | 232,450           |
| Deposits in court                                 | 102,878           | 97,721            |
| Renegotiation of hydrological risk to appropriate | 115,686           | 130,776           |
| Concession financial assets                       | 2,411,942         | 2,317,608         |
| Contractual assets                                | 217,611           | 47,698            |
| Right of use                                      | 161,866           | -                 |
| Other non current assets                          | 68,688            | 103,410           |
| <b>Investments</b>                                | <b>2,948,920</b>  | <b>-</b>          |
| <b>Property, Plant and Equipment</b>              | <b>15,330,211</b> | <b>14,635,467</b> |
| <b>Intangible</b>                                 | <b>1,296,769</b>  | <b>1,312,845</b>  |
| <b>Total</b>                                      | <b>30,135,578</b> | <b>23,735,545</b> |



## ATTACHMENT II ENGIE BRASIL ENERGIA S.A. CONSOLIDATED BALANCE SHEET — LIABILITIES

| (In thousands of R\$)                           | 12/31/2019        | 12/31/2018        |
|---|-------------------|-------------------|
| <b>Current Liabilities</b>                      | <b>5,979,644</b>  | <b>4,170,261</b>  |
| Suppliers                                       | 765,020           | 588,471           |
| Dividends and interest on shareholder's equity  | 1,197,924         | 2,137,039         |
| Loans and financing                             | 1,637,691         | 454,513           |
| Debentures                                      | 1,204,469         | 210,369           |
| Lease liabilities                               | 19,824            | -                 |
| Tax and social contribution obligations payable | 176,395           | 102,033           |
| Other fiscal and regulatory obligations         | 104,855           | 104,410           |
| Labor obligations                               | 106,005           | 99,572            |
| Unrealized losses on trading transactions       | 258,305           | 98,047            |
| Concessions payable                             | 145,136           | 84,931            |
| Provision                                       | 8,579             | 8,883             |
| Obligations related to retirement benefits      | 42,909            | 35,369            |
| Other current liabilities                       | 312,532           | 246,624           |
| <b>Non Current Liabilities</b>                  | <b>17,157,114</b> | <b>13,244,707</b> |
| Loans and financing                             | 7,181,363         | 5,854,915         |
| Debentures                                      | 4,739,535         | 3,200,437         |
| Lease liabilities                               | 114,483           | -                 |
| Unrealized losses on trading transactions       | 20,644            | 19,395            |
| Concessions payable                             | 3,091,354         | 2,765,538         |
| Provision                                       | 288,301           | 88,977            |
| Obligations related to retirement benefits      | 364,253           | 283,765           |
| Deferred income taxes and social contribution   | 941,468           | 768,814           |
| Other non current liabilities                   | 415,713           | 262,866           |
| <b>Shareholders' Equity</b>                     | <b>6,998,820</b>  | <b>6,320,577</b>  |
| Share capital                                   | 4,902,648         | 4,902,648         |
| Net income reserves                             | 2,123,245         | 1,106,277         |
| Adjustment on fixed asset                       | (30,739)          | 307,261           |
| Non controlling interests                       | 3,666             | 4,391             |
| <b>Total</b>                                    | <b>30,135,578</b> | <b>23,735,545</b> |

## ATTACHMENT III ENGIE BRASIL ENERGIA S.A. CONSOLIDATED INCOME STATEMENT

| (In thousands of R\$)   | 4Q19               | 4Q18               | Chg. %       | 12M19              | 12M18              | Chg. %          |
|---|--------------------|--------------------|--------------|--------------------|--------------------|-----------------|
| <b>Net Operational Revenue</b>                                | <b>2,795,124</b>   | <b>2,302,321</b>   | <b>21.4</b>  | <b>9,804,478</b>   | <b>8,794,792</b>   | <b>11.5</b>     |
| <b>Operational Costs</b>                                      | <b>(1,728,820)</b> | <b>(1,326,090)</b> | <b>30.4</b>  | <b>(5,652,963)</b> | <b>(4,875,986)</b> | <b>15.9</b>     |
