A ENGIE Brasil Energia reporta crescimentos de 25,5% e 24,1% na Receita Líquida e no Ebitda, respectivamente, impulsionados pela adição de capacidade instalada e operações de *trading*.

Companhia reporta Lucro Líquido de R$ 2,3 bilhões, com crescimento de 15,5%, e mantém payout equivalente a 100%, R$ 2,7851 por ação.

Destaques

- A ENGIE Brasil Energia registrou receita operacional líquida de R$ 8.794,8 milhões em 2018, incremento de 25,5% (R$ 1.784,8 milhões) em comparação ao montante apurado em 2017.
- O Ebitda[1] atingiu R$ 4.367,6 milhões em 2018, aumento de 24,1% (R$ 848,1 milhões) em comparação a 2017. A margem Ebitda foi de 49,7% em 2018, redução de 0,5 p.p. em relação a 2017.
- O lucro líquido alcançou R$ 2.315,4 milhões (R$ 2,8365/ação), valor 15,5% (R$ 310,8 milhões) acima do alcançado no ano de 2017.
- O preço médio dos contratos de venda de energia, líquido das exportações, dos tributos sobre a receita e das operações de *trading*, foi de R$ 180,60/MWh em 2018, valor 0,1% superior ao registrado em 2017.
- A quantidade de energia vendida no ano de 2018, sem considerar as operações de *trading*, foi de 35.904 GWh (4.099 MW médios), volume 0,4% maior que o comercializado em 2017.
- A última central eólica da Fase I do Conjunto Eólico Campo Largo entrou em operação comercial em dezembro de 2018, atingindo 100% da sua capacidade comercial.
- Contratos assinados no Ambiente de Contratação Livre (ACL) viabilizam a Fase II do Conjunto Eólico Campo Largo.
- Foi aprovado o aumento de capital social com emissão de novas ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal, distribuídas aos acionistas da Companhia, a título de bonificação, na proporção de 1 ação para cada 4 de sua titularidade.
- Pelo 14° ano consecutivo, a ENGIE Brasil Energia foi incluída no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE). A Companhia é integrante do ISE desde sua criação em 2005.

Eventos Subsequentes

- Entraram em operação comercial as quatro primeiras centrais eólicas, de um total de 18, que formam a Fase I do Conjunto Eólico Umburanas, com 360 MW de capacidade instalada. Outras quatro estão operando em teste.
- No dia 11 de janeiro, a Companhia registrou novo recorde de geração: 8.277,8 MWh.
- Pelo segundo ano consecutivo, a EBE é uma das quatro empresas brasileiras a ser incluída no *ranking* das 100 Empresas Globais Mais Sustentáveis, da Revista Corporate Knights, entre aproximadamente 7,5 mil empresas de capital aberto em todo mundo.
- A partir de 15 de março, o Sr. Eduardo Sattamini, Diretor-Presidente, acumulará interinamente o cargo de Diretor Financeiro e de RI, substituindo o Sr. Carlos Freitas que renunciou ao cargo para assumir um novo desafio profissional.
- O Conselho de Administração da Companhia aprovou a proposta de dividendos complementares no montante de R$ 76,7 milhões (R$ 0,0940/ação), a ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária. O total de proventos relativos a 2018 atingirá R$ 2.272,5 milhões (R$ 2,7851/ação), equivalente a 100% do lucro líquido distribuível ajustado.

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

ENGIE Brasil Energia - Consolidado

(Valores em R$ milhões)	4T18	4T17	Var.	12M18	12M17	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.302,3	2.067,4	11,4%	8.794,8	7.010,0	25,5%
Resultado do Serviço (EBIT)	903,1	880,5	2,6%	3.667,1	2.850,2	28,7%
Ebitda (1)	1.083,3	1.067,6	1,5%	4.367,6	3.519,5	24,1%
Ebitda / RLV - (%) (1)	47,1	51,6	-4,5 p.p.	49,7	50,2	-0,5 p.p.
Lucro Líquido	761,6	704,7	8,1%	2.315,4	2.004,6	15,5%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) (2)	36,6	29,3	7,3 p.p.	36,6	29,3	7,3 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) (3)	23,1	22,5	0,6 p.p.	23,0	22,8	0,3 p.p.
Dívida Líquida (4)	6.856,3	4.582,6	49,6%	6.856,3	4.582,6	49,6%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios)(5)	5.474	4.187	30,8%	4.491	4.148	8,3%
Energia Vendida (MW médios) (6)	4.178	4.227	-1,2%	4.099	4.082	0,4%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) (7)	184,35	182,17	1,2%	180,60	180,39	0,1%
Número de Empregados - Total	1.370	1.131	21,1%	1.370	1.131	21,1%
Empregados EBE	1.322	1.083	22,1%	1.322	1.083	22,1%
Empregados em Projetos em Construção	48	48	0,0%	48	48	0,0%

(1) Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização.
(2) ROE: lucro líquido médio dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido.
(3) ROIC: taxa efetiva x EBIT / capital investido (capital investido: dívida - caixa e eq. caixa - depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL).
(4) Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de *hedge*.
(5) Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.
(6) Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).
(7) Líquido de exportações, impostos sobre a venda e operações de *trading*.

Florianópolis (SC), 19 de fevereiro de 2019. 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 12 meses encerrados em 31 de dezembro de 2018 (4T18, 12M18). 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

Para Divulgação Imediata

Mais informações:

Carlos Freitas
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
carlos.freitas@engie.com

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

ri.BREnergia@engie.com

Teleconferência com *webcast*
Dia 20/02/2019 às 12:00h
(horário de Brasília): em português
(tradução simultânea para inglês)

Mais detalhes na seção Próximo Evento, na página 25.

Visite nosso Site
www.engie.com.br/investidores

EGIE3 NOVO MERCADO BM&FBOVESPA
IBOVESPA
Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada IGC
Índice de Ações com Tag Along Diferenciado ITAG
ISEB3 2019
MSCI 2017 Constituent MSCI ESG Leaders Indexes

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

A ENGIE Brasil Energia celebra o encerramento de mais um ano com excelentes resultados e uma série de objetivos alcançados. A regularidade na entrega de crescimentos consistentes — marca de nossa atuação — se manteve ao longo de 2018. Mais do que isso, construímos as bases e fundações para os próximos ciclos do mercado e da Companhia.

Na comparação com 2017, registramos crescimento de dois dígitos em vários aspectos relevantes: o Lucro Líquido atingiu R$ 2,3 bilhões (+15,5%); o Ebitda foi de R$ 4,4 bilhões (+24,1%); e a Receita Líquida alcançou R$ 8,8 bilhões (+25,5%), com o resultado, principalmente, da incorporação das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, das operações realizadas no mercado de curto prazo, aumentos, tanto de preço médio, quanto de volumes de vendas e das operações de *trading*.

> (...) Seguimos pautados pelos pilares da Descentralização, Digitalização e Descarbonização, e 2018 foi mais um ano a provar a capacidade de entrega absolutamente fora da curva de nosso time.

Seguimos pautados pelos pilares da Descentralização, Digitalização e Descarbonização, e 2018 foi mais um ano a provar a capacidade de entrega absolutamente fora da curva do nosso time. Vamos aos destaques:

Descentralização:

» Iniciamos a reestruturação da área comercial, agora mais segmentada para atender diferentes perfis de clientes com a especialização, a oferta e os canais adequados às suas necessidades. Nesse contexto, materializa-se a comercializadora varejista, trazendo os primeiros aprendizados e ampliando nossa visão comercial nesse cenário de maior dinamismo e liquidez.

Digitalização:

» Nossos métodos e nossas ferramentas de precificação de energia avançaram significativamente. Apoiados por sistemas, robôs e inteligência artificial, realizaram uma verdadeira transformação digital nesse processo, que, em 2020, passará a exigir preços-horários para o PLD ao invés de semanais. Estamos nos preparando desde já para captar as oportunidades oriundas dessa mudança.

» Assinamos no 4T18, com o Governo do Estado de Santa Catarina, a Prefeitura de Florianópolis e a Apex-Brasil, um protocolo de intenções para a instalação, em Florianópolis, do ENGIE Lab Brasil, centro global de pesquisas e inovação. Esse será o primeiro ENGIE Lab do país, no qual serão desenvolvidos projetos nas áreas de energia eólica, solar, biogás e hidrogênio que contribuam para novos negócios da ENGIE ou aprimorem soluções já oferecidas pelo Grupo. Há a perspectiva inclusive de exportarmos inovações e tecnologias desenvolvidas no Brasil para as demais operações do Grupo no mundo.

Descarbonização:

» Entregamos os 326,7 MW do Conjunto Eólico Campo Largo dentro do prazo, abaixo do orçamento e em linha com nossos altos padrões de saúde e segurança. No Conjunto Eólico Umburanas, adiantamos a operação, com recorde na implantação do primeiro aerogerador. A Aneel já autorizou, no início de 2019, a entrada em operação comercial de 38 dos 144 aerogeradores de Umburanas, cujas obras já estão com cerca de 90% das etapas concluídas, com previsão de finalização ainda no primeiro semestre de 2019. O *cluster* de geração eólica Umburanas/Campo Largo é o maior conjunto eólico já implementado pela ENGIE no Brasil.

» Adquirimos a totalidade das ações da ENGIE Geração Solar Distribuída e, por meio dela, instalamos 10 MW de sistemas fotovoltaicos residenciais e comerciais em todo o Brasil, em 2018.

» Em linhas de transmissão, demos início à construção do Sistema de Transmissão Gralha Azul. Os primeiros passos foram a obtenção de declarações de utilidade pública e as evoluções nas áreas ambiental e fundiária.

Atuando como *player*-chave da infraestrutura brasileira, manteremos nos próximos ciclos nossos esforços para seguir entregando estabilidade, previsibilidade, sustentabilidade, crescimento financeiro disciplinado e um nível excepcional de retorno aos acionistas, impulsionados por uma agressiva política de dividendos que, mais uma vez, agora para os resultados de 2018, oferece *payout* equivalente a 100% do nosso Lucro Líquido ajustado.

Esperamos que 2019 seja mais um ano repleto de desafios e realizações. Sem perder o foco em geração renovável, estaremos atentos a oportunidades de crescimento e diversificação. Ao unirmos investimento em energia renovável com iniciativas socioambientais, estamos mantendo nossa estratégia de promover o progresso harmonioso e liderar a transição energética no país.



Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente



Carlos Freitas
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

DESEMPENHO OPERACIONAL

Parque Gerador

A ENGIE Brasil Energia integra o maior grupo produtor independente de energia do país e, com a entrada em operação comercial da totalidade do Conjunto Eólico Campo Largo e das Centrais Eólicas Umburanas 8, 16, 17 e 21, passou a contar com 8.099,8 MW de capacidade instalada, operando um parque gerador de 9.820,5 MW, composto de 45 usinas, sendo 11 hidrelétricas, três termelétricas e 31 complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 41 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

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
Total - Hidrelétricas			**8.102,3**	**6.391,7**		**3.417,7**
Complexo Jorge Lacerda[1]	Termelétrica	Capivari de Baixo (SC)	857,0	857,0	set/28	649,9
Total - Termelétricas			**857,0**	**857,0**		**649,9**
Conjunto Campo Largo[2]	Eólica	Umburanas (BA)	326,7	326,7	jul/50	169,6
Conjunto Trairi[3]	Eólica	Trairi (CE)	115,4	115,4	set/41	54,9
Conjunto Santa Mônica[3]	Eólica	Trairi (CE)	97,2	97,2	jan/45	47,4
Conjunto Umburanas[4]	Eólica	Umburanas (BA)	95,0	95,0	ago/49	56,4 [6]
Ferrari	Biomassa	Pirassununga (SP)	80,5	80,5	jun/42	35,6
Ibitiúva Bioenergética	Biomassa	Pitangueiras (SP)	33,0	22,9	abr/30	13,9
Assú V	Solar	Assú (RN)	30,0	30,0	jun/51	9,2
Lages	Biomassa	Lages (SC)	28,0	28,0	out/32	14,6
Rondonópolis	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6	dez/32	10,1
José Gelazio da Rocha	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	23,7	23,7	dez/32	9,2
Cidade Azul	Solar	Tubarão (SC)	3,0	3,0	não aplicável[5]	0,0
Tubarão P&D	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável[5]	0,0
Total - Complementares			**861,2**	**851,1**		**420,9**
Total			**9.820,5**	**8.099,8**		**4.488,5**

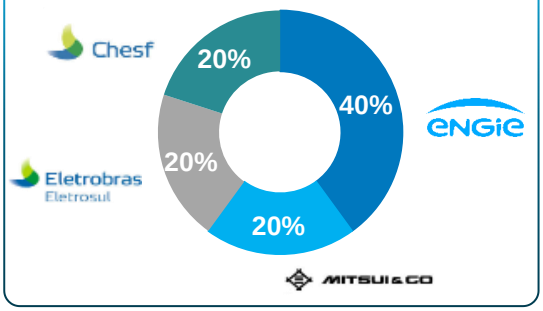
[1] Complexo composto de três usinas.
[2] Conjunto composto de quatro usinas.
[3] Conjunto composto de 11 usinas.
[4] Conjunto com as Centrais Eólicas 8, 16, 17 e 21 em operação.
[5] Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.
[6] Valor sujeito a aprovação do Ministério de Minas e Energia.

Expansão

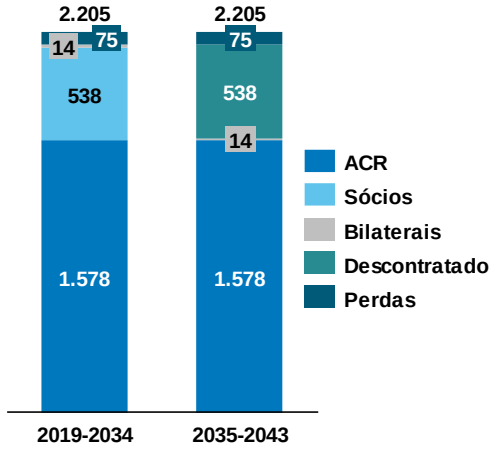
Jirau. A Energia Sustentável do Brasil S.A. (ESBR) é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia.

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.

ESBR - Estrutura Societária



Portfólio de Contratos da ESBR
MW médios



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.

No 4T18, a Usina gerou 1.617,7 MW médios, 42,3% acima dos 1.137,2 MW médios gerados no 4T17, atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 99,4% no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)). No acumulado do ano, foi registrada geração de 1.909,5 MW médios, 9,4% acima dos 1.746,1 MW médios de 2017, com FID de 99,4%.

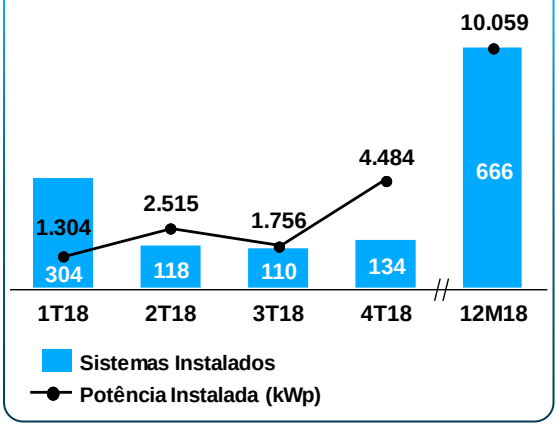
ENGIE Geração Solar Distribuída. A Companhia atua desde 2016 no mercado de geração distribuída, por meio da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD), empresa cuja aquisição da totalidade do capital social foi concluída em agosto de 2018. A ampliação do investimento no segmento de geração solar distribuída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



Sistema solar instalado pela EGSD

Em 2018, o Programa Indústria Solar, uma iniciativa da Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina (Fiesc), realizado pela ENGIE Geração Solar Distribuída e pela WEG S.A., atingiu 2.126 inscritos no perfil residencial e 695 no perfil industrial, no estado de Santa Catarina. Em razão de seu sucesso, o Programa foi estendido para os estados de Mato Grosso, onde 252 consumidores residenciais e 109 industriais se inscreveram, e do Rio Grande do Sul, onde foram 208 inscritos no perfil residencial e 120 no perfil industrial.

Número de unidades e potência instalada



No estado de Goiás, foram instalados 833 kWp, em 2018, e mais 1.558 kWp em contratos vendidos a serem instalados, marcando nossa atuação no segmento do agronegócio.

No 4T18, a EGSD instalou um total de 134 sistemas, com capacidade instalada de 4.484,0 kWp, crescimento de 57,9% quando comparado aos 2.839,9 kWp registrados no 4T17, em 583 sistemas instalados. Desde o início de suas operações, a empresa atingiu um total de 1.954 sistemas, com capacidade instalada de 15.920,6 kWp, estando presente em 13 estados brasileiros.

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. Mas a EBE reduzirá o prazo de implantação do empreendimento em pelo menos 12 meses. Adicionalmente, a Companhia planeja redução no investimento previsto pela Aneel, de cerca de 15%.

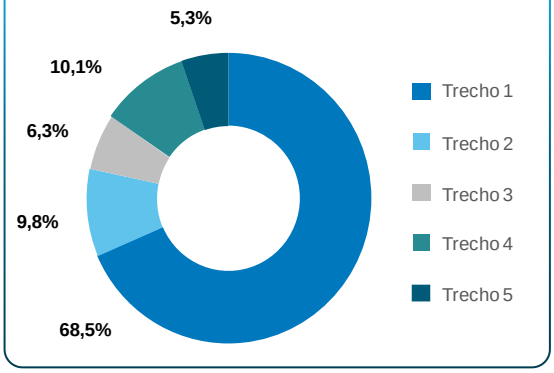


Localização das linhas de transmissão e subestações

Lote	Localização	RAP Contratada (R$ milhões)	Capex estimado (R$ milhões)*
1	Paraná (PR)	231,7	1.700,0
Total		**231,7**	**1.700,0**

* Valor em dezembro de 2017.

Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) (%)



Seguem em andamento as atividades de execução do projeto executivo, topografia e sondagens, bem como a definição e contratação dos subfornecedores.

As equipes ambiental, fundiária e arqueológica continuam em campo realizando seus estudos. Os estudos de impacto ambiental ou os relatórios ambientais simplificados, foram concluídos e protocolados no órgão ambiental do estado do Paraná. A primeira fase de estudos sobre o licenciamento arqueológico, foi concluída e aprovada pelo Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN) e os trabalhos continuam na segunda fase. As declarações de utilidade pública para todas as áreas do empreendimento também já foram obtidas.

Projetos 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 Umburanas - Fase I	Eólica	Umburanas (BA)	265,0	265,0	De ago/49 a ago/50	158,7 [1]
Conjunto Campo Largo - Fase II	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	361,2	361,2	-	200,0
Pampa Sul	Termelétrica	Candiota (RS)	345,0	345,0	mar/50	323,5
Total			**971,2**	**971,2**		**682,2**

[1] Valor sujeito a aprovação do Ministério de Minas e Energia.

Conjunto Eólico Umburanas – Bahia (Fase I). Localizado no município de Umburanas (BA), o Conjunto tem **capacidade instalada total de 605 MW**, que serão desenvolvidos em duas fases. A Fase I tem capacidade instalada de 360,0 MW, dos quais 257,5 MW serão destinados ao mercado livre, e 102,5 MW foram comercializados no Leilão de Energia A-5/2014 pelo **preço de R$ 172,7/MWh, atualizado até 31 de dezembro de 2018**. A Companhia destinará investimentos de cerca de R$ 1,8 bilhão (em setembro de 2017) para os 18 parques da Primeira Fase do Conjunto. Os 245 MW remanescentes serão futuramente desenvolvidos na Fase II. O projeto está sendo desenvolvido ao lado do Conjunto Eólico Campo Largo, capturando sinergias durante a implantação e operação comercial.



Umburanas – visão geral

No 4T18, foram concluídas: a concretagem das 144 fundações dos aerogeradores, a montagem da Linha de Transmissão de 230kV a construção dos acessos às centrais eólicas e a construção da subestação.

Em 21 de novembro, o Instituto de Meio Ambiente e Recursos Hídricos (Inema) emitiu a Licença de Operação à Central Eólica Umburanas 21, e em 3 de janeiro de 2019, a Aneel emitiu a autorização de entrada em Operação Comercial, a partir de 4 de janeiro de 2019, para a mesma central eólica, a primeira do Conjunto a entrar em operação.

Em 1º de dezembro de 2018, teve início a operação em teste da Central Eólica Umburanas 8.

O progresso total do projeto é de 87%.

Conjunto Eólico Campo Largo – Bahia (Fase II). Foi aprovado o início das 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 aproximadamente 200,0 MW médios de energia assegurada, com investimento aproximado de R$ 1,6 bilhão. A entrada em operação está prevista para o início de 2021.

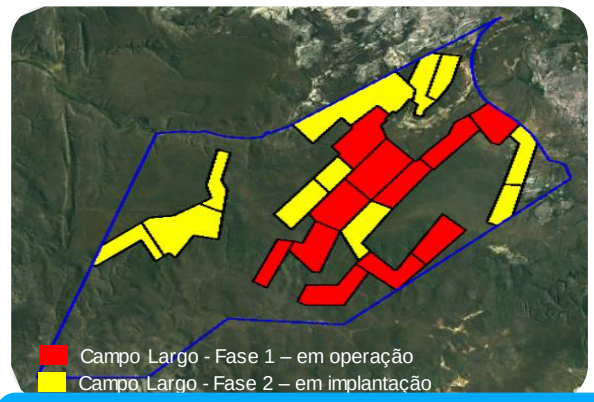


Foto ilustrativa do Conjunto Eólico Campo Largo

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).

Usina Termelétrica Pampa Sul – Rio Grande do Sul. A UTE Pampa Sul está sendo implantada no município de Candiota, estado do Rio Grande do Sul, e terá capacidade instalada de 345 MW. A planta utilizará como combustível para geração de energia o carvão mineral de jazida, também situada em Candiota. A Usina será conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) pela linha de transmissão de 525 kv, construída pela Companhia, na subestação Candiota II.



UTE Pampa Sul - visão geral

Seus 294,5 MW médios de capacidade comercial foram comercializados pelo prazo de 25 anos no Leilão A-5, realizado em 28 de novembro de 2014, ao **preço de R$ 242,3/MWh, atualizado até 31 de dezembro de 2018**. Foi aprovado investimento de aproximadamente R$ 1,8 bilhão (em novembro de 2014) para a construção da Usina. Ainda em novembro de 2014, a Companhia protegeu a parcela do investimento em moeda estrangeira contra efeitos da variação cambial, por meio de operações de *hedge*.

No 4T18, entre as atividades que merecem destaque estão: *first fire, dry out* e a limpeza química da caldeira; comissionamento das torres de resfriamento; término da montagem dos dutos internos da chaminé; e montagem e testes da bomba de alimentação. Todas as obras auxiliares, como barragem, adutora, correia transportadora de carvão, linha de transmissão e *bay* de conexão na Subestação Candiota, foram finalizadas e transferidas para a equipe de operação em dezembro de 2018. O avanço físico da obra principal – obras civis e a montagem eletromecânica – é de 96%.

Com relação à área de saúde e segurança, convém destacar a marca de mais de 19,9 milhões de homens-horas trabalhadas sem acidentes fatais.

A entrada em operação comercial está prevista para o segundo trimestre de 2019.

Projetos em Desenvolvimento

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Participação da Companhia
Conjunto Santo Agostinho	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	600,0	600,0
Norte Catarinense	Termelétrica	Garuva (SC)	600,0	600,0
Conjunto Umburanas - Fase II	Eólica	Umburanas (BA)	245,0	245,0
Assú - Centrais I, II, III e IV	Solar	Assú (RN)	146,8	146,8
Alvorada	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	90,0	90,0
Total			**1.681,8**	**1.681,8**

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, **totalizando potencial de desenvolvimento de 600 MW**. 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 apto para participar de leilões de energia.

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). Com **capacidade instalada de 245 MW**, 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.

Conjunto Fotovoltaico Assú. Localizado no município de Assú (RN), terá **capacidade instalada total aproximada de 183 MWp**. O Conjunto conta com cinco projetos, no qual um deles, a Central Fotovoltaica Assú V, entrou em operação comercial em dezembro de 2017, e as demais centrais solares estão em fase de medição da irradiação solar e já tiveram sua Licença Prévia emitida, estando aptas a participar de leilões de energia nova.

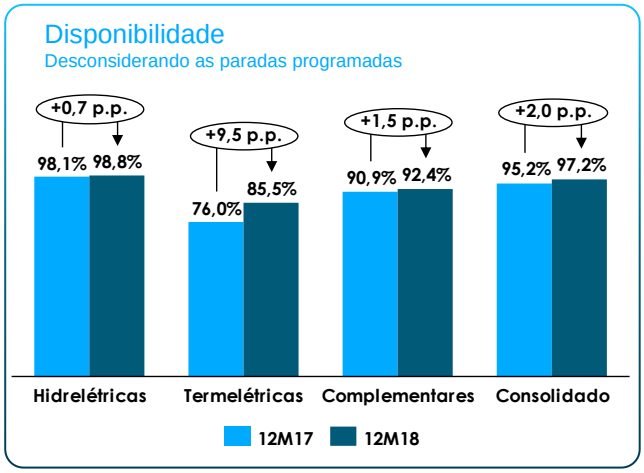
Além dos projetos acima, a Companhia continua analisando o potencial de geração de energia solar fotovoltaica nas áreas de implantação de seus parques eólicos, bem como parcerias que venham acelerar o desenvolvimento dessa fonte de energia, em linha com a transição energética que se configura em esfera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

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 MWp**. Os projetos estão em fase de medição da irradiação solar e tiveram sua Licença Prévia emitida em agosto de 2016, estando aptos a participar de leilões de energia nova.

Disponibilidade

As usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de **97,0% no 4T18, desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 98,6% nas usinas hidrelétricas, 87,5% nas termelétricas e 89,4% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.

No acumulado dos 12 meses de 2018 (**excluindo-se as paradas programadas**), as usinas atingiram disponibilidade de **97,2%:** 98,8% nas usinas hidrelétricas, 85,5% nas termelétricas e 92,4% nas usinas de fontes complementares.



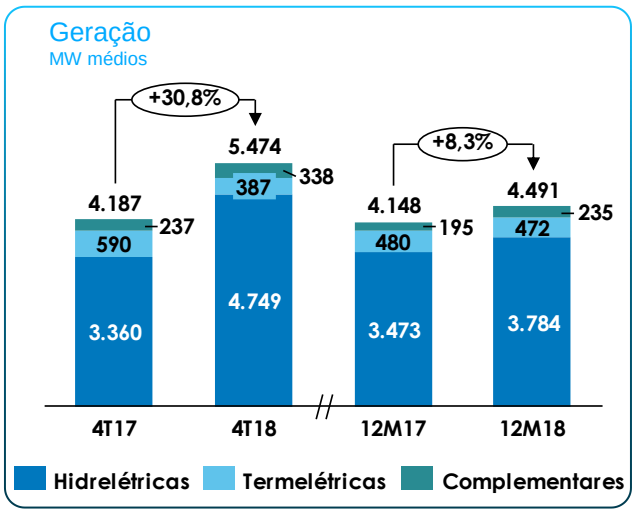
Considerando todas as paradas programadas, a disponibilidade global no 4T18 foi de 92,5%, sendo 94,5% nas usinas hidrelétricas, 79,6% nas termelétricas e 85,6% nas usinas de fontes complementares, índice que no acumulado do ano foi de 91,5%, para todo o conjunto de usinas da Companhia: 93,9% nas usinas hidrelétricas, 73,4% nas termelétricas e 84,8% nas usinas de fontes complementares.

A disponibilidade das usinas da Companhia no 4T18, se comparada ao mesmo período do ano anterior, teve uma ligeira redução, decorrente principalmente do curto circuito na unidade 4 da Usina Hidrelétrica Jaguara, da necessidade de detectar as causas das vibrações anormais no mancal da turbina da unidade 1 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda A, das modernizações na unidade geradora 1 da Usina Hidrelétrica Itá e da instalação da instrumentação com vistas ao descomissionamento para a modernização da unidade geradora 5 da Usina Hidrelétrica Salto Osório, que será iniciada em 2019.

O aumento da disponibilidade das usinas em 2018, em comparação com 2017, deve-se principalmente ao menor número de ocorrências significativas, como o desprendimento do cone da turbina na unidade 2 da Usina Hidrelétrica Passo Fundo, o curto circuito no transformador de excitação da unidade 2 da Usina Hidrelétrica São Salvador e os problemas de vibração no mancal da turbina da unidade 2 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda A, todos ocorridos em 2017. Em 2018, houve a revisão geral da unidade 3 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda A e o curto circuito no gerador da unidade 4 da Usina Hidrelétrica Jaguara.

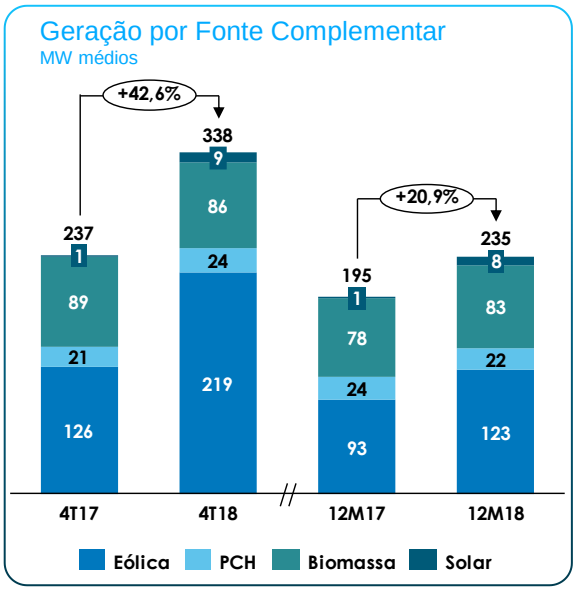
Produção

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 12.087 GWh (5.474 MW médios) no 4T18, resultado **30,8% superior** à produção do 4T17. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 10.486 GWh (4.749 MW médios); as termelétricas, por 855 GWh (387 MW médios); e as complementares, por 746 GWh (338 MW médios). Esses resultados representam, respectivamente, aumentos de 41,3% e 42,6% na geração das usinas hidrelétricas e complementares, respectivamente, e redução de 34,4% na geração das usinas termelétricas, em comparação ao 4T17.



Ao comparar o 4T18 com o 4T17, o aumento na geração das usinas hidrelétricas deve-se principalmente às condições hidrológicas mais favoráveis em 2018 e à contabilização dos montantes das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, que foram arrematadas em leilão e incorporadas ao portfólio das usinas hidrelétricas da Companhia, no final de 2017. Já a redução no volume de geração das termelétricas no 4T18, quando comparado ao 4T17, ocorreu por causa do menor despacho por ordem de mérito de custo, sendo mantido basicamente o despacho mínimo por razões elétricas do Sistema Interligado Nacional (SIN). A elevação da geração das usinas complementares ficou a cargo, principalmente, da entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo I, ocorrida no segundo semestre de 2018.

No período de 12 meses de 2018, a produção total de energia elétrica alcançou 39.340 GWh (4.491 MW médios): aumento de 8,3% (em MW médios) em relação a 2017. Do total gerado, as hidrelétricas foram responsáveis por 33.144 GWh (3.784 MW médios), aumento de 8,9%; as termelétricas, por 4.134 GWh (472 MW médios), redução de 1,7%; e as usinas complementares, por 2.062 GWh (235 MW médios), aumento de 20,9%.



Em 2018, o aumento na geração global deve-se principalmente à incorporação das usinas hidrelétricas arrematadas no leilão, bem como à entrada em operação comercial da Central Fotovoltaica Assú V e do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I, o que explica o significativo aumento da geração das hidrelétricas e das usinas complementares. Já o pequeno decréscimo observado na produção das termelétricas, foi decorrente do menor volume de geração por ordem de mérito.

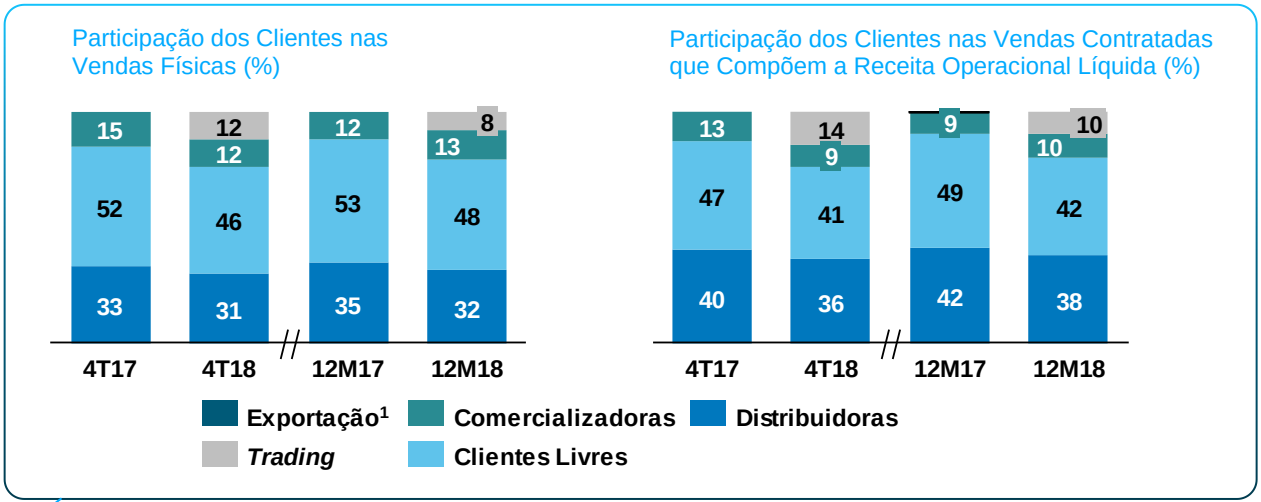
Cumpre destacar que um aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria de seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, uma redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à aplicação 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.

Clientes

No 4T18, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia alcançou 45,7% do total das vendas físicas e 40,5% do total da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), redução de 6,2 p.p. e 6,7 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior. No acumulado dos 12M18, os consumidores livres representaram 48,2% das vendas físicas e 42,1% da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), queda de 5,2 p.p. e 6,9 p.p., respectivamente, em comparação a 2017.

A redução na participação de consumidores livres reflete, substancialmente, a redução de consumo e os menores preços praticados com clientes industriais.



[1] A representatividade das exportações sobre as vendas físicas e sobre a receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas) foi de 0,01% nos 12M17.

Estratégia de Comercialização

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 2018**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

Balanço de Energia
(em MW médios)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)	Preço **Líquido** de PIS/COFINS/P&D (R$/MWh)
Recursos Próprios	4.530	4.706	4.880	4.930	4.928	4.929				
+ Compras para Revenda	1.302	777	483	426	353	174				
= Recursos Totais (A)	**5.832**	**5.483**	**5.363**	**5.356**	**5.281**	**5.103**				
Vendas Leilões do Governo[1]	1.992	2.013	2.013	2.013	2.013	2.008				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	227,4	204,3
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	249,9	224,5
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	260,5	234,0
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	234,6	210,8
2014-EE-2014-06	98	-	-	-	-	-	270,7	mai-14	342,2	307,5
Proinfa	19	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	266,3	256,6
1º Leilão de Reserva	14	14	14	14	14	14	158,1	ago-08	274,0	264,0
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva / GD)	17	14	14	14	14	9	-	-	257,7	248,3
2014-EN-2019-25	173	295	295	295	295	295	183,5	mar-14	242,3	217,7
2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	262,4	252,8
2014-EN-2019-20	83	83	83	83	83	83	139,3	nov-14	177,3	160,9
2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	215,9	195,9
8º Leilão de Reserva	9	9	9	9	9	9	303,0	nov-15	347,5	315,3
2014-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	172,7	156,8
Vendas Reguladas - Cotas										
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	239	239	239	239	239	239	-	jul-17	130,4	124,4
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	139	139	139	139	139	139	-	jul-17	148,9	142,1
+ Vendas Bilaterais	3.293	3.109	2.656	2.256	1.542	861				
= Vendas Totais (B)	**5.285**	**5.122**	**4.669**	**4.269**	**3.555**	**2.869**				
Saldo (A - B)	**547**	**361**	**694**	**1.087**	**1.726**	**2.234**				
Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)** [2, 3]	187,3	183,4	183,9							
Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)** [4]:	183,6	167,7	171,8							

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

[2] 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.

[3] Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).

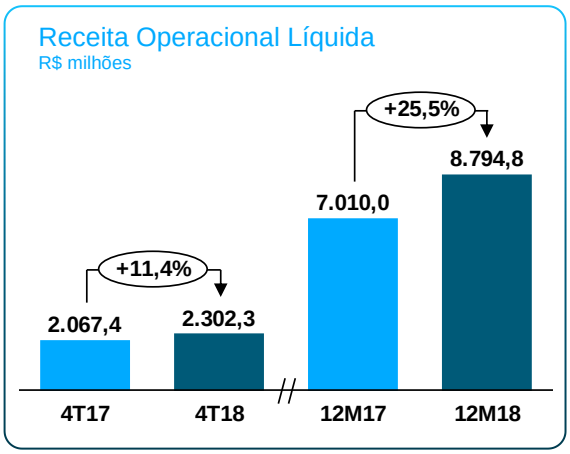
[4] Preço de aquisição líquido, considerando operações de *trading* e os benefícios de crédito do PIS/Cofins, ou seja, não considerando a inflação futura.

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.
- A Aneel concedeu anuência à repactuação do risco hidrológico aos contratos da Companhia negociados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).
Informações adicionais podem ser encontradas nas demonstrações financeiras de 2015.

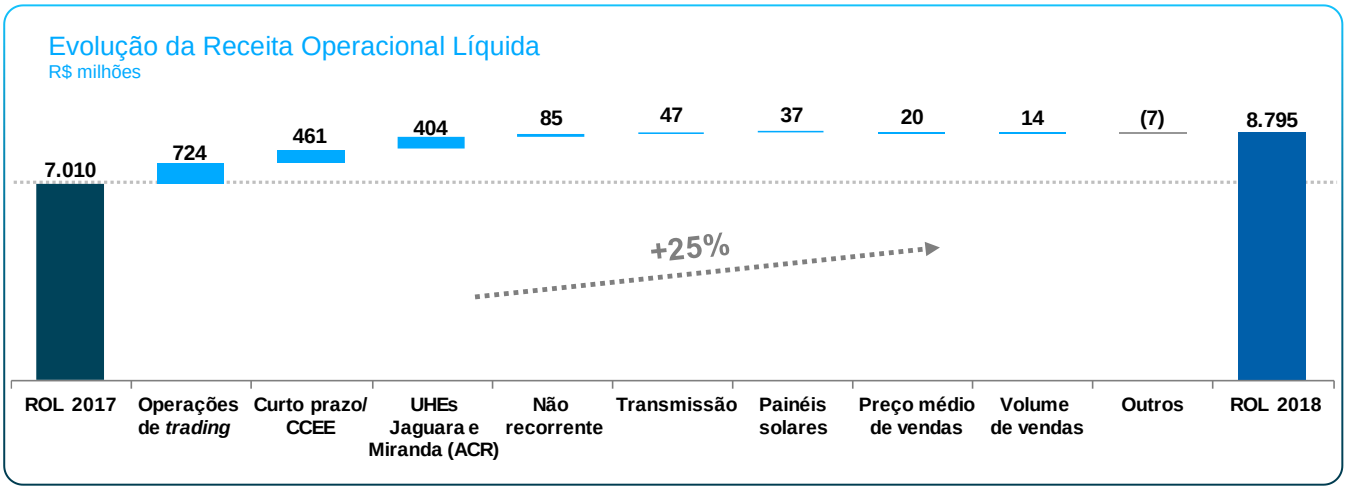
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

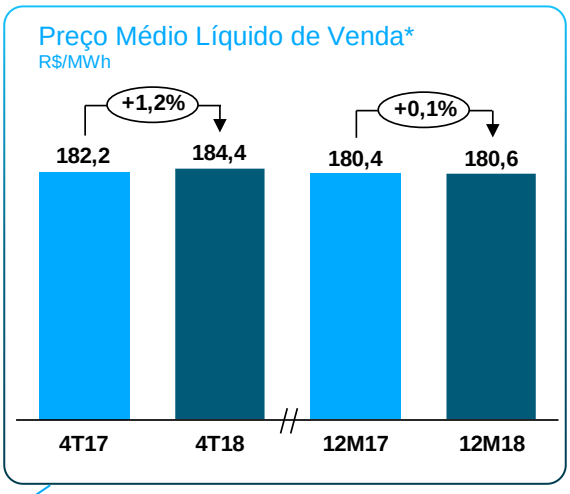
Receita Operacional Líquida

No 4T18, a receita operacional líquida apresentou **aumento de 11,4% (R$ 234,9 milhões)** quando comparada àquela auferida no mesmo período do ano anterior, passando de R$ 2.067,4 milhões para R$ 2.302,3 milhões. Esta variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores: (i) R$ 319,3 milhões decorrentes das operações de *trading* de energia, que a Companhia passou a realizar a partir de janeiro de 2018; (ii) R$ 212,0 milhões de decréscimo na receita, fruto das transações realizadas no mercado de curto prazo; (iii) R$ 46,6 milhões relacionados à receita de construção da infraestrutura da linha de transmissão Gralha Azul, cuja implantação foi inciada em 2018; (iv) R$ 32,9 milhões relativos ao reconhecimento da receita de venda de painéis solares fotovoltaicos para residências e empresas, por meio da controlada ENGIE Geração Solar Distribuída (ENGIE Solar), cujo controle foi adquirido em agosto de 2018; (v) R$ 27,9 milhões correspondentes à receita de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) e R$ 22,4 milhões referentes à remuneração dos ativos finaceiros relativos à parcela do pagamento pela autorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, que serão remunerados pelo recebimento incondicional de caixa pela venda da energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR); (vi) R$ 13,4 milhões, em função de aumento do preço médio líquido de venda; e (vii) R$ 13,0 milhões, reflexo da menor quantidade de energia vendida.



Na comparação entre os anos, a receita operacional líquida passou de R$ 7.010,0 milhões em 2017 para **R$ 8.794,8 milhões em 2018**, ou seja, **elevação** de R$ 1.784,8 milhões **(25,5%)**. Esse aumento decorreu, essencialmente, de: (i) R$ 723,7 milhões decorrentes das operações de *trading* de energia, iniciadas em 2018; (ii) R$ 461,3 milhões, pelo aumento da receita nas operações realizadas no mercado de curto prazo; (iii) R$ 292,5 milhões relativos à remuneração dos ativos financeiros e R$ 111,5 milhões resultantes da receita de GAG das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda; (iv) R$ 85,1 milhões referentes, sobretudo, às receitas de indenização para compensação dos impactos negativos pela interrupção de negócios, motivada por sinistro na Usina Termelétrica Jorge Lacerda A e de cobrança de multas contratuais por atraso parcial em obra de modernização de uma das máquinas da Usina Hidrelétrica Salto Santiago e por indisponibilidade nas usinas do Conjunto Eólico Santa Mônica; (v) R$ 46,6 milhões relacionados à receita de implementação de infraestrutura da linha de transmissão Gralha Azul; (vi) R$ 36,9 milhões decorrentes da receita de venda de painéis fotovoltaicos; (vii) R$ 20,1 milhões, pelo aumento do preço médio líquido de venda; e (viii) R$ 13,6 milhões, acréscimo decorrente de maior quantidade de energia vendida.



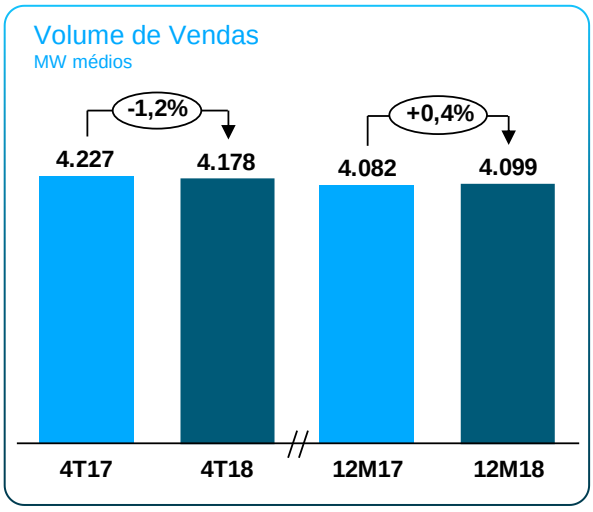


* Líquido de exportações e impostos sobre a venda e sem operações de *trading*.

» Preço Médio Líquido de Venda

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita, atingiu R$ 184,35/MWh no 4T18, **1,2% acima do obtido no mesmo trimestre de 2017**, cujo valor foi de R$ 182,17/MWh. Nos 12 meses de 2018, esse preço foi de R$ 180,60/MWh, **0,1% superior ao praticado em 2017**, que foi de R$ 180,39/MWh. Esses preços não incluem as operações de *trading,* que a Companhia passou a realizar a partir de janeiro de 2018.

Entre os trimestres comparados, a elevação do preço ocorreu, essencialmente, em razão da atualização monetária de contratos existentes e de ligeiro acréscimo de preços praticados para clientes industriais em novas contratações, quando comparado aos contratos finalizados e existentes, parcialmente atenuada por menores preços praticados em novos contratos de comercializadoras. Na comparação entre os anos, o ligeiro acréscimo do preço decorreu, substancialmente, da correção monetária dos contratos vigentes e de novos contratos de venda de energia para comercializadoras com preços superiores à média dos contratos existentes ou finalizados, efeitos atenuados pela redução do preço médio líquido da energia vendida à consumidores livres.