| Electric power purchases                                      | (728,822)          | (701,839)          | 3.8          | (2,666,211)        | (2,324,901)        | 14.7            |
| Transactions in the short term energy market                  | (225,660)          | (68,157)           | 231.1        | (427,677)          | (574,092)          | -25.5           |
| Charges for the use of and connection to the electricity grid | (133,164)          | (120,544)          | 10.5         | (513,740)          | (461,132)          | 11.4            |
| Fuel expenses   | (84,195)           | (944)              | 8,819.0      | (172,962)          | (152,091)          | 13.7            |
| Financial compensation for use of hydro resources (royalties) | (32,492)           | (35,096)           | -7.4         | (131,606)          | (123,197)          | 6.8             |
| Personnel   | (68,135)           | (65,937)           | 3.3          | (264,782)          | (221,748)          | 19.4            |
| Materials and third-party services                            | (99,700)           | (63,450)           | 57.1         | (293,654)          | (203,167)          | 44.5            |
| Depreciation and amortization                                 | (236,090)          | (171,004)          | 38.1         | (844,390)          | (649,627)          | 30.0            |
| Insurance   | (21,376)           | (13,746)           | 55.5         | (65,610)           | (39,536)           | 66.0            |
| Cost of implementing transmission infrastructure              | (52,936)           | (45,363)           | 16.7         | (151,334)          | (45,363)           | 233.6           |
| Cost of selling photovoltaic solar panels                     | (29,546)           | (20,301)           | 45.5         | (70,800)           | (22,766)           | 211.0           |
| Others  | (16,704)           | (19,709)           | -15.2        | (50,197)           | (58,366)           | -14.0           |
| <b>Gross Income</b>   | <b>1,066,304</b>   | <b>976,231</b>     | <b>9.2</b>   | <b>4,151,515</b>   | <b>3,918,806</b>   | <b>5.9</b>      |
| <b>Operating Income (Expenses)</b>                            | <b>(78,804)</b>    | <b>(73,115)</b>    | <b>7.8</b>   | <b>62,269</b>      | <b>(250,724)</b>   | <b>-124.8</b>   |
| Selling, general and administrative expenses                  | (77,486)           | (63,939)           | 21.2         | (253,236)          | (207,749)          | 21.9            |
| Impairment  | -                  | (6,500)            | -100.0       | (4,900)            | (39,327)           | -87.5           |
| Other operating (expenses) revenues, net                      | (1,318)            | (2,676)            | -50.7        | 320,405            | (3,648)            | -8,883.0        |
| <b>Result of corporate participations</b>                     | <b>86,794</b>      | <b>-</b>           | <b>100.0</b> | <b>81,114</b>      | <b>(971)</b>       | <b>-8,453.7</b> |
| Equity income/(loss)  | 86,794             | -                  | 100.0        | 81,114             | (971)              | -8,453.7        |
| <b>Income Before Financial Result and Taxes</b>               | <b>1,074,294</b>   | <b>903,116</b>     | <b>19.0</b>  | <b>4,294,898</b>   | <b>3,667,111</b>   | <b>17.1</b>     |
| <b>Net Financial Result</b>                                   | <b>(406,828)</b>   | <b>(161,342)</b>   | <b>152.2</b> | <b>(1,206,961)</b> | <b>(699,295)</b>   | <b>72.6</b>     |
| Financial income  | 35,243             | 52,864             | -33.3        | 147,151            | 154,685            | -4.9            |
| Financial expenses  | (442,071)          | (214,206)          | 106.4        | (1,354,112)        | (853,980)          | 58.6            |
| <b>Income Before Taxes</b>                                    | <b>667,466</b>     | <b>741,774</b>     | <b>-10.0</b> | <b>3,087,937</b>   | <b>2,967,816</b>   | <b>4.0</b>      |
| Income tax  | (32,306)           | 26,081             | -223.9       | (552,386)          | (455,264)          | 21.3            |
| Social contribution   | (17,626)           | (6,293)            | 180.1        | (224,452)          | (197,145)          | 13.9            |
| <b>Net Income for the Period</b>                              | <b>617,534</b>     | <b>761,562</b>     | <b>-18.9</b> | <b>2,311,099</b>   | <b>2,315,407</b>   | <b>-0.2</b>     |
| Income allocated to:  |                    |                    |              |                    |                    |                 |
| ENGIE Brasil Energia's shareholders                           | 617,228            | 761,281            | -18.9        | 2,309,925          | 2,314,361          | -0.2            |