» Volume de Vendas

A quantidade de energia vendida em contratos passou de 9.334 GWh (4.227 MW médios) no 4T17 para 9.225 GWh (4.178 MW médios) no **4T18, redução de 1,2% ou 109 GWh** (49 MW médios). **Em 2018, o volume de venda de energia foi de 35.904 GWh** (4.099 MW médios), contra **35.761 GWh** (4.082 MW médios) registrados em 2017, acréscimo de 143 GWh (17 MW médios) ou 0,4%. Esses volumes não incluem as operações de *trading* de energia, as quais estão apresentadas a seguir em item específico.

A redução do volume observada entre os trimestres decorreu, substancialmente, do decréscimo do volume de compras para revenda no período analisado, parcialmente atenuada pela entrada em operação comercial, em 2018, do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I e pela venda da parcela de energia negociada no Ambiente de Contratação Livre (ACL) das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, adquiridas no final do ano de 2017. Em base anual, os acréscimos decorrentes da entrada em operação comercial em 2018 do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I e da venda da parcela de energia negociada no mercado livre das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda superaram os impactos da redução do volume de compras para revenda e da venda das Usinas Eólicas Beberibe, Pedra do Sal e da Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Areia Branca, em outubro de 2017, resultando no acréscimo de volume de vendas.

Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

» Receita de Venda de Energia Elétrica

Distribuidoras:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 715,4 milhões **no 4T18**, montante **4,8% superior** aos R$ 682,9 milhões auferidos no 4T17. Tal variação foi ocasionada pelos seguintes aspectos: (i) R$ 20,1 milhões — elevação de 2,9% no preço médio líquido de venda; e (ii) R$ 12,4 milhões — aumento de 55 GWh (25 MW médios) na quantidade de vendas, em virtude, substancialmente, da variação do perfil de consumo de energia elétrica de distribuidoras entre os trimestres em análise.

Em 2018, a receita atingiu R$ 2.721,8 milhões, **elevação de 1,3% em relação ao exercício de 2017**, quando foi de R$ 2.687,3 milhões. Esse acréscimo é explicado pelos seguintes itens: (i) R$ 53,3 milhões — elevação de 2,0% no preço médio líquido de venda; e (ii) R$ 18,8 milhões — redução de 85 GWh (10 MW médios) na quantidade de vendas, devido, principalmente, às reduções decorrentes do Mecanismo de Compensação de Sobras e Deficits (MCSD).

A elevação nos preços médios líquidos de vendas entre os períodos em análise decorreu, principalmente, da atualização monetária de contratos existentes.

Comercializadoras:

A receita de venda a comercializadoras passou de R$ 214,1 milhões no 4T17 para R$ 183,3 milhões no 4T18, **redução de 14,4%** entre os períodos comparados, resultado dos seguintes fatores: (i) R$ 18,9 milhões — decréscimo de 8,8% no preço médio líquido de vendas, em virtude, substancialmente, de novos contratos com preços inferiores à média dos contratos vigentes; e (ii) R$ 11,9 milhões — redução de 83 GWh (39 MW médios) no volume de energia vendida. A redução de volume observada entre os trimestres decorre, principalmente, do decréscimo do volume de compras para revenda, parcialmente atenuado pelos novos contratos de venda para comercializadoras, refletindo a parcela de energia negociada no Ambiente de Contratação Livre (ACL) das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, adquiridas no final de 2017, e da entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo — Fase I no decorrer de 2018.

No período de 12 meses de 2018, a receita foi de R$ 742,8 milhões, **23,6% superior à auferida em 2017**, que foi de R$ 600,9 milhões. A elevação é resultado dos seguintes aspectos: (i) R$ 88,4 milhões — elevação de 578 GWh (67 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R$ 53,4 milhões — acréscimo de 8,9% no preço médio líquido de vendas, em razão das novas contratações com preços superiores à média dos contratos vigentes ou finalizados. O acréscimo do volume observado entre os anos em análise decorre, substancialmente, da venda da parcela de energia negociada no Ambiente de Contratação Livre (ACL) das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda e da entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I em 2018, parcialmente atenuado pela redução do volume de compras para revenda e da venda das Usinas Eólicas Beberibe, Pedra do Sal e da PCH Areia Branca, em outubro de 2017.

As informações acima não consideram as operações de *trading*, que a Companhia passou a realizar a partir de janeiro de 2018.

Consumidores Livres:

A receita de venda a consumidores livres reduziu 0,2% entre os trimestres em análise, passando de R$ 803,3 milhões no 4T17 para R$ 802,0 milhões no mesmo período de 2018. A combinação dos seguintes eventos contribuiu para essa variação: (i) R$ 13,5 milhões — queda de 81 GWh (35 MW médios) na quantidade de energia vendida; e (ii) R$ 12,2 milhões — aumento de 1,5% no preço médio líquido de venda da energia.

Em 2018, a receita alcançou R$ 3.020,1 milhões, montante 4,5% inferior aos R$ 3.162,1 milhões verificados em 2017. Essa redução está relacionada ao que segue: (i) R$ 86,0 milhões — decréscimo de 2,7% no preço médio líquido da energia vendida; e (ii) R$ 56,0 milhões — redução de 348 GWh (40 MW médios) no volume de venda de energia.

O decréscimo da quantidade entre os períodos analisados decorreu, principalmente, da redução de consumo de clientes industriais. A queda do preço, em base anual, ocorreu, majoritariamente, em função de menores preços praticados com clientes industriais, quando comparado aos contratos finalizados e existentes, parcialmente atenuado pelo aumento de preço no 4T18 em comparação ao mesmo trimestre de 2017.

Operações de *Trading* de Energia:

Visando assumir as posições de mercado relacionadas à variação do preço da energia elétrica, dentro dos limites de risco e de contrapartes pré-estabelecidos, a Companhia ingressou, em janeiro de 2018, no mercado de *trading* de energia.

As operações de *trading* de energia são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem a 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.

No 4T18, a receita de *trading,* resultante das vendas de energia auferidas neste trimestre, foi de R$ 276,1 milhões, relativos a 1.202 GWh (545 MW médios). **Em base anual,** o valor foi de R$ 680,5 milhões ou 3.049 GWh (348 MW médios).

Adicionalmente, **no 4T18**, a Companhia reconheceu R$ 43,2 milhões referentes aos **ganhos líquidos não realizados** decorrentes da marcação a mercado — diferença entre os preços contratados e os de mercado — das operações líquidas contratadas em aberto em 31 de dezembro de 2018.

» Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 4T18, a **receita auferida no mercado de energia de curto prazo**, foi de R$ 90,4 milhões, enquanto, no mesmo período de 2017, foi de R$ 302,4 milhões, **redução de R$ 212,0 milhões entre os trimestres comparados**. **Já nos 12 meses de 2018**, em relação ao ano anterior, **houve aumento de R$ 461,3 milhões** na receita das transações de curto prazo, passando de R$ 467,5 milhões em 2017 para R$ 928,8 milhões em 2018. Mais informações 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 destinada ao ACR das Usinas Hidrelétricas Jaguara 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$ 47,9 milhões, no 4T17, para R$ 70,3 milhões, no 4T18, e de R$ 47,9 milhões em 2017 para R$ 340,4 milhões em 2018. Este aumento é reflexo da aquisição das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda em novembro de 2017 e da variação do IPCA.

» Receita de serviços prestados

As Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda recebem a parcela referente à Gestão dos Ativos de Geração (GAG), para a energia vendida no ACR, 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 4T18** foi de **R$ 27,9 milhões e, em 2018,** foi de **R$ 111,5 milhões**.

» Receita de implementação de infraestrutura de transmissão

Em 2017, a Companhia ingressou no segmento de transmissão com a conquista da Linha de Transmissão Gralha Azul (Gralha Azul). A Companhia é responsável primária pela construção e instalação da infraestrutura relacionada à concessão de transmissão da Gralha Azul, cuja implantação iniciou em 2018, e está exposta aos seus riscos e benefícios. Dessa forma, com base nas práticas contábeis vigentes, a Companhia vem reconhecendo receita de implementação de infraestrutura de transmissão, ao longo da implantação, correspondente aos custos de construção adicionados de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos de gestão da construção. Esses gastos decorrentes da construção estão reconhecidos no custo, conforme abaixo mencionado.

A receita de implementação de infraestrutura de transmissão **reconhecida em 2018** foi de **R$ 46,6 milhões**.

Custos da Venda de Energia e Serviços

Os custos da venda de energia e serviços foram elevados em R$ 161,6 milhões (13,9%), entre os trimestres comparados, passando de R$ 1.164,5 milhões no 4T17 para R$ 1.326,1 milhões no trimestre em análise. **Em 2018, esses custos atingiram R$ 4.876,0 milhões, 21,8%, ou R$ 872,1 milhões a mais que em 2017**, que foi de R$ 4.003,9 milhões. Tais variações decorreram, essencialmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

» **Compras de energia:** elevação de R$ 195,3 milhões (38,6%) no 4T18, em comparação ao mesmo trimestre de 2017, reflexo, sobretudo, da combinação dos seguintes aspectos: (i) R$ 258,5 milhões — compras de 1.160 GWh (525 MW médios), destinados para operações de *trading* de energia, iniciadas a partir de janeiro de 2018; (ii) R$ 50,0 milhões — redução de 9,9% no preço médio líquido de compras; e (iii) R$ 13,2 milhões — decréscimo de 82 GWh (37 MW médios), nas compras para a gestão do portfólio da Companhia. Em 2018, ocorreu acréscimo de R$ 578,9 milhões (33,2%) em relação a 2017, decorrente dos seguintes itens: (i) R$ 694,0 milhões — compras de 3.131 GWh (358 MW médios), destinados para operações de *trading* de energia; (ii) R$ 87,6 milhões — decréscimo de 532 GWh (61 MW médios) nas aquisições de energia para a gestão do portfólio; e (iii) R$ 27,4 milhões — redução de 1,6% no preço médio líquido de compras. A redução do preço médio líquido de compras entre os períodos analisados decorreu, substancialmente, em razão de queda de preço médio de contratos vigentes.

Desconsiderando os efeitos das operações de *trading* de energia, houve redução de R$ 63,2 milhões (12,5%) e de R$ 115,1 milhões (6,6%) no 4T18 e no ano de 2018, respectivamente.

» **Transações no mercado de energia de curto prazo:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram superiores em R$ 1,8 milhão (2,6%). Entre os exercícios de 2017 e 2018, ocorreu aumento de R$ 213,9 milhões (59,4%) desses custos. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

» **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R$ 12,9 milhões (12,0%), entre os trimestres em análise, e de R$ 37,6 milhões (8,9%), entre os exercícios de 2017 e de 2018, decorrente, sobretudo, do reajuste anual das tarifas de transmissão, dos encargos relativos à parcela de energia das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, comercializada no mercado livre, e da entrada em operação comercial, em 2018, dos 11 parques eólicos do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I. Tais variações foram parcialmente atenuadas pelos efeitos da paralização das operações da Usina Termelétrica William Arjona, em consequência de sua inviabilidade econômica, motivada pela elevação do custo do gás.

» **Combustíveis para produção de energia elétrica:** decréscimo de R$ 165,3 milhões (99,4%), na comparação do 4T17 com o mesmo trimestre de 2018, e de R$ 302,5 milhões (66,5%) entre os anos comparados, devido, basicamente, ao reconhecimento de acordo judicial com o fornecedor de gás natural em ação na qual se discutia a diferença do preço do combustível fornecido no período entre setembro de 2014 e junho de 2017, nos valores de R$ 216,6 milhões no 2T17 e de R$ 138,9 milhões no 4T17. Além deste efeito, no 4T18, ocorreu redução de consumo de carvão mineral entre os períodos, em virtude de menor geração termelétrica. Já no ano de 2018, houve aumento do consumo de carvão mineral pela limitação ao reembolso do carvão pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), imposta pela nova Resolução Aneel nº 801, de 19 de dezembro de 2017, conforme comentado em trimestres anteriores, o que atenuou os efeitos do supramencionado reconhecimento do acordo judicial com o fornecedor de gás natural.

» **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*):** acréscimo de R$ 6,3 milhões (21,8%), entre os trimestres comparados, e de R$ 5,9 milhões (5,0%) entre os anos de 2018 e 2017, refletindo, principalmente, a maior geração das usinas hidrelétricas nos períodos analisados, o reconhecimento em 2018 das obrigações referentes às Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda e o reajuste de 2,5% da Tarifa Atualizada de Referência (TAR) em 2018.

» **Pessoal:** elevação de R$ 8,7 milhões (15,2%) no 4T18, em relação ao mesmo trimestre de 2017, e de R$ 3,9 milhões (1,8%) entre os anos analisados, resultante, substancialmente, do reajuste anual da remuneração e dos benefícios dos empregados e de novas contratações, inclusive a absorção do quadro funcional da ENGIE Geração Solar Distribuída, adquirida integralmente em agosto 2018, cujo custo de pessoal foi de R$ 2,7 milhões, no 4T18, e R$ 3,5 milhões, no período de agosto a dezembro de 2018. Em base anual, este aumento foi parcialmente suavizado pelo reconhecimento, no 3T18, de recuperação de créditos de PIS e Cofins incidentes sobre determinados custos operacionais com pessoal, no valor de R$ 5,1 milhões.

» **Depreciação e amortização:** aumento de R$ 4,9 milhões (2,9%) e de R$ 9,7 milhões (1,5%) nos trimestres e anos comparados, respectivamente, em decorrência, sobretudo, dos seguintes aspectos: (i) amortização de ativo intangível referente à aquisição, no fim de 2017, das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda; e (ii) entrada em operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I, durante o ano de 2018. Esta elevação foi parcialmente amenizada pelos seguintes itens: (i) término da depreciação de grandes manutenções realizadas no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda em períodos anteriores; e (ii) alienação das Usinas Eólicas Beberibe e Pedra do Sal e da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca, em outubro de 2017.

» **Provisões operacionais líquidas:** efeito negativo de R$ 16,5 milhões (117,6%) no 4T18 em comparação ao 4T17, e de R$ 243,7 milhões (101,5%) entre os anos analisados. A variação apresentada entre os trimestres resultou, principalmente, da reversão de provisão para perda na venda de óleo combustível, em 2017, da Usina Termelétrica Alegrete, que está em processo de devolução à União. Além do efeito supracitado, em base anual, o principal fator contributivo para o acréscimo das provisões foi a assinatura e homologação judicial de acordo de preço de gás natural entre a Companhia e o fornecedor do combustível, ocasionando, assim, a reversão do valor contabilizado como provisão no 2T17 — R$ 219,2 milhões — e o seu reconhecimento como custo de combustível para a produção de energia elétrica.

» **Custo de implementação de infraestrutura de transmissão:** reconhecimento de R$ 45,4 milhões em 2018 relacionados aos custos da construção da infraestrutura da linha de transmissão Gralha 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.

» **Custo da venda de painéis solares fotovoltaicos:** reconhecimento de R$ 20,3 milhões no 4T18 e de R$ 22,8 milhões no ano de 2018 referente aos custos relacionados às vendas de painéis solares fotovoltaicos para residências e empresas, por meio da controlada ENGIE Geração Solar Distribuída, cujo controle foi adquirido em agosto de 2018.

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 4T18 e no 4T17, os resultados líquidos (diferença entre receitas e custos — deduzidos dos tributos) decorrentes de transações de curto prazo, foram positivos em R$ 22,2 milhões e R$ 236,0 milhões, respectivamente, ou seja, redução de R$ 213,8 milhões entre os períodos comparados.

Essa variação é consequência, fundamentalmente, do reconhecimento no 4T17 dos efeitos consequentes da recontabilização resultante da elevação do Custo Variável Unitário (CVU) da Usina Termelétrica William Arjona, após o acordo judicial com o fornecedor de gás natural. Além disso contribuíram para a variação a combinação destes fatores: (i) menor geração termelétrica entre os períodos analisados; (ii) menor impacto do Fator de Ajuste do MRE (GSF), já deduzido dos efeitos da repactuação do risco hidrológico; e (iii) redução da posição credora auferida na CCEE (posição *long*), fruto da estratégia de alocação dos recursos hídricos e menor PLD no 4T18, quando comparado ao mesmo período de 2017.

No acumulado de 2018, o resultado líquido, fruto de transações de curto prazo, foi positivo em R$ 354,7 milhões, acréscimo de R$ 247,4 milhões em relação ao resultado também positivo de R$ 107,3 milhões do ano de 2017. Essa ampliação é reflexo, principalmente, de maior receita, líquida de compra, proveniente de operações de curto prazo, as quais visavam a gestão da posição na CCEE e do impacto da recontabilização da Usina Termelétrica William Arjona, aliados aos itens (ii) e (iii) acima mencionados.

Em dezembro de 2017, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2018 em R$ 505,18/MWh e R$ 40,16/MWh, respectivamente. Na comparação entre os trimestres, o PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste reduziu 60,25%, passando de R$ 398,06/MWh no 4T17 para R$ 158,24/MWh no 4T18. Já no comparativo anual, o PLD médio nesses submercados sofreu redução de 10,25%, saindo do patamar de R$ 320,59/MWh para R$ 287,73/MWh.

Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas com vendas, gerais e administrativas, aumentaram R$ 2,2 milhões (3,6%) nos trimestres em análise, em razão, substancialmente, de acréscimo de gastos com material e serviços de terceiros, bem como da elevação de despesas com contribuições e doações para projetos sociais e culturais.

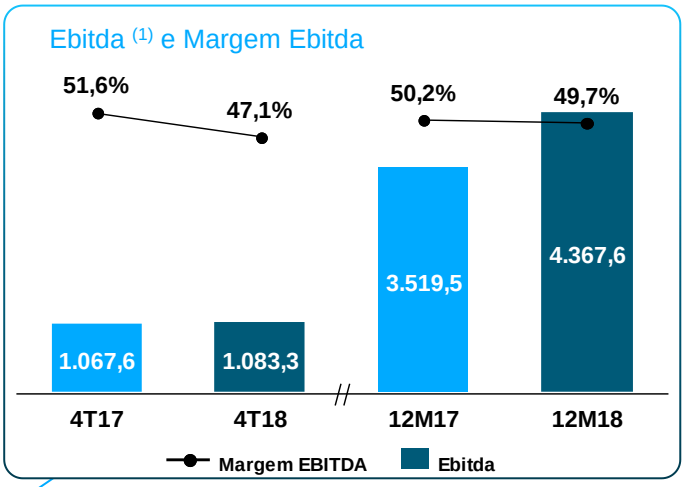
Entre os anos em análise, essas despesas cresceram R$ 11,8 milhões (6,0%), em função, principalmente, da reversão, em 2017, da provisão relacionada à discussão judicial sobre benefícios de aposentadoria, em virtude de acordo firmado com participantes de um dos fundos de pensão patrocinados pela Companhia, parcialmente atenuada pelo reconhecimento, no mesmo ano, de gastos com indenização relativos ao acordo judicial supracitado. O valor dessa reversão, líquido dos gastos de indenização, foi de R$ 11,3 milhões. Desconsiderando o efeito dessa transação, o crescimento das despesas foi de R$ 0,5 milhão (0,3%).

Resultado da Alienação de Investimentos

Em 31 de dezembro de 2017, após o cumprimento das condições precedentes contratadas, a Companhia efetivou a venda das controladas Usinas Eólicas Beberibe e Pedra do Sal e da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca, reconhecendo, no 4T17, o ganho de capital na alienação dos investimentos, no montante de R$ 56,9 milhões. Em 2018 não houve transação dessa natureza.

Ebitda e Margem Ebitda

Refletindo os efeitos mencionados anteriormente, **o Ebitda do 4T18 foi de R$ 1.083,3 milhões**, isto é, 1,5% ou R$ 15,7 milhões acima do apurado no 4T17, que foi de R$ 1.067,6 milhões. A elevação é consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) decréscimo de R$ 165,3 milhões no custo com combustíveis; ; (ii) redução R$ 63,2 milhões referentes às compras de energia para a gestão do portfólio da Companhia; (iii) venda de energia, líquida dos custos de compra, relativa às operações de *trading*, no montante de R$ 60,8 milhões; (iv) incremento de receita de remuneração e variação monetária sobre ativos financeiros e reconhecimento de receita de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda de R$ 50,3 milhões; e (v) R$ 13,4 milhões, em função de aumento do preço médio líquido de venda. Os referidos efeitos positivos foram contrabalanceados pelos seguintes **efeitos negativos**: (i) redução de R$ 213,8 milhões no resultado das transações realizadas no mercado de curto prazo; (ii) reconhecimento de ganhos de capital no 4T17 decorrentes da venda de investimentos de R$ 56,9 milhões; (iii) elevação de R$ 19,2 milhões nos custos com encargos de uso de rede elétrica e conexão e *royalties*; (iv) impacto negativo de R$ 16,5 milhões decorrente de reversão de provisão operacional em 2017; (v) aumento de R$ 15,4 milhões de custos com pessoal, seguros e aluguéis; (vi) R$ 13,0 milhões, reflexo da menor quantidade de energia vendida; (vii) elevação de R$ 2,2 milhões nas despesas com vendas, gerais e administrativas; e (viii) acréscimo de R$ 0,3 milhão dos demais custos e despesas operacionais.



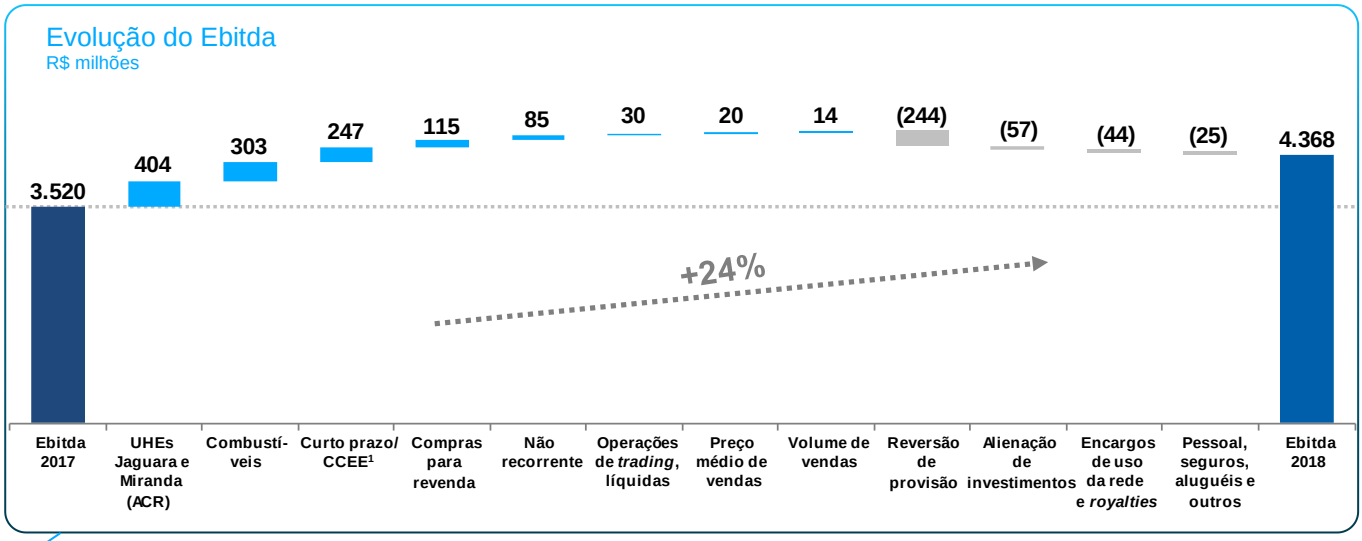
1 Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização.

A margem Ebitda foi de 47,1% no 4T18, decréscimo de 4,5 p.p. em relação ao mesmo período de 2017. Tal redução é consequência, principalmente, dos impactos, no 4T18, das operações de *trading* de energia e do reconhecimento da receita e dos custos relativos à construção da linha de transmissão, cujas margens são inferiores às auferidas pelas demais operações realizadas pela Companhia. Desconsiderando estes efeitos, a margem Ebitda no 4T18 seria de 52,7%, o que representaria acréscimo de 1,1 p.p. entre os trimestres em análise.

No ano de 2018, o Ebitda aumentou R$ 848,1 milhões (24,1%), passando de R$ 3.519,5 milhões em 2017 para R$ 4.367,6 milhões em 2018. A elevação decorreu, principalmente, da combinação destes **efeitos positivos**: (i) acréscimo de receita de remuneração e variação monetárias sobre ativos financeiros e reconhecimento de receita de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda de R$ 404,0 milhões; (ii) decréscimo de R$ 302,5 milhões no custo com combustíveis, em virtude, sobretudo, de reconhecimento de acordo judicial com fornecedor de gás natural em ação em que se discutia o preço do combustível citado no item “Combustíveis para produção de energia elétrica”; (iii) efeito positivo de R$ 247,4 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (iv) redução de R$ 115,1 milhões referentes às aquisições para a gestão do portfólio da Companhia; (v) reconhecimento em 2018 de R$ 85,1 milhões referentes, principalmente, às receitas de direito a indenização por interrupção de negócios e de multa contratual; (vi) R$ 29,7 milhões decorrentes das vendas, líquidas dos custos de compra, de energia relativa às operações de *trading*; (vii) R$ 20,1 milhões, pelo aumento do preço médio líquido de venda; (viii) R$ 13,6 milhões, acréscimo decorrente de maior quantidade de energia vendida; e (ix) redução de R$ 0,4 milhão dos demais custos e despesas operacionais. Os mencionados efeitos positivos foram compensados pelos seguintes **efeitos negativos**: (i) impacto negativo de R$ 243,7 milhões decorrente, sobretudo, da reversão de provisão referente à assinatura e homologação judicial de acordo de preço de gás natural entre a Companhia e o fornecedor do combustível em 2017, conforme mencionado no item “Provisões operacionais, líquidas”, e, concomitante reconhecimento do custo de combustível para geração de energia elétrica; (ii) reconhecimento de ganho de capital no 4T17 na alienação de investimentos de R$ 56,9 milhões; (iii)

elevação de R$ 43,5 milhões nos custos com encargos de uso de rede elétrica e conexão e *royalties*; (iv) aumento de R$ 13,9 milhões de custo com pessoal, seguros e aluguéis; e (v) elevação de R$ 11,8 milhões nas despesas com vendas, gerais e administrativas.

A margem Ebitda em 2018 atingiu 49,7%, representando redução de 0,5 p.p. em comparação com 2017. Tal redução decorre, substancialmente, dos efeitos, em 2018, das operações de *trading* de energia e do reconhecimento das receitas e dos custos de construção da linha de transmissão, conforme anteriormente mencionado. **Desconsiderando estes impactos, a margem Ebitda seria de 54,0%, o que representaria acréscimo de 3,8 p.p. entre os períodos em análise.**



1 Considera o efeito combinado de variações de receita e despesa.

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

(Valores em R$ milhões)	4T18	4T17	Var. %	12M18	12M17	Var. %
Lucro líquido	761,6	704,7	8,1	2.315,4	2.004,6	15,5
(+) Imposto de renda e contribuição social	-19,8	77,9	-125,4	652,4	618,8	5,4
(+) Resultado financeiro	161,3	97,9	64,8	699,3	226,8	208,3
(+) Depreciação e amortização	173,7	168,5	3,1	660,2	649,0	1,7
Ebitda	**1.076,8**	**1.049,0**	**2,7**	**4.327,3**	**3.499,2**	**23,7**
(+) Provisão para redução ao valor recuperável	6,5	18,4	-64,7	39,3	18,4	113,6
(+) Resultado de participações societárias	0,0	0,2	-100,0	1,0	1,9	-47,4
Ebitda ajustado	**1.083,3**	**1.067,6**	**1,5**	**4.367,6**	**3.519,5**	**24,1**

Provisão para Redução ao Valor Recuperável (*Impairment*)

Em 2017, a Companhia reconheceu provisão para redução ao valor recuperável (*impairment*) de ativos, no montante de R$ 18,4 milhões, dos quais R$ 16,0 milhões correspondem aos ativos de geração termelétrica William Arjona e Lages e R$ 2,4 milhões aos ativos não operacionais do projeto termelétrico Jacuí. Em 2018, ocorreu complemento do *impairment* do ativo de geração termelétrica William Arjona, no montante de R$ 39,3 milhões, dos quais R$ 6,5 milhões foram reconhecidos no 4T18.

Resultado Financeiro

Receitas financeiras: no 4T18, as receitas financeiras atingiram R**$ 52,9 milhões**, isto é, R$ 6,4 milhões ou **10,8% abaixo** dos R$ 59,2 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2017, em razão, substancialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) elevação de R$ 11,6 milhões nos juros sobre contas a receber, substancialmente, sobre valores na CCEE; (ii) decréscimo de R$ 8,8 milhões na receita com aplicações financeiras, em virtude da queda na taxa de juros; e (iii) redução de juros sobre valores de imposto de renda e contribuição social a compensar relativos a anos anteriores de R$ 7,8 milhões.

No comparativo entre os anos, as receitas financeiras **reduziram R$ 68,8 milhões (30,8%)**, passando de R$ 223,5 milhões em 2017 para R$ 154,7 milhões em 2018. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 85,4 milhões na receita com aplicações financeiras, em razão do menor volume de recursos investidos e da queda na taxa de juros; (ii) elevação de R$ 26,2 milhões nos juros sobre contas a receber, principalmente, sobre valores na CCEE; (iii) redução de juros sobre valores de imposto de renda e contribuição social a compensar referentes a exercícios anteriores de R$ 7,4 milhões; e (iv) decréscimo de R$ 2,9 milhões na variação monetária de depósitos judiciais.

Despesas financeiras: as despesas no **4T18** foram de **R$ 214,2 milhões**, isto é, R$ 57,1 milhões **ou 36,3% acima** das registradas no mesmo trimestre do ano anterior, que foi de R$ 157,1 milhões. As principais variações observadas foram: (i) aumento de R$ 63,1 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas, em razão, substancialmente, da emissão de debêntures pelas controladas Companhia Energética Jaguara e Companhia Energética Miranda, em junho de 2018, bem como pela controladora, em julho de 2018, e sobre empréstimos contratados recentemente; (ii) redução de R$ 15,6 milhões nos juros e na correção monetária sobre as concessões a pagar, visto a redução dos índices inflacionários no 4T18; e (iii) reconhecimento de R$ 9,4 milhões no 4T18 de atualização monetária sobre outros valores a pagar.

Em base anual, as despesas **aumentaram** de R$ 450,3 milhões **para R$ 854,0 milhões**, ou seja, R$ 403,7 milhões **(89,6%)**, resultado da combinação, principalmente, destas variações: (i) elevação de R$ 201,2 milhões nos juros e na correção monetária sobre as concessões a pagar, visto o acréscimo dos índices inflacionários no ano de 2018; (ii) aumento de R$ 191,4 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas, em função, principalmente, da emissão de debêntures pela Companhia Energética Jaguara e Companhia Energética Miranda, em junho de 2018, assim como pela ENGIE Brasil Energia, em julho de 2018, e sobre empréstimos contratados recentemente; e (iii) reconhecimento de R$ 17,6 milhões em 2018 de correção monetária sobre outros valores a pagar.

Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CS)

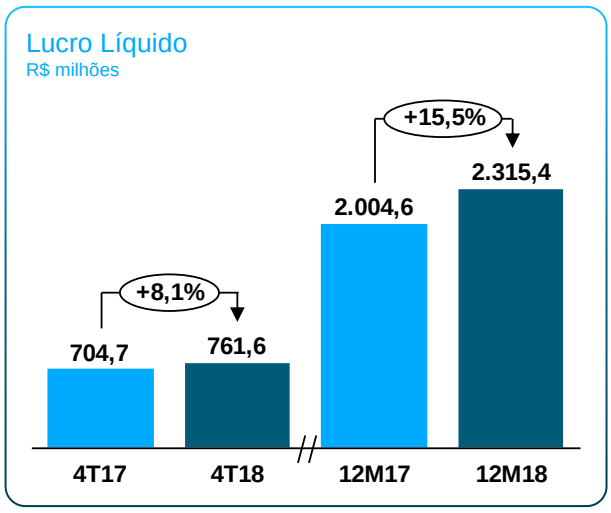
O resultado positivo com IR e CSLL **no 4T18 foi de R$ 19,8 milhões**, R$ 97,7 milhões inferiores à despesa com IR e CSLL registrada no mesmo trimestre de 2017, que foi de R$ 77,9 milhões, em virtude, basicamente, dos seguintes fatores: (i) reversão de provisão referente à diferença de tributação entre o lucro real e presumido, relacionada ao período de janeiro a setembro de 2018, de controladas da Companhia, no 4T18; e (ii) redução do lucro antes dos tributos. Esta redução foi parcialmente atenuada pelo decréscimo do benefício resultante dos juros sobre o capital próprio creditados aos acionistas no ano de 2018.

No acumulado do ano, essas despesas aumentaram R$ 33,6 milhões, passando de R$ 618,8 milhões em 2017 para R$ 652,4 milhões em 2018, em decorrência, principalmente, do acréscimo do lucro antes dos tributos, parcialmente suavizado por alterações realizadas em 2018 no regime de tributação de empresas controladas.

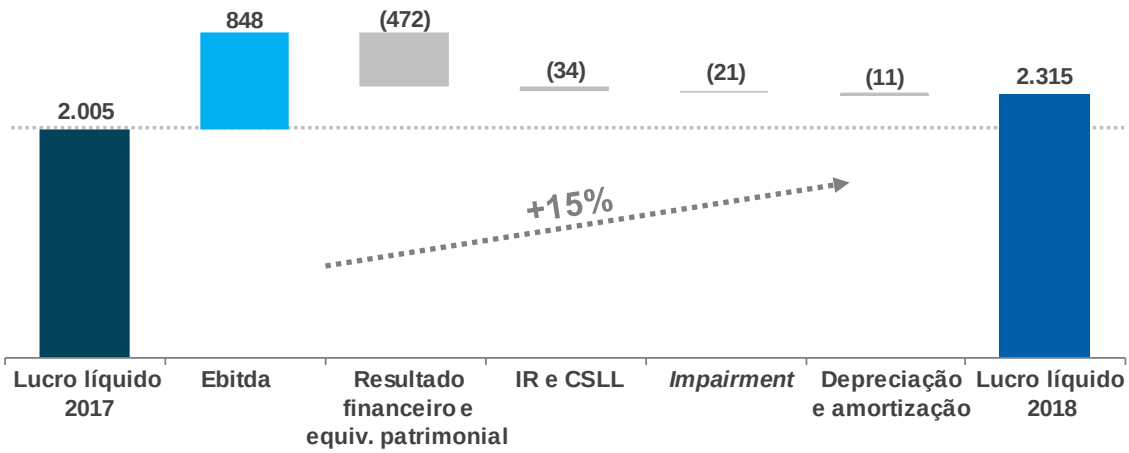
Lucro Líquido

O lucro líquido do 4T18 foi de R$ 761,6 milhões, R$ 56,9 milhões ou **8,1% superior** aos R$ 704,7 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Essa elevação é consequência dos seguintes efeitos: (i) elevação de R$ 15,7 milhões no Ebitda; (ii) acréscimo de R$ 5,2 milhões da depreciação e amortização; (iii) aumento de R$ 63,4 milhões das despesas financeiras líquidas; (iv) diminuição do *impairment* de ativos de R$ 11,9 milhões; (v) resultado positivo de equivalência patrimonial de R$ 0,2 milhão; e (vi) redução de R$ 97,7 milhões do imposto de renda e da contribuição social.

No exercício de 2018, o lucro líquido passou de R$ 2.004,6 milhões em 2017 para R$ 2.315,4 milhões, ou seja, **elevação de R$ 310,8 milhões ou 15,5%**. Essa elevação é consequência dos seguintes impactos: (i) elevação de R$ 848,1 milhões no Ebitda; (ii) acréscimo de R$ 11,2 milhões da depreciação e amortização; (iii) aumento de R$ 472,5 milhões das despesas financeiras líquidas; (iv) elevação do *impairment* de ativos de R$ 20,9 milhões; (v) resultado positivo de equivalência patrimonial de R$ 0,9 milhão; e (vi) acréscimo de R$ 33,6 milhões do imposto de renda e da contribuição social.

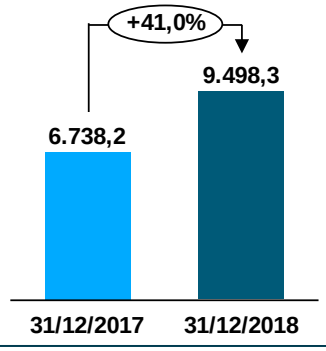


Evolução do Lucro Líquido
R$ milhões



Endividamento

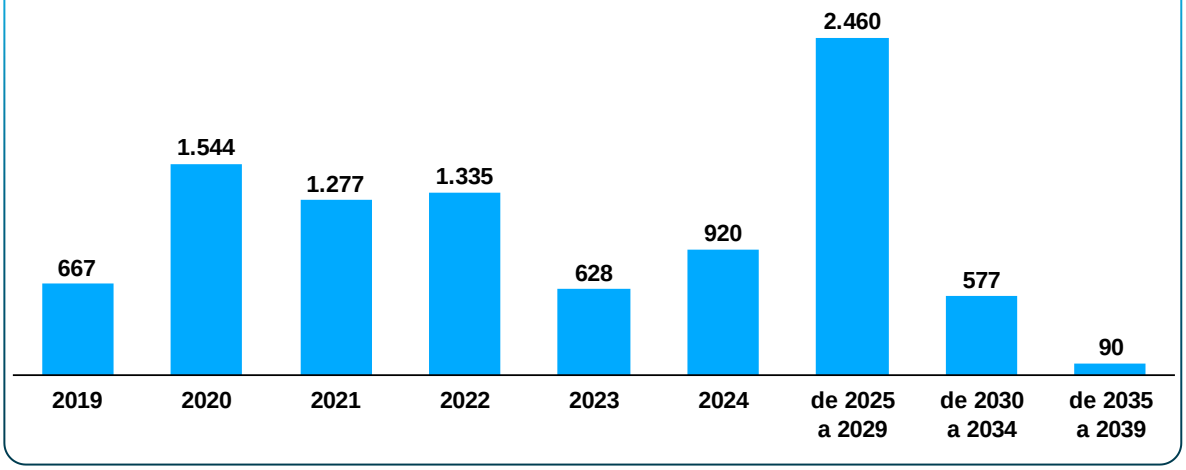
Dívida Bruta
R$ milhões



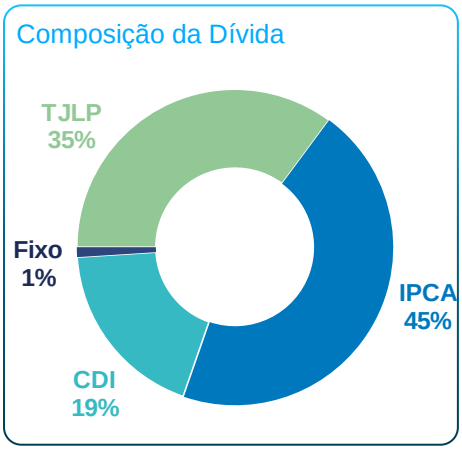
Em 31 de dezembro de 2018, a **dívida bruta total consolidada,** representada principalmente por empréstimos, financiamentos e debêntures, líquida dos efeitos de operações de *hedge,* **totalizava R$ 9.498,3 milhões — aumento de 41,0%** (R$ 2.760,1 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2017.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores ocorridos no ano de 2018: (i) saques no BNDES e em seus agentes financeiros e outras instituições privadas, no valor total acumulado de R$ 2.397,0 milhões, destinados, substancialmente, à construção do Conjunto Eólico Campo Largo, da UTE Pampa Sul, da Central Fotovoltaica Assú V e do Conjunto Eólico Santa Mônica e à modernização da UHE Salto Santiago; (ii) emissão de R$ 2.486,2 milhões em debêntures; (iii) geração de R$ 651,1 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (iv) R$ 2.775,9 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos, debêntures e notas promissórias.

Cronograma de Vencimento da Dívida
R$ milhões



O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do ano de 2018 foi **8,6%** (8,1% no fim de 2017).



Em 31 de dezembro de 2018, 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$ 6.856,3 milhões, aumento de 49,6%** em relação ao registrado ao fim de 2017.

Dívida Líquida
R$ milhões

	31/12/2018	31/12/2017	Var. %
Dívida bruta	9.720,2	6.756,4	43,9
Resultado de operações com derivativos	(221,9)	(18,2)	1.119,0
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(226,2)	(225,5)	0,3
Caixa e equivalentes de caixa	(2.415,8)	(1.930,1)	25,2
Dívida líquida total	**6.856,3**	**4.582,6**	**49,6**

Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia **no 4T18 foram de R$ 1.020,6 milhões**, dos quais (i) R$ 965,3 milhões aplicados na construção dos novos projetos: R$ 255,7 milhões concentrados no Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I, R$ 258,3 milhões aplicados na construção da Usina Termelétrica Pampa Sul, R$ 424,0 milhões no Conjunto Eólico Umburanas – Fase I, R$ 25,5 milhões no Sistema de Transmissão Gralha Azul e R$ 1,8 milhão em outros investimentos; (ii) R$ 41,5 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iii) R$ 13,8 milhões designados para as modernizações das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório.

Em 2018, a Companhia investiu R$ 3.452,1 milhões na construção, manutenção e revitalização do parque gerador e na aquisição de participações societárias, dos quais: R$ 3.220,1 milhões na construção dos Conjuntos Eólicos Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I, da Usina Termelétrica Pampa Sul, da Central Fotovoltaica Assú V e da Linha de Transmissão Gralha Azul; R$ 144,1 milhões nas obras para manutenção e revitalização do parque gerador; R$ 48,1 milhões em participações societárias, dentre as quais se detaca o investimento para a aquisição das ações remanescentes da ENGIE Geração Solar Distribuída; e R$ 39,8 milhões na modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório.

Dividendos Complementares Propostos

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 19 de fevereiro de 2019, a proposta de **dividendos complementares** sobre o lucro líquido do exercício de 2018, no montante de **R$ 76,7 milhões (R$ 0,0940069200 por ação)**, que deverá ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária, a quem caberá definir as condições de pagamento.

O total de proventos relativos a 2018 atingirá R$ 2.272,5 milhões (R$ 2,7851510063 por ação), equivalente a 100% do lucro líquido distribuível ajustado. O valor por ação já considera o aumento de capital com bonificação de ações, realizada em dezembro de 2018.

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 2018, das 41 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 83,6% 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*, sobre temas como Direitos Humanos e Ética, assim como o Regimento Interno do Comitê de Sustentabilidade. Os Relatórios de Sustentabilidade são publicados anualmente de acordo com as recomendações da *Global Reporting Iniciative* (GRI) e, desde a edição de 2014, agregando 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

- A Companhia obteve, pela segunda vez, destaque no “Guia Exame de Sustentabilidade”, promovido pela Editora Abril, figurando entre as Companhias mais sustentáveis do país, no segmento de Energia.
- O projeto dos Centros de Cultura e Sustentabilidade foi um dos finalistas da primeira edição do Prêmio ODS Brasil, promovido pela Presidência da República, Secretaria de Articulação Nacional. O prêmio recebeu 729 inscrições válidas. O case dos Centros de Cultura é um dos 39 finalistas na categoria "organizações com fins lucrativos".
- O Projeto Alfabetização de Jovens e Adultos (AJA), promovido pela Companhia no entorno dos Conjuntos Eólicos Campo Largo e Umburanas, na Bahia, encerrou, no fim de 2018, seu primeiro ano letivo. Foram 118 alunos alfabetizados.
- O Projeto de Créditos de Carbono do Conjunto Eólico Umburanas (360 MW) foi registrado no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) das Nações Unidas (UNFCCC). Em construção no interior da Bahia, o projeto contribuirá com uma média anual de redução de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) da ordem de 990.000 toneladas de CO_2.
- No entorno das Usinas Hidrelétricas Salto Osório e Salto Santiago foi finalizado o Projeto “TransformAção: Transformando a relação das pessoas com a energia”. A finalidade era estimular o protagonismo de estudantes das escolas dos municípios lindeiros e, ao mesmo tempo, promover a temática dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS). 78 escolas inscreveram projetos relacionados aos ODS e 18 foram as finalistas.
- Em novembro ocorreu mais uma soltura de peixes no reservatório da Usina Hidrelétrica Machadinho. Foram soltos 3.000 exemplares de grumatã e piava, produzidos pelo Laboratório de Biologia e Cultivo de Peixes de Água Doce (LAPAD/UFSC). Os juvenis foram criados a partir da reprodução de indivíduos da primeira geração de matrizes selvagens capturados no Alto Rio Uruguai. Na ocasião, estiveram presentes bombeiros voluntários, alunos da Escola Municipal de Ensino Fundamental Dorval Porto Cardoso e autoridades da região.
- Também em novembro, o Consórcio Estreito Energia (Ceste) realizou a soltura de mais 250 filhotes de quelônios na área de abrangência da Usina Hidrelétrica Estreito, garantindo a preservação da espécie Tracajá P. Unifilis e Tartaruga da Amazônia P. Expansa. Para a realização do evento, foram convidados alunos de uma escola pública do município de Estreito (MA). Iniciado em 2012, o programa já devolveu mais de 3.100 indivíduos à natureza.

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 4T18 e 12M18, associando cada indicador aos da GRI padrão *Standard*.