| Non-controlling shareholder of Ibitiúva Bioenergética S.A.    | 306                | 281                | 8.9          | 1,174              | 1,046              | 12.2            |
| <b>Number of Ordinary Shares</b>                              | <b>815,927,740</b> | <b>815,927,740</b> |              | <b>815,927,740</b> | <b>815,927,740</b> |                 |
| <b>Net Income per Share</b>                                   | <b>0.7565</b>      | <b>0.9330</b>      | <b>-18.9</b> | <b>2.8310</b>      | <b>2.8365</b>      | <b>-0.2</b>     |

## ATTACHMENT IV ENGIE BRASIL ENERGIA S.A. CONSOLIDATED STATEMENT OF CASH FLOW

| (In thousands of R\$)  | 4Q19             | 4Q18             | 12M19              | 12M18              |
|--|------------------|------------------|--------------------|--------------------|
| <b>Cash Flow from Operating Activities</b>                                 |                  |                  |                    |                    |
| Income before taxes on income  | 667,466          | 741,774          | 3,087,937          | 2,967,816          |
| <b>Reconciliation of net income with operating cash flow:</b>              |                  |                  |                    |                    |
| Equity loss  | (86,794)         | -                | (81,114)           | 971                |
| Depreciation and amortization  | 242,802          | 173,707          | 863,343            | 660,172            |
| Impairment   | -                | 6,500            | 4,900              | 39,327             |
| Monetary variation   | 140,943          | 24,787           | 320,045            | 237,060            |
| Interests  | 288,122          | 141,479          | 970,559            | 532,911            |
| Remuneration of concession assets  | (115,354)        | (70,276)         | (397,284)          | (341,529)          |
| Unrealized gains on trading operations                                     | (8,079)          | (43,189)         | (9,328)            | (43,189)           |
| Others   | 9,268            | 17,678           | 9,369              | 9,198              |
| <b>Adjusted Net Income</b>   | <b>1,138,374</b> | <b>992,460</b>   | <b>4,768,427</b>   | <b>4,062,737</b>   |
| <b>Increase (reduction) in assets</b>                                      |                  |                  |                    |                    |
| Accounts receivables from clients  | 61,616           | (18,606)         | (247,000)          | (67,831)           |
| Tax credits recoverable  | (60,074)         | (81,160)         | (67,056)           | (84,291)           |
| Inventory  | 6,931            | (31,315)         | (92,101)           | (30,708)           |
| Deposits in court and restricted deposits                                  | 666              | (1,634)          | 3,318              | 12,156             |
| Renegotiation of hydrological risk to appropriate                          | 3,773            | 5,602            | 15,090             | 25,149             |
| Financial concession asset   | 70,666           | 19,198           | 269,671            | 246,088            |
| Insurance claim receivable   | -                | (1,648)          | 74,780             | (52,718)           |
| Other assets   | (24,979)         | 59,750           | (233,725)          | (12,391)           |
| <b>Increase (reduction) in liabilities</b>                                 |                  |                  |                    |                    |
| Suppliers  | 8,680            | 19,693           | 65,601             | (124,518)          |
| Other fiscal and regulatory obligations                                    | (27,309)         | (20,645)         | (3,561)            | 3,659              |
| Labor obligations  | 3,527            | 4,075            | 6,433              | 2,974              |
| Obligations related to retirement benefits                                 | (7,674)          | (6,610)          | (29,432)           | (26,703)           |
| Fuel to pay to the CDE   | (9,594)          | 180,959          | (36,192)           | 180,959            |
| Other liabilities  | 162,044          | (128,803)        | 195,353            | 29,055             |
| <b>Cash Generated from Operating Activities</b>                            | <b>1,326,647</b> | <b>991,316</b>   | <b>4,689,606</b>   | <b>4,163,617</b>   |
| Payment of interests on debt, net of hedge                                 | (203,414)        | (196,628)        | (579,734)          | (485,755)          |