Indicadores de Sustentabilidade[1]

Item	Dimensão[2]	Indicador	Temas materiais	Indicador GRI[3]	4T18	4T17	Variação	12M18	12M17	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Energia e mudanças do clima	102-7, EU1	41	31	10	41	31	10
2		Capacidade instalada operada (MW)		102-7, EU1	9.726	9.589	1,4%	9.726	9.589	1,4%
3		Capacidade instalada própria (MW)		102-7, EU1	8.005	7.868	1,7%	8.005	7.868	1,7%
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	83,6%	84,8%	-1,2 p.p.	83,6%	84,8%	-1,2 p.p.
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis		102-7, EU1	8.869	8.541	3,8%	8.869	8.541	3,8%
8		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total		102-7, EU1	91,2%	89,1%	2,1 p.p.	91,2%	89,1%	2,1 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)		EU2	12.087	9.244	30,8%	39.340	36.335	8,3%
10		Geração de energia certificada		102-16, EU6	10.536	8.701	21,1%	34.647	34.602	0,1%
11		Geração certificada em relação à total		102-16, EU6	87,2%	94,1%	-7,0 p.p.	88,1%	95,2%	-7,2 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	11.233	7.942	41,4%	35.206	32.131	9,6%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	92,9%	85,9%	7,0 p.p.	89,5%	88,4%	1,1 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas		EU30	97,0%	97,5%	-0,6 p.p.	97,2%	95,2%	2,0 p.p.
15		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas		EU30	92,5%	92,6%	-0,1 p.p.	91,6%	88,8%	2,8 p.p.
16	Meio Ambiente e Mudanças do Clima	Total de mudas plantadas e doadas	- Energia e mudanças do clima - Engajamento com comunidades locais e partes interessadas - Biodiversidade	304-2, 413-1	98.854	105.799	-6,6%	414.883	275.027	50,9%
17		Número de visitantes às usinas		413-1	28.862	20.888	38,2%	106.865	84.988	25,7%
18		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,961	1,393	-31,0%	0,945	1,112	-15,0%
19		Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,068	0,149	-54,4%	0,099	0,122	-18,5%
20	Saúde e Segurança	Taxa de Frequência (TF) empregados próprios[4]	- Saúde e Segurança, Desenvolvimento e Igualdade - Gestão de impactos na cadeia produtiva	403-2	0,000	0,000	-	0,000	1,050	↓
21		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[5]		403-2	0,000	0,000	-	0,000	0,004	↓
22		Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços longo prazo[4]		403-2	2,690	1,050	↑	1,390	1,030	↑
23		Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviço curto prazo + obras em construção[4]		403-2	0,550	0,880	↓	1,640	0,690	↑
24	Responsabilidade Social[6]	Investimentos não incentivados	- Engajamento com comunidades locais e partes interessadas	203-2, 413-1	1.280,7	447,7	186,1%	3.741,3	2.898,1	29,1%
25		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		203-2, 413-1	623,2	142,5	337,3%	1.837,0	2.022,9	-9,2%
26		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet		203-2, 413-1	1.310,5	1.088,0	20,4%	8.988,3	9.537,1	-5,8%
27		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		203-2, 413-1	950,0	984,6	-3,5%	1.430,9	1.895,2	100,0%
28		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON		203-2, 413-1	1.597,0	2.117,2	-24,6%	1.597,0	2.119,0	100,0%
29		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD		203-2, 413-1	1.607,4	2.707,0	-40,6%	1.607,4	1.383,5	100,0%
30		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso		203-2, 413-1	738,4	1.555,7	-52,5%	1.430,9	2.423,2	-40,9%

Notas:
1) Mais indicadores serão disponibilizados no Relatório de Sustentabilidade, a ser publicado ao fim de abril (www.engie.com.br/investidores/informacoes-financeiras).
2) Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.
3) GRI: *Global Reporting Initiative*, versão *Standards*, e complemento setorial G4.
4) TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco.
5) TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco.
6) Valores em milhares de reais.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

O Estatuto Social da ENGIE Brasil Energia tem-se regularmente ajustado às novas regras e aos novos procedimentos do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da B3: o mais alto nível de governança corporativa desta bolsa de valores. Adicionalmente, a Companhia é integrante do Índice de Sustentabilidade da Bolsa (ISE). O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia é composto de nove membros titulares, sendo um representante dos empregados e dois conselheiros independentes. Salvo o escolhido pelos empregados, todos são eleitos por acionistas, em Assembleia Geral. Um Conselho Fiscal, permanente, independente da administração e da auditoria externa da Companhia, responde pela fiscalização dos atos dos administradores e por examinar e opinar sobre as demonstrações financeiras, pela avaliação dos sistemas de gestão de risco e de controles internos e das propostas a serem submetidas ao Conselho de Administração no caso de contratação de serviços adicionais da empresa prestadora de serviço de auditoria das demonstrações financeiras.

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 ONU, do qual a ENGIE Brasil Energia é signatária desde seu lançamento.

Em 2017, a Bolsa divulgou o novo Regulamento do Novo Mercado. A ENGIE Brasil Energia votou favoravelmente à totalidade das alterações propostas no regulamento, por entender como relevantes os avanços nos aspectos de transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa aplicáveis às empresas listadas no segmento. As Companhias devem implementar as novas exigências até o início de 2021, e aquelas que se sobrepõem às regras já estabelecidas anteriormente passam a vigorar a partir de janeiro de 2018. A Companhia, percebendo valor à sua gestão e governança nas novas exigências, está empreendendo esforços para implementação das mudanças com maior brevidade possível. Um grupo de trabalho foi composto para endereçar o tema. Em 2018, foi definida a estrutura da área de *Compliance*, aprovada a reforma estatutária pelo Conselho de Administração, prevendo a criação do Comitê de Auditoria, entre outras alterações necessárias para atingir a conformidade com o novo regulamento.

Adicionalmente às regras do Novo Mercado, a ENGIE Brasil Energia segue os regulamentos da Lei Sarbanes-Oxley, cujo objetivo é coibir a conduta antiética e proporcionar mais confiabilidade às demonstrações financeiras.

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, de membros independentes do Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia.

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

No quarto trimestre de 2018, a confiança dos empresários e consumidores melhorou, indicando leve aceleração no crecimento da economia, mas a questão fiscal ainda segura o desempenho, sendo o principal desafio a ser enfrentado pela equipe econômica nos próximos anos. O Ibovespa, principal índice da B3, encerrou o 4T18 com valorização de 10,8%, superando os 90 mil pontos pela primeira vez em sua história.

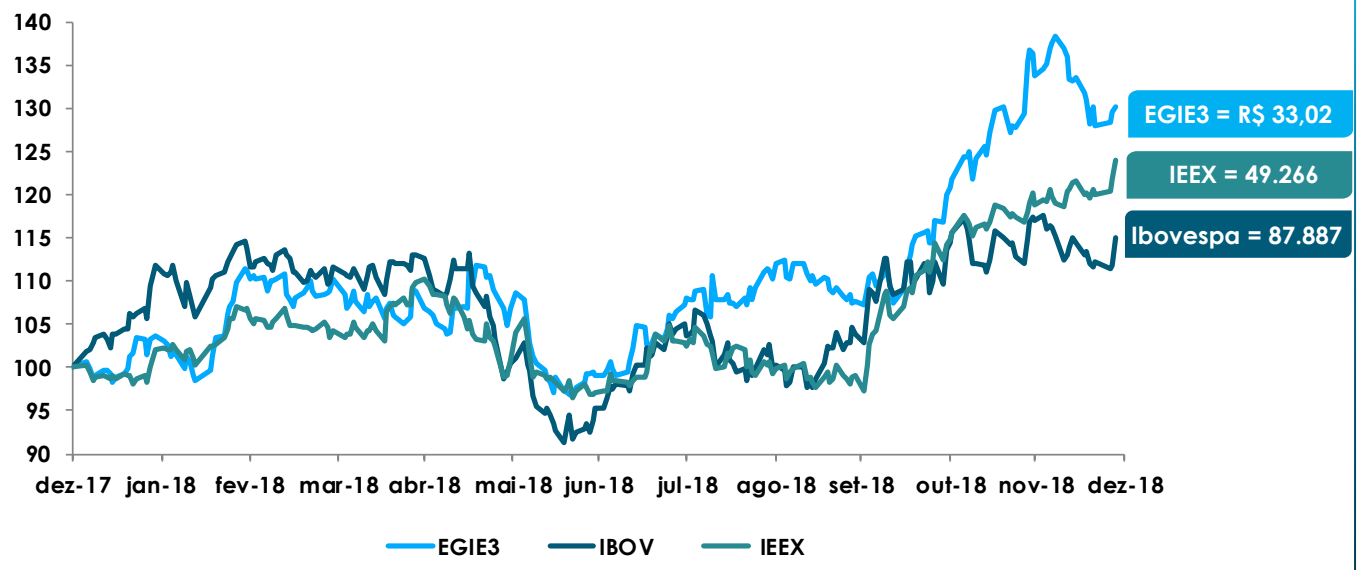
Neste cenário, **as ações da ENGIE Brasil Energia** registraram **alta de 21,0%** no último trimestre de 2018, superando amplamente o desempenho do Ibovespa, contudo, ficando pouco abaixo da valorização do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX), que apresentou ganho de 25,2% no 4T18.

No acumulado do ano de 2018, **as ações da EBE valorizaram 30,3%,** superando os resultados do IEEX e do Ibovespa, que valorizaram no período 24,0% e 15,0%, respectivamente.

As ações da EBE encerraram o último pregão de dezembro de 2018 cotadas a R$ 33,02/ação**, conferindo à Companhia valor de mercado de R$ 26,9 bilhões.**

No 4T18, o volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 49,9 milhões, 62,8% acima do registrado no 4T17, quando atingiu R$ 30,7 milhões. No acumulado do ano de 2018, o volume médio de negociação atingiu R$ 38,5 milhões, acréscimo de 23,9% diante do alcançado em 2017, que foi de R$ 31,0 milhões.

EGIE3 vs. Ibovespa vs. IEEX
(Base 100 – 31/12/2017)



Próximo Evento

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

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

Data: 20 de fevereiro de 2019
Horário: 12:00h (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), na seção Investidores.

Replay disponível de 20 a 26 de fevereiro de 2019. Acesso pelo telefone: (11) 3127-4999, código: 63094246 (português) e 16681398 (inglês).

Reunião Apimec

São Paulo
Data: 20 de fevereiro de 2019
Horário: 9:00h (horário de Brasília)
Local: Pullman Vila Olímpia – Rua Olimpíadas, 205

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)	31/12/2018	31/12/2017
Ativo Circulante	**4.556.677**	**3.735.779**
Caixa e equivalentes de caixa	2.415.792	1.930.070
Contas a receber de clientes	1.181.379	1.058.469
Crédito de imposto de renda e contribuição social	98.978	12.395
Indenização de seguro a receber	74.780	22.062
Estoques	125.681	98.249
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	3.135	3.933
Ganhos não realizados em operações de *trading*	116.202	-
Depósitos vinculados	8.956	15.423
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	15.089	26.064
Ativo financeiro de concessão	277.502	301.904
Ativo não circulante mantido para venda	13.728	5.569
Outros ativos circulantes	225.455	261.641
Ativo Não Circulante	**19.178.868**	**15.832.734**
Realizável a Longo Prazo	**3.230.556**	**2.826.648**
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	256.464	14.274
Ganhos não realizados em operações de *trading*	44.429	-
Depósitos vinculados	232.450	231.489
Depósitos judiciais	97.721	100.095
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	130.776	144.950
Ativo financeiro de concessão	2.317.608	2.245.463
Outros ativos não circulantes	151.108	90.377
Investimentos	**-**	**19.027**
Imobilizado	**14.635.467**	**11.678.108**
Intangível	**1.312.845**	**1.308.951**
Total	**23.735.545**	**19.568.513**

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

(Valores em R$ mil)	31/12/2018	31/12/2017
Passivo Circulante	**4.170.261**	**5.676.471**
Fornecedores	588.471	617.396
Dividendos e juros sobre o capital próprio	2.137.039	1.300.516
Empréstimos e financiamentos	454.513	948.158
Debêntures e notas promissórias	210.369	2.127.760
Imposto de renda e contribuição social a pagar	102.033	181.351
Outras obrigações fiscais e regulatórias	104.410	93.668
Obrigações trabalhistas	99.572	94.879
Perdas não realizadas em operações de *trading*	98.047	-
Concessões a pagar	84.931	67.051
Provisões	8.883	11.651
Obrigações com benefícios de aposentadoria	35.369	30.683
Outros passivos circulantes	246.624	203.358
Passivo Não Circulante	**13.244.707**	**7.057.317**
Empréstimos e financiamentos	5.854.915	2.867.783
Debêntures	3.200.437	812.715
Perdas não realizadas em operações de *trading*	19.395	-
Concessões a pagar	2.765.538	2.432.348
Provisões	88.977	77.723
Obrigações com benefícios de aposentadoria	283.765	280.971
Imposto de renda e contribuição social diferidos	768.814	507.905
Outros passivos não circulantes	262.866	77.872
Patrimônio Líquido	**6.320.577**	**6.834.725**
Capital social	4.902.648	2.829.056
Reservas de lucros	1.106.277	3.600.738
Ajustes de avaliação patrimonial	307.261	400.800
Participação de acionista não controlador	4.391	4.131
Total	**23.735.545**	**19.568.513**

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

(Valores em R$ mil)	4T18	4T17	Var. %	12M18	12M17	Var. %
Receita Operacional Líquida	**2.302.321**	**2.067.364**	**11,4**	**8.794.792**	**7.009.957**	**25,5**
Custos da Energia Vendida e dos Serviços Prestados	**(1.326.090)**	**(1.164.528)**	**13,9**	**(4.875.986)**	**(4.003.871)**	**21,8**
Compras de energia	(701.839)	(506.500)	38,6	(2.324.901)	(1.745.974)	33,2
Transações no mercado de energia de curto prazo	(68.157)	(66.407)	2,6	(574.092)	(360.168)	59,4
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(120.544)	(107.646)	12,0	(461.132)	(423.490)	8,9
Combustíveis para geração	(944)	(166.218)	-99,4	(152.091)	(454.600)	-66,5
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*)	(35.096)	(28.819)	21,8	(123.197)	(117.298)	5,0
Pessoal	(65.937)	(57.255)	15,2	(221.748)	(217.825)	1,8
Materiais e serviços de terceiros	(63.450)	(58.698)	8,1	(203.167)	(206.276)	-1,5
Depreciação e amortização	(171.004)	(166.118)	2,9	(649.627)	(639.899)	1,5
(Constituição) Reversão de provisões operacionais líquidas	(2.463)	14.033	-117,6	(3.715)	239.950	-101,5
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(45.363)	-	-	(45.363)	-	-
Custo da venda de painéis solares fotovoltaicos	(20.301)	-	-	(22.766)	-	-
Outros	(30.992)	(20.900)	48,3	(94.187)	(78.291)	20,3
Lucro Bruto	**976.231**	**902.836**	**8,1**	**3.918.806**	**3.006.086**	**30,4**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(73.115)**	**(22.135)**	**230,3**	**(250.724)**	**(153.993)**	**62,8**
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(63.939)	(61.694)	3,6	(207.749)	(195.964)	6,0
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	(6.500)	(18.419)	-64,7	(39.327)	(18.419)	113,5
Resultado na alienação de investimentos	-	56.892	-100,0	-	56.892	-100,0
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(2.676)	1.086	-346,4	(3.648)	3.498	-204,3
Resultado de Participações Societárias	**-**	**(190)**		**(971)**	**(1.883)**	
Equivalência patrimonial	-	(190)	-100,0	(971)	(1.883)	-48,4
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**903.116**	**880.511**	**2,6**	**3.667.111**	**2.850.210**	**28,7**
Resultado Financeiro	**(161.342)**	**(97.902)**	**64,8**	**(699.295)**	**(226.830)**	**208,3**
Receitas financeiras	52.864	59.237	-10,8	154.685	223.483	-30,8
Despesas financeiras	(214.206)	(157.139)	36,3	(853.980)	(450.313)	89,6
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**741.774**	**782.609**	**-5,2**	**2.967.816**	**2.623.380**	**13,1**
Imposto de renda	26.081	(51.975)	-150,2	(455.264)	(436.228)	4,4
Contribuição social	(6.293)	(25.964)	-75,8	(197.145)	(182.593)	8,0
Lucro Líquido do Exercício	**761.562**	**704.670**	**8,1**	**2.315.407**	**2.004.559**	**15,5**
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	761.281	704.377	8,1	2.314.361	2.003.412	15,5
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética S.A.	281	293	-4,1	1.046	1.147	-8,8
Número de Ações Ordinárias	**815.927.740**	**815.927.740**		**815.927.740**	**815.927.740**	
Lucro Líquido por Ação	**0,9330**	**0,8633**	**8,1**	**2,8365**	**2,4554**	**15,5**

ANEXO IV
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
FLUXO DE CAIXA

(Valores em R$ mil)	4T18	4T17	12M18	12M17
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	741.774	782.609	2.967.816	2.623.380
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:				
Depreciação e amortização	173.707	168.524	660.172	648.947
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	6.500	18.419	39.327	18.419
Variação monetária	24.787	41.475	237.060	38.800
Juros	141.479	94.589	532.911	354.199
Constituição (Reversão) de provisões operacionais	3.296	(14.170)	3.221	(257.636)
Remuneração dos ativos financeiro de concessão	(70.276)	(47.917)	(340.403)	(47.917)
Ganhos não realizados em operações de *trading*	(43.189)	-	(43.189)	-
Resultado na alienação de investimentos	-	(56.892)	-	(56.892)
Outros	14.382	1.704	5.822	4.147
Lucro Ajustado	**992.460**	**988.341**	**4.062.737**	**3.325.447**
Aumento (redução) nos ativos				
Contas a receber de clientes	(18.606)	(313.043)	(67.831)	(222.910)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(81.160)	47.238	(84.291)	29.212
Indenização de seguro a receber	(1.648)	(22.062)	(52.718)	(14.444)
Estoques	(31.315)	7.673	(30.708)	11.499
Depósitos vinculados e judiciais	(1.634)	(3.379)	12.156	49.158
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	5.602	6.516	25.149	26.065
Ativo financeiro e de concessão	19.198	(2.499.450)	246.088	(2.499.450)
Outros ativos	59.750	45.818	(12.391)	(28.713)
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	19.693	211.209	(124.518)	225.277
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(20.645)	8.520	3.659	(1.597)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(6.610)	(6.362)	(26.703)	(26.250)
Combustível a pagar à CDE	180.959	-	180.959	-
Outros passivos	(124.728)	(2.909)	32.029	17.093
Caixa Gerado pelas Operações	**991.316**	**(1.531.890)**	**4.163.617**	**890.387**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(196.628)	(61.314)	(485.754)	(243.844)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(151.349)	(76.163)	(531.157)	(314.741)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	**643.339**	**(1.669.367)**	**3.146.706**	**331.802**
Atividades de Investimento	**(925.100)**	**(1.385.006)**	**(3.212.655)**	**(2.808.980)**
Aquisição de investimento	(1.597)	(20.309)	(18.958)	(45.460)
Aplicação no imobilizado e intangível	(981.149)	(1.573.361)	(3.305.514)	(2.956.348)
Recebimento pela alienação de investimentos	57.646	212.091	111.817	212.091
Caixa e equivalentes de subsidiárias alienadas	-	(3.427)	-	(19.263)
Atividades de Financiamento	**254.987**	**3.422.926**	**551.671**	**2.591.908**
Captação de empréstimos e financiamentos	615.584	1.630.539	2.397.050	1.951.482
Emissão de debêntures e notas promissórias	-	2.096.112	2.486.240	2.096.112
Pagamento de empréstimos e financiamentos, líquido do *hedge*	(399.909)	(278.911)	(2.290.194)	(505.399)
Pagamento de parcelas de concessões a pagar	(18.237)	(17.455)	(70.885)	(68.719)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(22)	(11)	(1.989.966)	(838.621)
Outros	57.571	(7.348)	19.426	(42.947)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**(26.774)**	**368.553**	**485.722**	**114.730**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa				
Saldo inicial	2.442.566	1.561.517	1.930.070	1.815.340
Saldo final	2.415.792	1.930.070	2.415.792	1.930.070
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**(26.774)**	**368.553**	**485.722**	**114.730**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa				
Aumento de capital com reservas de lucro e lucro	2.073.592	-	2.073.592	-
Juros sobre o capital próprio creditados	397.000	424.500	397.000	424.500
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	(61.093)	15.245	(48.024)	45.367
Mensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	6.119	6.970	6.119	6.970
Juros e variação monetária capitalizados	82.215	55.590	294.297	169.184
Estimativa para gastos futuros para aplicação no imobilizado	410	(10.227)	(27.269)	28.960
Fornecedores de imobilizado e intangível	(24.449)	(42.865)	76.100	23.298
Ativos / Passivos não circulantes mantido para venda	-	(1.858)	(48.038)	(1.858)
Valores a pagar vinculados à aquisição de investimentos	-	16.938	-	12.152

Earnings Release | 4Q18 and 2018

ENGIE Brasil Energia reports 25.5% and 24.1% growth in Net Revenue and Ebitda, respectively, driven by addition of new capacity and trading activities.

The Company reported Net Income of R$ 2.3 billion, a growth of 15.5% and maintains payout equivalent to 100% (R$ 2.7851/share).

Florianópolis, Brazil, February 19, 2019. 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 in December 31, 2018 (4Q18, 12M18). 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.

Highlights

- In 2018, ENGIE Brasil Energia reported net operating revenue of R$ 8,794.8 million in 2018, an increase of 25.5% (R$ 1,784.8 million) compared to the amount reported in 2017.
- Ebitda[1] reached R$ 4,367.6 million in 2018, an increase of 24.1% (R$ 848.1 million) compared with 2017. The Ebitda margin was 49.7% in 2018, a reduction of 0.5 p.p. in relation to 2017.
- EBE reported net income of R$ 2,315.4 million (R$ 2.8365/share), or 15.5% (R$ 310.8 million) higher than 2017. The average contracted energy sales price, net of exports, revenue taxes and trading operations, was R$ 180.60/MWh in 2018, 0.1% higher than recorded in 2017.
- The amount of energy sold in 2018, excluding trading operations, was 35,904 GWh (4,099 average MW), volume 0.4% greater than in 2017.
- The final wind farm of Phase 1 of the Campo Largo Wind Complex went into commercial operations in December of 2018, thereby reaching 100% of the Complex's commercial capacity.
- Agreements signed in the Free Contracting Environment (ACL) ensure the feasibility of Phase II of the Campo Largo Wind Complex.
- The increase in the capital stock through the issue of new common, book entry shares with no par value, distributed to the Company's shareholders in the form of bonus shares in the proportion of 1 share for every 4 already held, was approved.
- For the 14th consecutive year, ENGIE Brasil Energia was included in the Corporate Sustainability Index (ISE). The Company has been a component of the ISE since its inception in 2005.

Subsequent Events

- The first four wind farms out of 18 making up the first Phase 1 of the Umburanas Wind Complex (360 MW of installed capacity) began commercial operations. A further four are operating on a test basis.
- The Company broke a new generation record on January 11, 2019 when its plants reported an output of 8,277.8 MWh.
- For the second consecutive year, EBE is one of four Brazilian companies to be included in the Corporate Knights magazine's Global 100 Most Sustainable Companies out of approximately 7.5 thousand publicly listed companies worldwide.
- As from March 15, Eduardo Sattamini, Chief Executive Officer, will accumulate the position of Chief Financial and IR Officer, replacing Carlos Freitas who resigned his post to assume new professional challenges.
- The Company's Board of Directors approved the proposal for the payout of complementary dividends worth R$ 76.7 million (R$ 0.0940/share), which is to be ratified by the Annual General Meeting. Total payout of profits in 2018 will amount to R$ 2,272.5 million (R$ 2.7851/share) equivalent to 100% of net adjusted distributable income.

Summary of Financial and Operational Indicators

ENGIE Brasil Energia - Consolidated

(In millions of R$)	4Q18	4Q17	Chg.	12M18	12M17	Chg.
Net Operating Revenue (NOR)	2,302.3	2,067.4	11.4%	8,794.8	7,010.0	25.5%
Results from Operations (EBIT)	903.1	880.5	2.6%	3,667.1	2,850.2	28.7%
Ebitda (1)	1,083.3	1,067.6	1.5%	4,367.6	3,519.5	24.1%
Ebitda / NRS - (%)(1)	47.1	51.6	-4.5 p.p.	49.7	50.2	-0.5 p.p.
Net Income	761.6	704.7	8.1%	2,315.4	2,004.6	15.5%
Return On Equity (ROE) (2)	36.6	29.3	7.3 p.p.	36.6	29.3	7.3 p.p.
Return On Invested Capital (ROIC) (3)	23.1	22.5	0.6 p.p.	23.0	22.8	0.3 p.p.
Net Debt (4)	6,856.3	4,582.6	49.6%	6,856.3	4,582.6	49.6%
Gross Power Production (avg MW) (5)	5,474	4,187	30.8%	4,491	4,148	8.3%
Energy Sold (avg MW) (6)	4,178	4,227	-1.2%	4,099	4,082	0.4%
Average Net Sales Price (R$/MWh) (7)	184.35	182.17	1.2%	180.60	180.39	0.1%
Number of Employees - Total	1,370	1,131	21.1%	1,370	1,131	21.1%
EBE Employees	1,322	1,083	22.1%	1,322	1,083	22.1%
Employees on Under Construction Plants	48	48	0.0%	48	48	0.0%

(1) Ebitda: net income + income tax and social contribution + financial result + depreciation and amortization.
(2) ROE: net average equity for the past 4 quarters /shareholders' equity.
(3) ROIC: effective tax rate x EBIT / invested capital (invested capital: debt - cash and cash equivalents - deposits earmarked for debt servicing + SE).
(4) Adjusted amount, net of gains from hedge operations.
(5) Total gross electricity output from the plants operated by ENGIE Brasil Energia.
(6) Disregarding sales for quota regime (Jaguara and Miranda HPPs).
(7) Net of taxes, exports and trading operations.

For Immediate Release

Additional information:

Carlos Freitas
Chief Finance and Investor Relations Officer
carlos.freitas@engie.com

Rafael Bósio
IR Manager
rafael.bosio@engie.com
Tel.: +55 48 3221-7225

ri.BREnergia@engie.com

Conference call and webcast:
On 2/20/2019 at 10:00 a.m. (EDT): in Portuguese (simultaneous translation into English).

Further details on Upcoming Events section, available on page 25.

Visit our Website
www.ENGIE.com.br/investidores

EGIE3 NOVO MERCADO BM&FBOVESPA
IBOVESPA
Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada IGC
Índice de Ações com Tag Along Diferenciado ITAG
ISEB3 2019
MSCI 2017 Constituent MSCI ESG Leaders Indexes

MESSAGE FROM THE MANAGEMENT

ENGIE Brasil Energia commemorates one more year of excellent results and at the same time, achieving a series of objectives. The regularity in the delivery of consistent growth — a hallmark of our operations — continued throughout 2018. More than this, we were able to build the basis and foundations in readiness for both the next market and Company cycles.

Compared to 2017, we reported two digit growth in various key elements: Net Income reached R$ 2.3 billion (+15.5%); Ebitda was R$ 4.4 billion (+24.1%); and Net Operating Revenue was R$ 8.8 billion (+25.5%), driven, principaly, by the incorporation of the Jaguara and Miranda Hydroelectric Power Plants, short term operations, increases both in average price as well as sales volume and the results from trading operations.

> (...) Our operations continued to be supported on the pillars of Decentralization, Digitization and Decarbonization, and 2018 was one more year where our team was able to prove its capacity of delivery well ahead of the curve.

Our operations continued to be supported on the pillars of Decentralization, Digitization and Decarbonization, and 2018 was one more year where our team was able to prove its capacity of delivery well ahead of the curve. Let us look at the highlights of each pillar:

Decentralization:

- We began the restructuring of a more segmented commercial area to serve the different client profiles with specialization, the offer of products and services and channels customized to market needs. In this context during the period, the role of retail seller became a reality, broadening our commercial vision and bringing with it the initial experience of a scenario of greater dynamism and liquidity.

Digitization:

- We saw significant progress in our methods and tools for pricing energy, this supported by systems, robots and artificial intelligence. This has brought about a veritable digital revolution in this process which from 2020, will require hourly instead of weekly prices of PLD. We are already taking preliminary steps to capture the opportunities which will arise from this change.
- In 4Q18, we signed a letter of intention with the state government of Santa Catarina, the municipality of Florianópolis and Apex-Brasil for the installation of ENGIE Lab Brasil, Florianópolis, a global research and innovation center. This will be the first ENGIE Lab in Brazil, dedicated to projects in wind and solar power, biogas and hydrogen and contributing to ENGIE's new business ventures or improving solutions the Group already offers. Indeed, there are prospects for exporting innovations and technology developed in Brazil to other Group operations around the world.

Decarbonization:

- We delivered the 326.7 MW installed capacity of the Campo Largo Wind Complex on plan, below budget and in line with our high standards of occupational health and safety. At the Umburanas Wind Complex, we anticipated operations, installing the first wind turbine in record time. By the beginning of 2019, Aneel had already authorized the entry into commercial operations of 38 out of the 144 wind turbines at Umburanas where work on about 90% of the stages of the project has already been completed with conclusion expected before the end of the first half of 2019. The Umburanas/Campo Largo wind cluster is the largest of its kind ever implemented by ENGIE in Brazil.
- We acquired all remaining shares in ENGIE Geração Solar Distribuída, and through its intermediary, we installed 10 MW of residential and commercial photovoltaic systems throughout Brazil in 2018.
- In the transmission line segment, we began construction work on the Gralha Azul Transmission System. The first stages of this project involved obtaining the necessary public utility declarations and initiatives in the environmental and land ownership areas.

Operating as a key player in the Brazilian infrastructure sector, over the next business cycles, we will strive to continue delivering stability, predictability, sustainability, growth with financial discipline and an exceptional return to shareholders, driven by an aggressive dividend policy which once more in the light of the results for 2018, will be offering shareholders a payout equivalent to 100% on Adjusted Net Income.

For 2019, we expect to see one more year replete with both challenges and also achievements. Without losing our focus on renewable generation, we shall be alert to opportunities for both growth and diversification. By combining investment in renewable energy with socio-environmental initiatives, we are realizing our strategy of promoting harmonious progress and spearheading the energy transition in Brazil.



Eduardo Antonio Gori Sattamini
Chief Executive Officer



Carlos Freitas
Chief Financial and Investor Relations Officer

OPERATING PERFORMANCE

Generating Complex

ENGIE Brasil Energia is part of the largest independent power producer group in the country and, with the startup in commercial operations of the total installed capacity at the Campo Largo Wind Complex and Umburanas wind farms 8, 16, 17 and 21, has 8,099.8 MW of installed capacity and operates a generating complex with 9,820.5 MW, comprises 45 plants (11 hydro, three thermal and 31 complementary energy source plants - biomass, SHP, wind powered and solar), 41 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

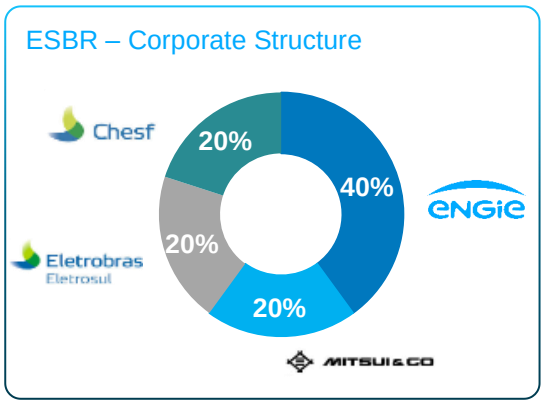
Power Plants	Source	Location	Installed Capacity (MW)		Concession/ Authorization original term expiration date	Assured energy (aMW) Company's Share
			Total	Company's Share		
Itá	Hydro	Uruguai River (SC and RS)	1,450.0	1,126.9	Oct/30	564.7
Salto Santiago	Hydro	Iguaçu River (PR)	1,420.0	1,420.0	Sep/28	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
Total - Hydro			**8,102.3**	**6,391.7**		**3,417.7**
Jorge Lacerda Complex[1]	Thermal	Capivari de Baixo (SC)	857.0	857.0	Sep/28	649.9
Total - Thermal			**857.0**	**857.0**		**649.9**
Campo Largo Complex[2]	Wind Farm	Umburanas (BA)	326.7	326.7	Jul/50	169.6
Trairi Complex[3]	Wind Farm	Trairi (CE)	115.4	115.4	Sep/41	54.9
Santa Mônica Complex[3]	Wind Farm	Trairi (CE)	97.2	97.2	Jan/45	47.4
Umburanas Complex[4]	Wind Farm	Umburanas (BA)	95.0	95.0	Aug/49	56,4[6]
Ferrari	Biomass	Pirassununga (SP)	80.5	80.5	Jun/42	35.6
Ibitiúva Bioenergética	Biomass	Pitangueiras (SP)	33.0	22.9	Apr/30	13.9
Assú V	Solar	Assú (RN)	30.0	30.0	Jun/51	9.2
Lages	Biomass	Lages (SC)	28.0	28.0	Oct/32	14.6
Rondonópolis	SHP	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26.6	26.6	Dec/32	10.1
José Gelazio da Rocha	SHP	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	23.7	23.7	Dec/32	9.2
Cidade Azul	Solar	Tubarão (SC)	3.0	3.0	not applicable[5]	0.0
Tubarão P&D	Wind Farm	Tubarão (SC)	2.1	2.1	not applicable[5]	0.0
Total - Complementary			**861.2**	**851.1**		**420.9**
Total			**9,820.5**	**8,099.8**		**4,488.5**

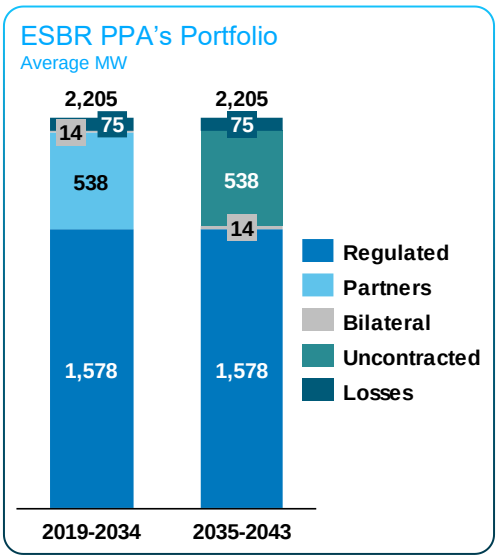
[1] Complex comprised of three power plants.
[2] Complex comprised of four power plants.
[3] Complex comprised of 11 power plants.
[4] Complex with wind farms 8, 16, 17 and 21 under operation.
[5] For generating plants with installed capacity lower than or equal to 5 MW the legal instrument applicable is the record.
[6] Value subject to approval by the Ministry of Mines and Energy.

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.





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 Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda.

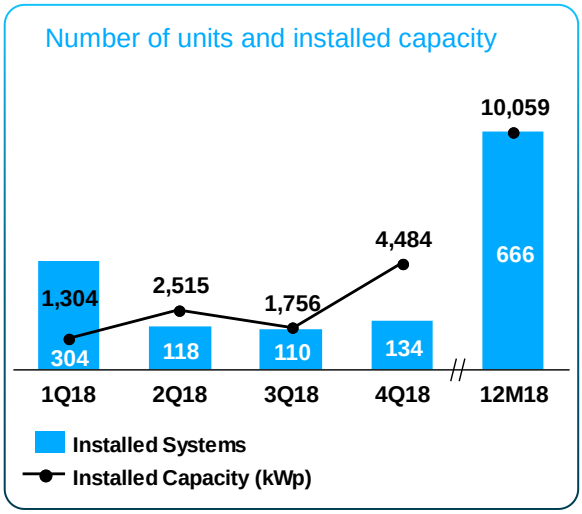
In 4Q18, the plant generated 1,617.7 average MW, 42.3% more than the 1,137.2 average MW for 4Q17, while the National Electrical System Operator Uptime Ratio (FID) was 99.4% (data subject to final Electric Energy Trade Board (CCEE) booking). The accumulated recorded generation for the year was 1,909.5 average MW, 9.4% more than the 1,746.1 average MW for 2017, with FID (Uptime Factor) of 99.4%.

ENGIE Geração Solar Distribuída. The Company has operated in the distributed generation market since 2016 through ENGIE Geração Solar Distribuida 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.



Solar systems installed by EGSD

In 2018, the Solar Industry Program, an initiative of the Federation of Industries of the State of Santa Catarina (Fiesc), with execution the responsibility of ENGIE Geração Solar Distribuída and WEG S.A., reached 2,126 and 695 registered applicants in the residential and industrial profiles, respectively, in the state of Santa Cartarina. Thanks to its success, the Program has been extended to the states of Mato Grosso, with 252 and 109 registered residential and industrial consumers, respectively. In the state of Rio Grande do Sul, 208 applicants were signed up in the residential segment together with a further 120 industrial names.



In the state of Goiás, the company installed 833 kWp in 2018 while more than 1,558 kWp worth of contracts have been sold for future installation, this also marking our debut in the agribusiness segment.

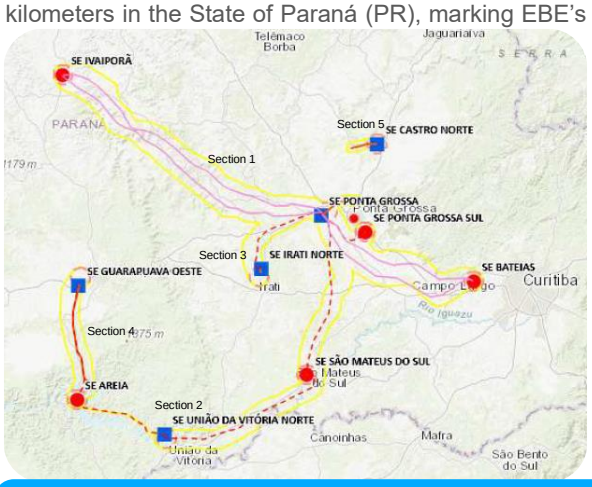
In 4Q18, 134 systems were installed with a capacity of 4,484.0 kWp, an increase of 57.9% compared with 4Q17, when installed capacity was 2,839.9 kWp corresponding to 583 systems. Since the outset of its operations, ENGIE Geração Solar Distribuída has installed 1,954 systems with an installed capacity of 15,920.6 kWp across 13 states of the country.

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 expiry date by which time the transmission line must be operational is March 9, 2023. However, EBE will reduce this lead time for installing the operation by at least 12 months. In addition, its plan is to reduce the Aneel investment forecast by about 15%.

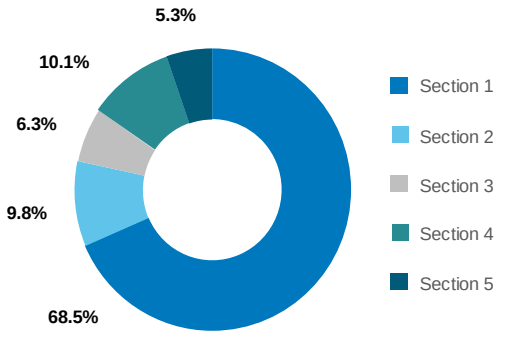
Lot	Location	Contracted RAP (R$ million)	Estimated Capex (R$ million)*
1	Paraná (PR)	231.7	1,700.0
Total		**231.7**	**1,700.0**

* Value as of December 2017.



Transmission lines and substation location

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



Currently with work in progress are activities involving the executive project, topography and test drilling as well as selecting and hiring subcontractors.

The environmental, land ownership and archeological teams continue undertaking studies in the field. The environmental impact studies, or simplified environmental reports, have been concluded and filed with the state of Paraná environmental protection agency. In the case of archeological licensing, the first phase of studies was concluded and approved by the National Historic and Artistic Heritage Institute (IPHAN) and work is now proceeding on the second phase. Public utility declarations for all areas of the project have already been obtained.

Projects under Construction

Power plants	Source	Location	Installed Capacity (MW)		Concession/ Authorization original term expiration date	Assured energy (aMW) Company's Share
			Total	Company's Share		
Umburanas Complex - Phase I	Wind Farm	Umburanas (BA)	265.0	265.0	From Aug/49 to Aug/50	158,7 [1]
Campo Largo Complex - Phase II	Wind Farm	Umburanas and Sento Sé (BA)	361.2	361.2	-	200.0
Pampa Sul	Thermal	Candiota (RS)	345.0	345.0	Mar/50	323.5
Total			**971.2**	**971.2**		**682.2**

[1] Value subject to approval by the Ministry of Mines and Energy .

Umburanas Wind Complex – Bahia (Phase I). Located in the municipality of Umburanas (BA), the Complex has a **total installed capacity of 605 MW** to be harnessed in two phases. The installed capacity under Phase I is 360.0 MW, of which 257.5 MW will be sold on the free market while 102.5 MW has been commercialized via the A-5/2014 Energy Auction at the average **price of R$ 172.7/MWh, restated up to December 31, 2018**. The first phase of the Complex will involve an investment of about R$ 1.8 billion (as of September 2017) for 18 wind farms. The remaining 245 MW will be harnessed during Phase II. The project is being developed adjacent to the Campo Largo Wind Complex, thereby capturing synergies both during installation as well as subsequently when commercial operations begin.



Umburanas – general view

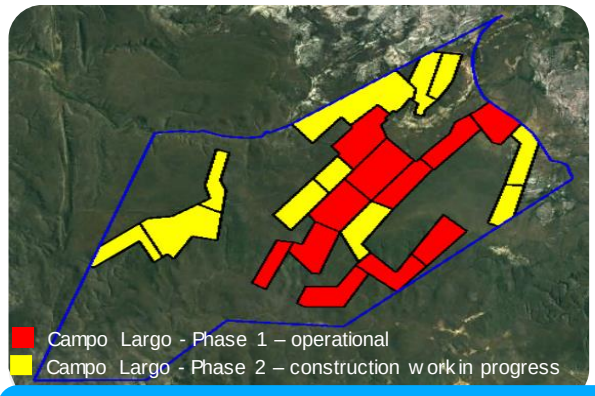
In 4Q18, the following works were concluded: concreting of the 144 wind turbine tower foundations; assembly of the 230kV Transmission Line; construction of the accesses to the wind farms and; the building of the substation.

On November 21, the state Enviromental and Hydric Resources Institute (Inema) issued an Operating License for the Umburanas wind farm number 21, and on January 3, 2019, Aneel authorized its entry into commercial operations as from January 4, 2019, the first unit in the Complex to do so.

On December 1, 2018, Umburanas wind farm number 8 began test operations.

The project is now 87% complete.

Campo Largo Wind Complex – Bahia (Phase II). Approval was given for a start on the installation of the Campo Largo Wind Complex – Phase II, located in the muncipalities of Umburanas and Sento Sé, approximately 420 km distant from the state capital, Salvador. **Phase II represents 361.2 MW of installed capacity** and 200.0 average MW of assured energy with investments of about R$ 1.6 billion. Operations are scheduled to begin early in 2021.



Ilustrative image from do Campo Largo Wind Complex

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).

Pampa Sul Thermoelectric Power Plant – Rio Grande do Sul. The Pampa Sul TPP is to be sited in the Municipality of Candiota, State of Rio Grande do Sul with an installed capacity of 345 MW. The plant will use thermal coal as fuel from a seam also located in Candiota and will be linked to the SIN through a 525 kv transmission line - built by the Company - to the Candiota II substation.



Pampa Sul TPP - general view

The plant's 294.5 average MW of commercial capacity was sold for a 25-year term at the A-5 Auction held on November 28, 2014 at a **price of R$ 242.3/MWh, restated up to December 31, 2018**. The investment approved for the construction of the Plant was approximately R$ 1.8 billion (as of November 2014). Also in November 2014, the Company protected the investment portion in foreign currencies against the exchange rate variation effects through hedging operations.

In 4Q18, among the activities that warrant mention are: first fire, dry out and chemical cleaning of the boiler; commissioning of the cooling towers; completion of internal piping in the chimney stack; and assembly and testing of the boiler feed pump. All auxiliary works such as the dam and pipeline, coal conveyor belt, transmission line, the Candiota Substation connection bay, were all completed and transferred to the operations team in December 2018. The principal physical work involving the electromechanical assembly and civil work is now 96% complete.

Worthy of mention in the occupational health and safety area is the mark of more than 19.9 million man hours worked without a fatal accident.

The plant is scheduled to begin commercial operations in the second quarter of 2019.

Projects under Development

Power plants	Source	Location	Installed Capacity (MW)	
			Total	Company's Share
Santo Agostinho Complex	Wind Farm	Lajes and Pedro Avelino (RN)	600.0	600.0
Norte Catarinense	Thermal	Garuva (SC)	600.0	600.0
Umburanas Complex - Phase II	Wind Farm	Umburanas (BA)	245.0	245.0
Assú - Plants I, II, III e IV	Solar	Assú (RN)	146.8	146.8
Alvorada	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	90.0	90.0
Total			**1,681.8**	**1,681.8**

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, representing a **total development capacity of 600 MW.** 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 is eligible to take part in the energy auctions.

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). With an **installed capacity of 245 MW**, 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.

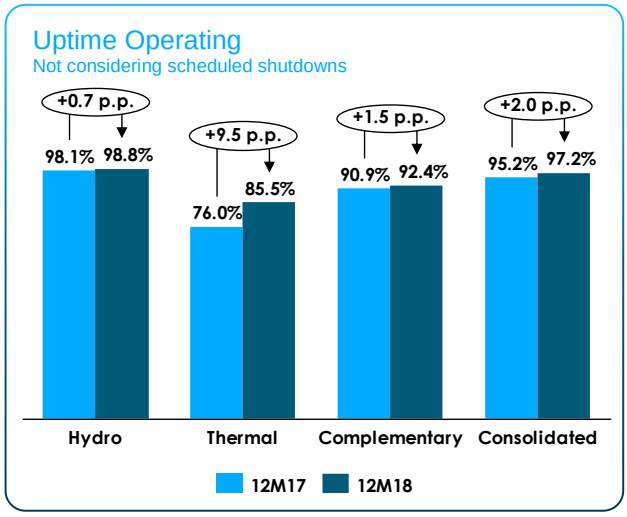
Assú Photovoltaic Complex. Located in the Municipality of Assú, State of Rio Grande do Norte, the Complex will have a total **installed capacity of approximately 183 MWp**, consisting of five projects, among them Assú V. Assú V went into commercial operations in December 2017. The remaining projects are at the stage of evaluating solar radiation, with Preliminary License already issued, and qualified to take part in future new energy auctions.