| Payment of income tax and social contribution                              | (164,615)        | (151,349)        | (488,606)          | (531,156)          |
| <b>Net Cash from Operating Activities</b>                                  | <b>958,618</b>   | <b>643,339</b>   | <b>3,621,266</b>   | <b>3,146,706</b>   |
| <b>Investments Activities</b>  | <b>160,789</b>   | <b>(925,100)</b> | <b>(4,229,792)</b> | <b>(3,212,655)</b> |
| Dividends received from subsidiaries                                       | 351,000          | -                | 351,000            | -                  |
| Capital increase at joint ventures   | -                | -                | (2,789,257)        | -                  |
| Acquisitions of investments  | -                | (1,597)          | (680,612)          | (18,958)           |
| Used in fixed assets and intangibles                                       | (173,234)        | (981,149)        | (1,165,832)        | (3,305,514)        |
| Liquidated damages for the delay conclusion received                       | -                | -                | 71,886             | -                  |
| Fair value of the rights of use in acquired projects                       | (16,977)         | -                | (16,977)           | -                  |
| Received on disposal of investments  | -                | 57,646           | -                  | 111,817            |
| <b>Financing Activities</b>  | <b>1,031,428</b> | <b>254,987</b>   | <b>2,062,995</b>   | <b>551,671</b>     |
| Loans and financing contracted   | 1,274,418        | 615,584          | 2,664,545          | 2,397,050          |
| Debentures contracted  | -                | -                | 4,064,987          | 2,486,240          |
| Payment of loans, financing, debentures and promissory notes, net of hedge | (207,430)        | (399,909)        | (2,172,993)        | (2,290,194)        |
| Payments of concessions payable  | (24,724)         | (18,237)         | (79,755)           | (70,885)           |
| Debt servicing deposits  | (6,833)          | (22)             | (132,399)          | -                  |
| Payments of dividends and interest on shareholders' equity                 | (177)            | -                | (2,260,825)        | (1,989,966)        |
| Payments of leases   | (4,466)          | -                | (16,743)           | -                  |
| Others   | 640              | 57,571           | (3,822)            | 19,426             |
| <b>Increase (Decrease) in Cash and Cash Equivalents</b>                    | <b>2,150,835</b> | <b>(26,774)</b>  | <b>1,454,469</b>   | <b>485,722</b>     |
| <b>Reconciliation of Cash and Cash Equivalents</b>                         |                  |                  |                    |                    |
| Opening balance  | 1,719,426        | 2,442,566        | 2,415,792          | 1,930,070          |
| Closing balance  | 3,870,261        | 2,415,792        | 3,870,261          | 2,415,792          |
| <b>Increase (Decrease) in Cash and Cash Equivalents</b>                    | <b>2,150,835</b> | <b>(26,774)</b>  | <b>1,454,469</b>   | <b>485,722</b>     |
| <b>Transactions that do Not Affect Cash and Cash Equivalents</b>           |                  |                  |                    |                    |
| Interest on shareholders' equity credited                                  | 354,000          | 397,000          | 354,000            | 397,000            |
| Initial adoption IFRS 16   | 48,261           | -                | 139,475            | -                  |
| Measurement of obligations with retirement benefits                        | 87,233           | 6,119            | 87,233             | 6,119              |
| Offsetting of income tax and social contribution                           | (42,646)         | (61,093)         | (24,682)           | (48,024)           |
| Transfer of property, plant and equipment to other non-current assets      | -                | -                | (2,926)            | -                  |
| Supplier's of fixed assets and intangibles                                 | 59,555           | (24,039)         | 88,677             | 48,831             |
| Capital increase with profit and profit                                    | -                | 2,073,592        | -                  | 2,073,592          |
| Capitalized interest and monetary variation                                | 3,915            | 82,215           | 151,931            | 294,297            |
| Input of non current assets held for sale                                  | -                | -                | -                  | (48,038)           |