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.

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 MWp.** All projects are at the stage of raising solar irradiance data and received their Preliminary License in August 2016, qualifying them to take part in new energy auctions.

Uptime Operating

The plants operated by ENGIE Brasil Energia reported uptime working of **97.0% in 4Q18, ignoring scheduled stoppages**: 98.6% for the hydroelectric plants, 87.5% for the thermoelectric plants and 89.4% with respect to the plants fired from complementary energy sources, namely SHPs, biomass, wind and photovoltaics.



For the accumulated 12 month period in 2018 (**excluding programmed stoppages)** the plants reached a **97.2% uptime working**, 98.8% at the hydroelectric plants, 85.5% at the thermal plants and 92.4% at the plants fired from complementary energy sources.

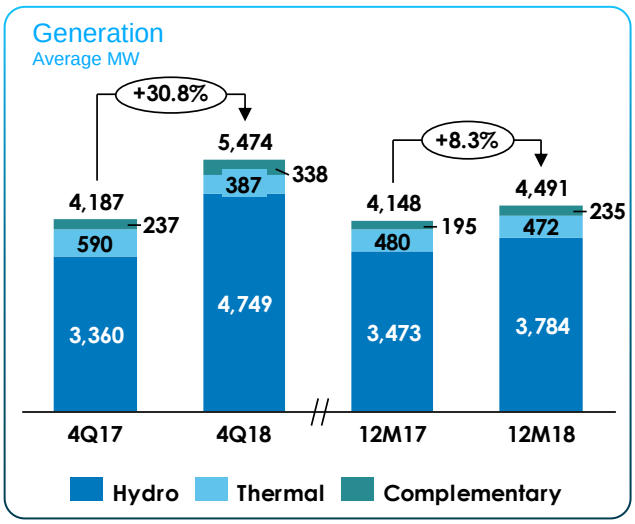
If all scheduled shutdowns are taken into account, the aggregate uptime in the 4Q18 was 92.5%: 94.5% for the hydroelectric plants, 79.6% for the thermoelectric and 85.6% for plants operating with complementary energy sources. These percentages for the year as a whole were 91.5% for all the Company's plants, 93.9% at the hydro plants, 73.4% at the thermoelectric plants and 84.8% at the plants fired from complementary sources.

In 4Q18, uptime working at the Company's plants compared with the preceding year, saw a slight reduction due principally to a short circuit at the Number 4 Unit of the Jaguara Hydroelectric Plant and the need to verify excessive vibrations in the turbine bearing of the Number 1 Unit of the Jorge Lacerda A Thermoelectric Plant. In addition, uptime working was also affected by the modernization at the Number 1 Generator Unit of the Itá Hydroelectric Power Plant and the installation of instrumentation ahead of decommissioning in preparation for modernization work on the Number 5 Generator Unit of the Salto Osório Hydroelectric Plant, to begin in 2019.

The increase in plant uptime in 2018, compared with 2017, is principally due to fewer significant occurrences in the period. Such occurrences include the loosening of the turbine nose cone at the Number 2 Unit of the Passo Fundo Hydroelectric Power Plant and the short circuit in the São Salvador Hydroelectric Power Plant Number 2 Unit's excitation transformer as well as vibrations in the turbine bearing of the Number 2 Unit of the Jorge Lacerda A Thermoelectric Power Plant, all of which in 2017. In 2018, a general overhaul was undertaken of the Number 3 Unit of the Jorge Lacerda A Thermoelectric Plant and there was a short circuit in the generator of the Number 4 Unit of the Jaguara Hydroelectric Power Plant.

Production

Electricity output from plants operated by ENGIE Brasil Energia was 12,087 GWh (5,474 average MW) in 4Q18. This result is **30.8% higher** than production for 4Q17. Total output breaks down as follows: hydroelectric plants, 10,486 GWh (4,749 average MW), thermoelectric plants 855 GWh (387 average MW) and the complementary sourced units 746 GWh (338 average MW). Results point to, respectively, increases of 41.3% and 42.6% on the hydro and complementary energy sources and 34.4% on termoelectric energy sources in relation to 4Q17.

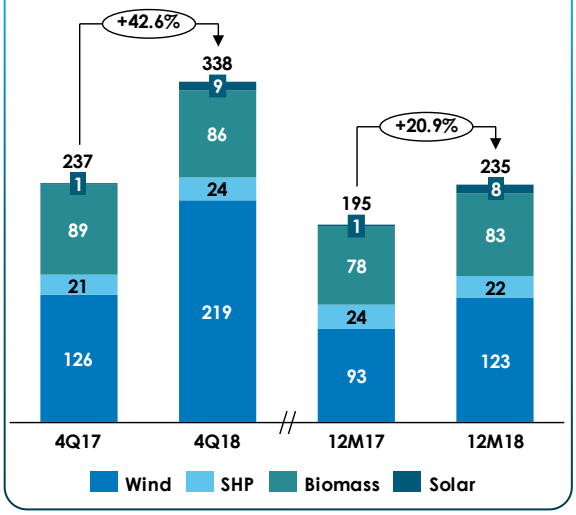


When comparing 4Q18 with 4Q17, the increase in hydroelectric generation was due largely to more favorable hydrological conditions in 2018, as well as consolidating the booking of power generation from the Jaguara and Miranda hydroelectric plants, both of which the Company acquired by auction at the end of 2017, the plants then being incorporated in the hydroelectric portfolio in the same period. Conversely, generation volumes from the thermal electrics fell year-on-year in 4Q18, due to the reduced dispatch by order of cost merit, basically a minimum token dispatch being

required for reasons of stability and quality of the electricity network by the National Interconnected System (SIN). Increased generation from the complementary plants is largely a reflection of Campo Largo Wind Complex I's entry into commercial operations in the second half of 2018.

In the 12 months of 2018, total energy output reached 39,340 GWh (4,491 average MW): an increase of 8.3% (in average MW) compared with 2017. Of the total generated amount, the hydroelectrics accounted for 33,144 GWh (3,784 average MW), an increase of 8.9%; the thermal power plants reported output of 4,134 GWh (472 average MW), a reduction of 1.7%; and the complementary plants for 2,062 GWh (235 average MW), representing an increase of 20.9%.

Generation by Complementary Source
Average MW



In 2018, the increase in global generation is mainly due to the incorporation of the hydro plants successfully auctioned to the Company as well as the entry into commecial operations of the Assú V Photovoltaic Plant and the Campo Largo Wind Complex – Phase I - hence the significant increase in generation from the hydroelectric and complementary plants. Again the small drop in output from the thermoelectric plants was due to smaller volumes of generation by order of merit.

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.

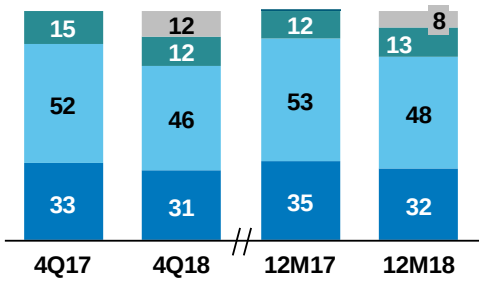
As to the Company's thermal generation, its increase might reduce (as a function of the Company's level of contracting) exposure to the Price for the Settlement of Differences (PLD), the opposite being the case when there is a decrease, all other variables being equal.

Clients

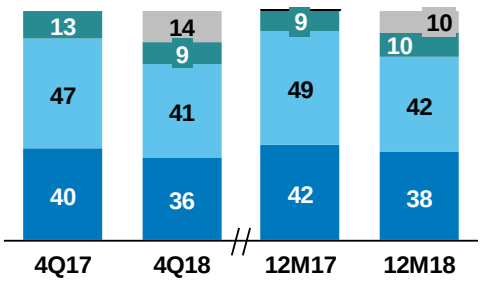
In 4Q18, the free consumer share of the Company's portfolio was 45.7% of total physical sales and 40.5% of the total net operating revenue (except CCEE and other revenues), decreases of 6.2 p.p. and 6.7 p.p., respectively in relation to the same quarter in 2017. For the 12M18 accumulated period, free consumers accounted for 48.2% of physical sales and 42.1% net operating revenues (with the exception of CCEE and other revenues), a decline of 5.2 p.p. and 6.9 p.p., respectively, compared with 2017.

The reduction in the participation of free consumers by and large reflects the reduction in consumption together with lower prices practiced with industrial clients.

Breakdown of Customers by Physical Sales (%)



Breakdown of Customers in Contracted Sales Comprising Net Operating (%)



Export[1] | Trading Companies | Distribution Companies | Trading operations | Free Customers

[1] Energy exports as a share of physical sales and of net operating revenue (except CCEE and other revenues) was 0.01% in the 12M17.

Commercial Strategy

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, 2018** is as follows:

Energy Balance
(Average MW)

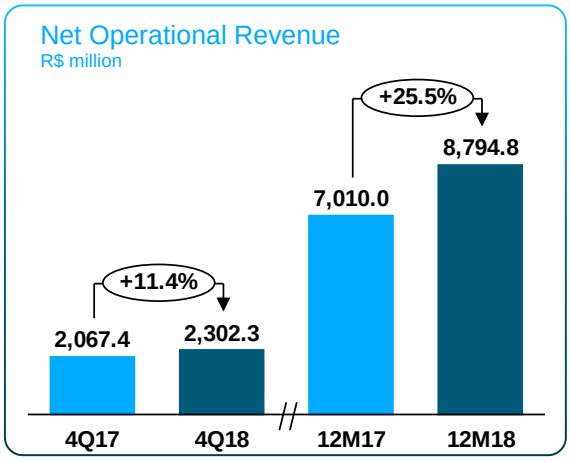
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Auction **Gross** Price (R$/MWh)	Reference Date	**Gross** Price Adjusted (R$/MWh)	**Net** Price of PIS/COFINS/P&D (R$/MWh)
Own Resources	4,530	4,706	4,880	4,930	4,928	4,929				
+ Purchases for Resale	1,302	777	483	426	353	174				
= Total Resources (A)	**5,832**	**5,483**	**5,363**	**5,356**	**5,281**	**5,103**				
Government Auction Sales[1]	1,992	2,013	2,013	2,013	2,013	2,008				
2005-NE-2010-30	200	200	200	200	200	200	115.1	Dec-05	227.4	204.3
2006-NE-2009-30	493	493	493	493	493	493	128.4	Jun-06	249.9	224.5
2006-NE-2011-30	148	148	148	148	148	148	135.0	Nov-06	260.5	234.0
2007-NE-2012-30	256	256	256	256	256	256	126.6	Oct-07	234.6	210.8
2014-EE-2014-06	98	-	-	-	-	-	270.7	May-14	342.2	307.5
Proinfa	19	19	19	19	19	19	147.8	Jun-04	266.3	256.6
1st Reserve Energy Auction	14	14	14	14	14	14	158.1	Aug-08	274.0	264.0
Auction Mix (New Energy / Reserve / DG)	17	14	14	14	14	9	-	-	257.7	248.3
2014-NE-2019-25	173	295	295	295	295	295	183.5	Mar-14	242.3	217.7
2014-NE-2019-25	10	10	10	10	10	10	206.2	Nov-14	262.4	252.8
2014-NE-2019-20	83	83	83	83	83	83	139.3	Nov-14	177.3	160.9
2015-NE-2018-20	46	46	46	46	46	46	188.5	Aug-15	215.9	195.9
8th Reserve Energy Auction	9	9	9	9	9	9	303.0	Nov-15	347.5	315.3
2014-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136.4	Nov-14	172.7	156.8
Government Auction - Quotas regime										
2018 - Quotas (UHJA) - 2018-30	239	239	239	239	239	239	-	Jul-17	130.4	124.4
2018 - Quotas (UHMI) - 2018-30	139	139	139	139	139	139	-	Jul-17	148.9	142.1
+ Bilateral Sales	3,293	3,109	2,656	2,256	1,542	861				
= Total Sales (B)	**5,285**	**5,122**	**4,669**	**4,269**	**3,555**	**2,869**				
Balance (A - B)	**547**	**361**	**694**	**1,087**	**1,726**	**2,234**				
Sales average **net** price (R$/MWh) [2, 3]:	187.3	183.4	183.9							
Purchases average **net** price (R$/MWh) [4]:	183.6	167.7	171.8							

[1] 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)
[2] Sales price, including trading operations, is net of ICMS and taxes over revenue (PIS/Cofins, R&D), i.e. future inflation is not considered.
[3] Desconsidering sales for quota regime (Jaguara and Miranda HPPs).
[4] 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.
- Aneel agreed to the renegotiation of the hydrological risk with respect to the Company's agreements negotiated through the Regulated Contracting Environment (ACR). Additional information can be found in the financial statements of 2015.

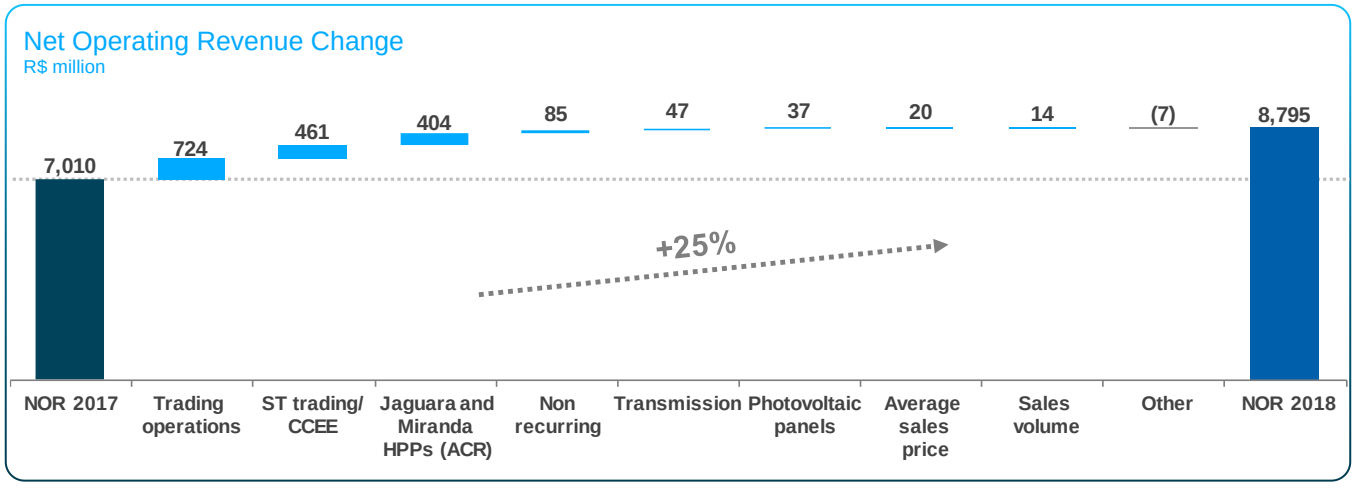
ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE

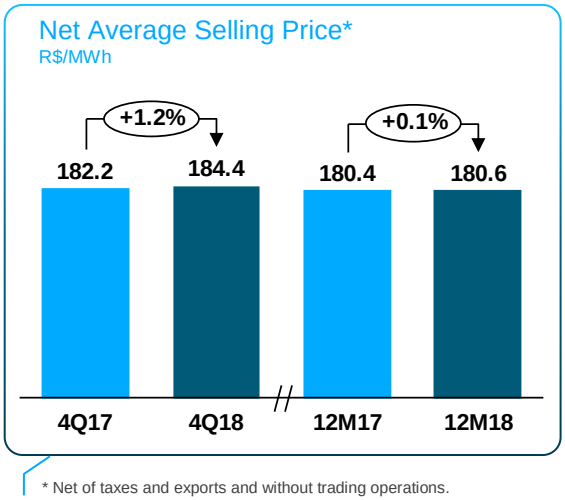
Net Operating Revenue



In 4Q18, net operating revenue reported **an increase of 11.4%, (R$ 234.9 million)** when compared to the same period in 2017, rising from R$ 2,067.4 million to R$ 2,302.3 million. This variation is principally due to the following factors: (i) R$ 319.3 million, due to the beginning of energy trading operations in January 2018; (ii) R$ 212.0 million – a decrease in revenue due to transactions conducted in the short-term market; (iii) R$ 46.6 million, related to revenue flows from construction of infrastructure for the Gralha Azul transmission line, the installation of which was begun in 2018; (iv) R$ 32.9 million with respect to recognition of revenue from the sale of photovoltaic solar energy panels to households and companies through the ENGIE Geração Solar Distribuída (ENGIE Solar) subsidiary, full control of which was acquired in August 2018; (v) R$ 27.9 million corresponding to Generation Assets Management (GAG) revenue and R$ 22.4 million with respect to remuneration of financial assets relative to an installment payment of the Jaguara and Miranda hydroelectric plants concessions grant, the latter to be remunerated through unconditional cash receipts from sales of energy in the Regulated Contracting Environment (ACR); (vi) R$ 13.4 milion due to an increase in net average selling price; and (vii) R$ 13.0 million reflection of lower volumes of energy sold.

In terms of an annual comparison, net operating revenue increased from R$ 7,010.0 million in 2017 to **R$ 8,794.8 million in 2018**, **an increase of** R$ 1,784.8 million, **(25.5%)**. This increase is mainly due to the following factors: (i) R$ 723.7 million, from energy trading operations, which began in 2018; (ii) R$ 461.3 milion an increase in revenue due to transactions conducted in the short-term market; (iii) R$ 292.5 million, as remuneration of financial assets and R$ 111.5 million resulting from GAG of the Jaguara and Miranda hydroelectric plants; (iv) R$ 85.1 million, relating mainly to indemnification revenues for compensating the negative impact of interruption to business with respect to a claim in the name of the Jorge Lacerda A Thermoelectric Plant as well as the collection of contractual fines for the partial delay in modernization of one of the generator units at the Salto Santiago Hydroelectric Plant and downtime at the Santa Mônica Wind Complex plants; (v) R$ 46.6 million, related to revenue flows remunerating the installation of infrastructure of the Gralha Azul transmission line; (vi) R$ 36.9 million in revenue from the sale of photovoltaic panels; (vii) R$ 20.1 million, due to the increase in the net average selling price; and (viii) R$ 13.6 million, due to the growth in volume of energy sold.



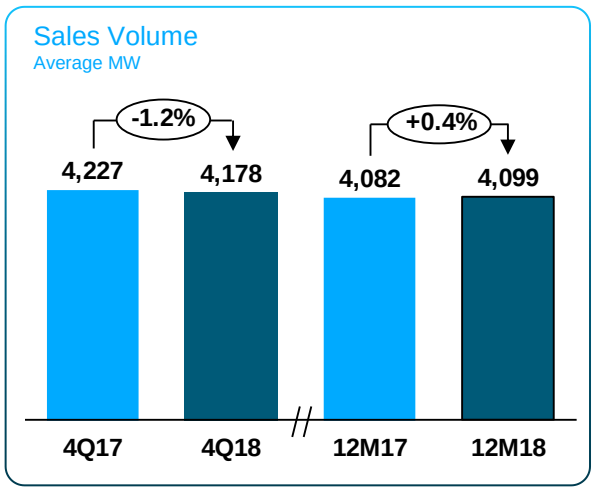


* Net of taxes and exports and without trading operations.

» Net Average Selling Price

The average energy selling price, net of charges on revenue, reached R$ 184.35/MWh in 4Q18, **1.2% greater than the same quarter in 2017**, the amount for which was R$ 182.17/MWh. In the 12 months of 2018, this price was R$ 180,60/MWh, **0,1% greater than the R$ 180.39 in 2017.** These prices exclude the trading operations which the Company began to transact in January 2018.

Comparing quarters, the increase in prices is essentially due to monetary restatement of existing agreements and the slight increase in prices to industrial clients for new agreements against those expiring or existing agreements, partially attenuated by lower prices practiced for new agreements with trading companies. On an annual comparative basis, price increases are largely a reflection of monetary restatement of existing agreements as well as new energy sales contracts for trading companies at higher prices than for expiring or existing agreements, effects mitigated by the reduction in the average net price of energy sold to free consumers.



» Sales Volume

The amount of contracted energy sold increased from 9,334 GWh (4,227 average MW) in 4Q17 to 9,225 GWh (4,178 average MW) in **4Q18, a reduction of 1.2% or 109 GWh** (49 average MW). In **2018, energy sales volume was 35,904 GWh** (4,099 average MW) against **35,761 GWh** (4,082 average MW) reported for 2017, a growth of 143 GWh (17 average MW) or 0.4%. These volumes exclude energy trading operations, details of which are shown under a specific heading.

The reduction in volume reported between quarters is largely due to the decrease in purchase volumes for resale in the period analyzed, in part attenuated by the entry into commercial operations in 2018 of the Campo Largo Wind Complex – Phase I and by the portion of energy transacted through the Free Contracting Environment (ACL) by the Jaguara and Miranda Hydroelectric Plants - acquired in late 2017. On an annual basis, the increases resulting from the entry into commercial operations in 2018 of the Campo Largo Wind Complex - Phase I and the sale of the portion of energy transacted on the free market of the Jaguara and Miranda Hydroelectric Power Plants overcame the impacts of the reduction in the volume of purchases and sale of the Beberibe and Pedra do Sal Wind Plants and Areia Branca Small Hydroelectric Power Plant in October 2017, resulting in an increase in sales volume.

Comments on Variation in Net Operating Revenue

» Revenue from Sale of Electric Energy

Distribution Companies:

Net operating revenue from sales to distributors was R$ 715.4 million in **4Q18**, **4.8% higher** than R$ 682.9 million reported in 4Q17. This variation reflects: (i) R$ 20.1 million — an increase of 2.9% in net average selling prices; and (ii) R$ 12.4 million — an increase in 55 GWh (25 average MW) in sales volume, principally due to the changing electric energy consumption profile of distributors between the quarters analyzed.

In 2018, revenue was R$ 2,721.8 million, **an increase of 1.3%** over 2017 when the Company reported R$ 2,687.3 million. This increase is explained as follows: (i) R$ 53.3 million — an increase of 2.0% in average net selling prices; and (ii) R$ 18.8 million — a reduction of 85 GWh (10 average MW) in sales volume, mainly due to reductions in the Surplus and Deficits Compensation Mechanism (MCSD).

The increase in net average prices between successive years is principally due to the monetary restatement of existing agreements.

Trading Companies:

Revenue from sales to trading companies fell from R$ 214.1 million in 4Q17 to R$ 183.3 million in 4Q18, **a decline of 14.4%** between compared periods, the result of the following factors: (i) R$ 18.9 million — a decrease of 8.8% in the net average selling price, largely a reflection of new agreements at prices lower than the average for prevailing agreements; and (ii) R$ 11.9 million – a reduction of 83 GWh (39 average MW) in energy sales volume. The reduction in volume between quarters is due mainly to lower purchasing volume for resale, partially attenuated by new sales agreements for trading companies, reflecting the portion of energy transacted by the Jaguara and Miranda hydroelectric power plants in the Free Contracting Environment (ACL) and the entry into commercial operations of the Campo Largo Wind Complex – Phase I during the course of 2018.

In the 12 months of 2018, revenues were R$ 742.8 million, **23.6% greater** than the R$ 600.9 million recorded in 2017. The improvement is the result of the following factors: (i) R$ 88.4 million – an increase of 578 GWh (67 average MW) in energy sales volume; and (ii) R$ 53.4 million — growth of 8.9% in the net average price of sales due to the closing of new agreements at higher prices than the average of those in existence or expiring. Growth in volume during the years under analysis is largely due to the portion of energy transacted by the Jaguara and Miranda hydroelectric power plants – acquired at the end of 2017 - in the Free Contracting Environment (ACL) and the entry into commercial operations of the Campo Largo Wind Complex – Phase I in 2018, partially offset by a reduction in purchase volume for resale and the disposal of the Beberibe and Pedra do Sal Wind Farms and the Areia Branca SHP in October 2017.

The foregoing information excludes the trading operations which the Company initiated in January 2018.

Free Consumers:

Revenue from sales to free consumers fell 0.2% between the quarters in analysis, declining from R$ 803.3 million in 4Q17 to R$ 802.0 million in the same period of 2018. A combination of the following factors contributed to this variation: (i) R$ 13.5 million – a fall of 81 GWh (35 average MW) in the amount of energy sold; and (ii) R$ 12.2 million – reflecting a 1.5% rise in the net average selling price of energy.

In 2018, revenues were R$ 3,020.1 million, amount 4.5% lower than the R$ 3,162.1 million recorded in 2017. The explanation for this reduction is: (i) R$ 86.0 million – a decrease of 2.7% in the net average selling price of energy; and (ii) R$ 56.0 million – a reduction of 348 GWh (40 average MW) in the energy sales volume.

The decrease in volumes between the two 12-month periods is principally due to the reduction in the consumption of industrial clients. Price decline on an annual basis is largely a function of the lower prices practiced with industrial clients when compared to agreements which either expired during the period or already existing, albeit partially attenuated by the increase of prices in 4Q18 compared to the same quarter in 2017.

Energy Trading Operations:

In January 2018, the Company entered the energy trading market with the aim of taking market positions in the light of variations in electric power prices, this contingent on the availability of risk limits as well as pre-established counterparty risk.

Energy trading operations are transacted in an active market and for accounting purposes, are defined as financial instruments on the basis of 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 obtaining results from price variations in the market.

In 4Q18, the revenue from trading, resulting from energy sales recorded in this quarter, was R$ 276.1 million, relative to 1,202 GWh (545 average MW). **On an annual basis,** the amount was R$ 680.5 million or 3,049 GWh (348 average MW).

Additionally in **4Q18**, the Company recognized R$ 43.2 million in **unrealized net gains** due to marking to market – a difference between contracted and market prices – of contracted operations net and open on December 31, 2018.

» Transactions in the Short-term Energy Market

In 4Q18, **revenue generated in the short-term energy market** was R$ 90.4 million, while in the same period in 2017, revenue was R$ 302.4 million, a **reduction of R$ 212.0 million year-on-year.** As for the **12 months of 2018**, in relation to the preceding year, **there was an increase of R$ 461.3 million** in revenue from short-term transactions from R$ 467.5 million in 2017 to R$ 928.8 million in 2018. A more detailed explanation of these variations is to be found in the item below “Details of Short-Term Operations”.

» Remuneration of concession financial assets

The concessions’ financial assets represent the present value of the future cash flows from generated by the Jaguara and Miranda hydroelectric plants and transacted through the Regulatory Contracting Environment and equivalent to 70% of the plants’ physical guarantee. These assets are remunerated at the internal rate of return and restated according to the variation in the Amplified Consumer Price Index (IPCA).

The remuneration of the concessions’ financial assets increased from R$ 47.9 million in 4Q17 to R$ 70.3 million in 4Q18 and from R$ 47.9 million in 2017 to R$ 340.4 million in 2018. This increase reflects the acquisition of the Jaguara and Miranda hydroelectric plants in November 2017 and the variation in the IPCA.

» Revenue from services rendered

Again in relation to the Jaguara and Miranda hydro plants, for energy sold in the ACR, the companies receive the portion relating to the Generation Assets Management (GAG) for covering operations and maintenance costs as well as expenditures for improvements and investments during the term of the concession agreement. The value of the GAG recognized **in 4Q18** was **R$ 27.9 million** and in **2018, R$ 111.5 million**.

» Revenue from the implementation of transmission infrastructure

In 2017, the Company diversified into the transmission segment following its successful bid for the Gralha Azul Transmission Line (Gralha Azul). The Company has primary responsibility for the construction and installation of infrastructure related to the transmission concession, the implementation of which began in 2018, and to which the Company is exposed in terms of the concession's risks and benefits. Consequently, based on prevailing accounting practices, the Company has been recognizing revenues from the implementation of transmission line infrastructure over the period of installation, corresponding to construction costs plus a gross residual margin for covering construction management costs. Such construction expenditures are recognized in the cost as mentioned below.

Revenue from the implementation of transmission infrastructure and **recognized in 2018** was **R$ 46.6 million**.

Costs of Electric Energy and Services

The costs of energy sold and services increased by R$ 161.6 million (13.9%) between compared quarters, increasing from R$ 1,164.5 million in 4Q17 to R$ 1,326.1 million in 4Q18. In **2018, these costs totaled R$ 4,876.0 million, 21.8%, or R$ 872.1 million more than in 2017**, when this item reported costs of R$ 4,003.9 million. These variations essentially reflect the following key components:

» **Energy purchases:** an increase of R$ 195.3 million (38.6%) in 4Q18 compared to the same quarter in 2017, reflecting primarily a combination of the following aspects: (i) R$ 258.5 million — purchases of 1,160 GWh (525 average MW) allocated to power trading operations, which the Company began in January 2018; (ii) R$ 50.0 million — a reduction of 9.9% in net average purchase price; and (iii) R$ 13.2 million — a decrease of 82 GWh (37 average MW) in purchases for the Company's portfolio management. In 2018, there was an increase of R$ 578.9 million (33.2%) in relation to 2017, due to the following items: (i) R$ 694.0 million — purchases of 3,131 GWh (358 average MW) allocated to energy trading operations; (ii) R$ 87.6 million — a decline of 532 GWh (61 average MW) in acquisitions of power for portfolio management; and (iii) R$ 27.4 million — a reduction of 1.6% in the net average purchasing price. The reduction in the net average purchasing price between periods was largely due to a decline in the average price of existing agreements.

Ignoring the effects of energy trading operations, there was a reduction of R$ 63.2 million (12.5%) and R$ 115.1 million (6.6%) in 4Q18 and for the fiscal year 2018, respectively.

» **Transactions in the short-term energy market:** comparing the quarters under analysis, the costs with these transactions rose by R$ 1.8 million (2.6%). Between the two fiscal years, there was an increase of R$ 213.9 million (59.4%) in these costs. More details are given in the specific item below.

» **Charges for use of and connection to the electricity grid:** an increase of R$ 12.9 million (12.0%) between the quarters under analysis and R$ 37.6 million (8.9%) between fiscal years 2017 and 2018, principally due to the annual readjustment in transmission tariffs, the charges relative to the block of energy from the Jaguara and Miranda hydroelectric plants, sold in the free market, and the entry into commercial operations in 2018 of the 11 wind farms in the Campo Largo Wind Complex – Phase I. These variations were partially attenuated by the cessation of operations of the William Arjona Thermoelectric Power Plant due to lack of economic viability in the light of increased gas costs.

» **Fuels for the generation of electricity:** a decrease of R$ 165.3 million (99.4%) comparing 4Q17 with the same quarter of 2018 and R$ 302.5 million (66.5%) between the two compared fiscal years and basically due to the recognition of a legal agreement with the natural gas supplier in a lawsuit involving a dispute over the difference in the price of fuel supplied between September 2014 and June 2017 in the amount of R$ 216.6 million in 2Q17 and R$ 138.9 million in 4Q17. In addition to this, in 4Q18, there was a reduction in coal consumption between periods due to low thermoelectric generation. Conversely, in 2018, there was an increase in coal consumption costs due to limitations imposed on reimbursement under the coal subsidy mechanism through the Energy Development Account (CDE) as from 2018, subsequent to the issue of Aneel Resolution 801 of December 19, 2017, this attenuating the above-mentioned effects recognized in the legal agreement with the natural gas supplier.

» **Financial compensation for the use of water resources (Royalties):** a growth of R$ 6.3 million (21.8%) between quarters under comparison and R$ 5.9 million (5.0%) between fiscal years 2018 and 2017, principally reflecting greater generation from the hydroelectric plants in the periods analyzed, recognition in 2018 of the liabilities of the Jaguara and Miranda hydroelectric plants and the readjustment of 2.5% in the Restated Reference Tariff (TAR) in 2018 for use of hydric resources.

» **Personnel:** an increase of R$ 8.7 million (15.2%) in 4Q18 compared to the same quarter of 2017 and R$ 3.9 million (1.8%) between the two fiscal years, resulting largely from the annual readjustment in employee compensation and benefits. This item was also inflated by new hiring and the assumption of the payroll of ENGIE Geração Solar Distribuída, acquired in full in August 2018, the cost of personnel being R$ 2.7 million in 4Q18 and R$ 3.5 million in the August-December 2018 period. The increase in annual personnel overheads was partially offset by the recognition in 3Q18, of a claw-back of PIS and Cofins tax credits on certain payroll-related operating costs in the amount of R$ 5.1 million.

» **Depreciation and amortization:** an increase of R$ 4.9 million (2.9%) and R$ 9.7 million (1.5%) between quarters and fiscal years, respectively due above all to the following aspects: (i) amortization of an intangible asset with respect to the acquisition of the Jaguara and Miranda hydroelectric plants; and (ii) entry into commercial operations of the Campo Largo Wind Complex – Phase I during 2018. This rising trend was partially attenuated by the following: (i) the ending of the depreciation on major maintenance work at the Jorge Lacerda Thermoelectric Complex in earlier periods; and (ii) the disposal of the Beberibe and Pedra do Sal Wind Power Plants and the Areia Branca Small Hydroelectric Power Plant in October 2017.

» **Net operating provisions:** a negative effect of R$ 16.5 million (117.6%) in 4Q18 compared with 4Q17 and R$ 243.7 million (101.5%) when comparing the fiscal years. The variation reported between respective quarters was principally due to the reversal of a provision for loss on the disposal of fuel oil in 2017 pertaining to the Alegrete Thermoelectric Power Plant, which is being returned to the federal government. In addition to the aforementioned effect, when analyzing the compared fiscal years, the principal factor contributing to the growth in provisions was the signature a court ratification of an agreement on natural gas prices between the Company and the fuel supplier. This resulted in the reversal of the value booked as a provision in 2Q17 in the amount of R$ 219.2 million, and its recognition as cost of fuel for the production of electricity.

» **Cost of implementation of transmission infrastructure:** recognition of R$ 45.4 million in 2018 relating to the costs of infrastructure construction for the Gralha Azul transmission line, counterbalanced by the recording of infrastructure implementation revenue, calculated on the bases of incurred costs in addition to the gross margin allocated to cover the construction management costs.

» **Cost of sale of photovoltaic solar panels:** recognition of R$ 20.3 million in 4Q18 and R$ 22.8 million in 2018 with respect to costs associated with the sale of photovoltaic solar panels to households and companies through the ENGIE Geração Solar Distribuída subsidiary, the control of which was acquired in August 2018.

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, 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 4Q18 and 4Q17, net results (the difference between revenues and costs – less taxes) due to short term transactions, were positive at R$ 22.2 million and R$ 236.0 million, respectively, a reduction of R$ 213.8 million between compared periods.

This variation is fundamentally due to the recognition in 4Q17 of the consequences of rebooking the result of the increase in the Unit Variable Cost (UVC) of the William Arjona Thermoelectric Plant, following the legal agreement with the natural gas supplier. In addition the following combination of factors contributed to this variation: (i) lower thermoelectric generation between the periods under consideration; (ii) reduced impact of the MRE Adjustment Factor (GSF), already discounting the effects of the renegotiation of hydrological risk; and (iii) a reduction in the long position with the CCEE thanks to the strategy of allocation of hydric resources and lower PLD in 4Q18 when compared with the same period for 2017.

For the full 2018 period, the net result, generated from short-term transactions, was positive at R$ 354.7 million, a growth of R$ 247.4 million relative to the positive result of R$ 107.3 million in 2017. This improvement is a reflection largely of greater revenue, net of purchases, arising from short-term operations, reflecting the strategy for managing the position on the CCEE and the rebooking process for the William Arjona Thermoelectric Plant, combined with (ii) and (iii) items mentioned above.

In December 2017, Aneel set maximum and minimum limits for the PLD for 2018 at R$ 505.18/MWh and R$ 40.16/MWh, respectively. On a quarterly comparison basis, the average PLD for the South and Southeast/Center-West submarkets fell 60.25%, from R$ 398.06/MWh in 4Q17 to R$ 158.24/MWh in 4Q18. Comparing fiscal years, the average PLD for these submarkets declined by 10.25% from R$ 320.59/MWh to R$ 287.73/MWh.

Selling, General and Administrative Expenses

Selling, general and administrative expenses increased by R$ 2.2 million (3.6%) in the quarters under analysis due largely to expenditures with material and third party services as well as an increase in expenses with contributions and donations for social and cultural projects.

Between the fiscal years, these expenses rose R$ 11.8 million (6.0%) due principally to the reversal in 2017 of a provision for a legal dispute over retirement benefits following an agreement signed with the participants of one of the pension funds sponsored by the Company, partially offset by the recognition in the same year of expenditures with indemnifications relative to the same legal agreement. The value of this reversal, net of indemnification expenditures was R$ 11.3 million. Excluding the impact of this transaction, growth in expenses would have been R$ 0.5 million (0.3%).

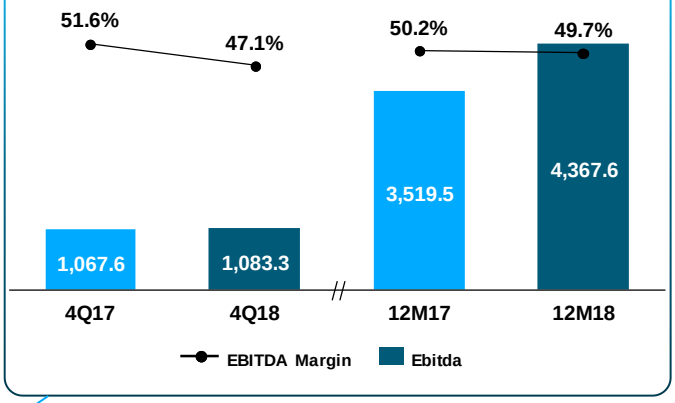
Result from the Disposal of Investments

Following the fulfillment of agreed conditions precedent, on December 31, 2017, the Company concluded the sale of the Beberibe and Pedra do Sal Wind Farms and the Areia Branca Small Hydroelectric Plant subsidiaries, recognizing in 4Q17, a capital gain from the disposal of investments in the amount of R$ 56.9 million. In 2018, no transactions of this nature were contemplated.

Ebitda and Ebitda Margin

Set against a background of factors already mentioned, **Ebitda for 4Q18 was R$ 1,083.3 million**, 1.5% or R$ 15.7 million greater than that reported for 4Q17 at R$ 1,067.6 million. The improvement is a reflection of the following **positive effects**: (i) a decrease of R$ 165.3 million in costs of fuels; (ii) a reduction of R$ 63.2 million in power purchasing for the Company's portfolio management; (iii) net result for trading operations amounting to R$ 60.8 million; (iv) an increase in revenue from remuneration and monetary restatement on financial assets and recognition of revenue from Generation Assets Management (GAG) for the Jaguara and Miranda hydroelectric plants of R$ 50.3 million; and (v) R$ 13.4 million due to an increase in the net average selling price. The above-mentioned positive effects were counterbalanced by the following **negative effects**: (i) a reduction of R$ 213.8 million in the result for transactions realized on the short-term market; (ii) recognition of capital gains in 4Q17 due to disposal of investments worth R$ 56.9 million; (iii) an increase of R$ 19.2 million in costs with charges for use of the electrical network/connections and royalties; (iv) the negative impact of R$ 16.5 million, due to the reversal of an operating provision in 2017; (v) an increase of R$ 15.4 million with personnel costs, insurance and rents; (vi) R$ 13.0 million, a reflection of lower energy volume sold; (vii) an increase of R$ 2.2 million in selling, general and administrative expenses; and (viii) an increase of R$ 0.3 million in other operational costs and expenses.

Ebitda[(1)] and Ebitda Margin

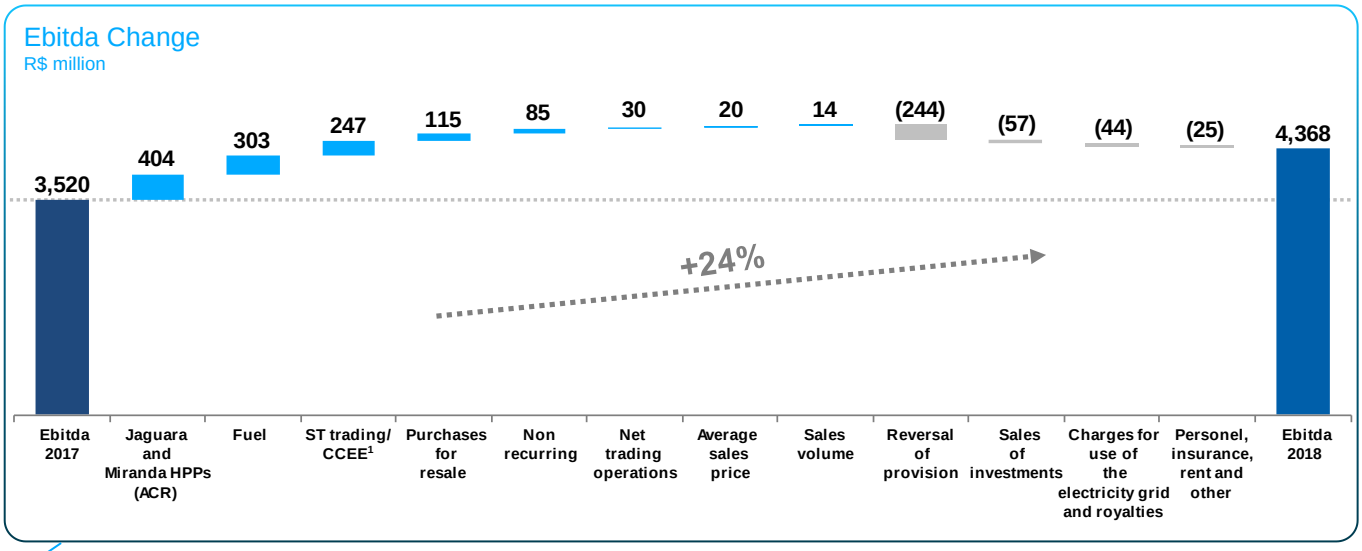


1 Ebitda: net income + income tax and social contribution and financial expenses, net + depreciation and amortization.

Ebitda margin was 47.1% in 4Q18, a decrease of 4.5 p.p. compared to the same quarter in 2017. This reduction is due largely to the impacts in 4Q18 of the energy trading operations, recognition of revenue and costs relative to transmission line construction, margins for which are lower than those for the Company's other business segments. If these effects are ignored, then the Ebitda margin would have been 52.7% in 4Q18, representing a increase of 1.1 p.p. between the respective quarters analyzed.

In 2018, Ebitda increased R$ 848.1 million (24.1%) from R$ 3,519.5 million in 2017 to R$ 4,367.6 million in 2018. The improvement is principally due to a combination of these **positive effects**: (i) an increase in revenue from remuneration and monetary restatement on financial assets and recognition of revenue from Generation Assets Management (GAG) relative to Jaguara and Miranda hydroelectric plants of R$ 404.0 million; (ii) a decrease of R$ 302.5 million in fuel costs, above all due to the recognition of a legal agreement with a natural gas supplier in an action over fuel prices and mentioned under the item " Fuels for the generation of electric energy"; (iii) the positive effect of R$ 247.4 million in transactions executed in the short-term market; (iv) a reduction of R$ 115.1 million in acquisitions for company portfolio management purposes; (v) recognition in 2018 of R$ 85.1 million principally relating to revenues from indemnification rights due to interruption of business and a contractual fine; (vi) R$ 29.7 million due to the net result from trading operations; (vii) R$ 20.1 million, due to the increase in net average energy selling prices; (viii) R$ 13.6 million, an increase due to the larger volumes of energy sold; and (ix) a reduction of R$ 0.4 million in other operating costs and expenses. The above-mentioned positive effects were counterbalanced by the following **negative effects**: (i) the negative impact of R$ 243.7 million, due principally to the reversal of a provision with respect to the signature and ratification of a legal agreement on natural gas prices between the Company and the natural gas supplier in 2017, as mentioned in the item "Net operating provisions" and concomitantly recognition of the cost of fuel for electricity generation; (ii) recognition of a capital gain in 4Q17 on the disposal of investments of R$ 56.9 million; (iii) an increase of R$ 43.5 million in costs with charges in the use of the electric energy network and connections plus royalties; (iv) an increase of R$ 13.9 million in the cost of personnel, insurance and rents; and (v) an increase of R$ 11.8 million in selling general and administrative expenses.

The Ebitda margin in 2018 reached 49.7%, a 0.5 p.p. reduction compared with 2017. This reduction is largely reflective of the effects in 2018 of trading operations and the recognition of construction revenues and costs of the transmission line as already discussed. **If the latter effects are ignored, the Ebitda margin would be 54.0%, and therefore an increase of 3.8 p.p. between the periods of analysis.**



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

The following table reconciles net income with Ebitda:

(In millions of R$)	4Q18	4Q17	Chg. %	12M18	12M17	Chg. %
Net income	761.6	704.7	8.1	2,315.4	2,004.6	15.5
(+) Income tax and social contribution	-19.8	77.9	-125.4	652.4	618.8	5.4
(+) Net financial result	161.3	97.9	64.8	699.3	226.8	208.3
(+) Depreciation and amortization	173.7	168.5	3.1	660.2	649.0	1.7
Ebitda	**1,076.8**	**1,049.0**	**2.7**	**4,327.3**	**3,499.2**	**23.7**
(+) Impairment	6.5	18.4	-64.7	39.3	18.4	113.6
(+) Equity loss	0.0	0.2	-100.0	1.0	1.9	-47.4
Adjusted Ebitda	**1,083.3**	**1,067.6**	**1.5**	**4,367.6**	**3,519.5**	**24.1**

Provision for Reduction in Impairment

In 2017, the Company recognized a provision for a reduction in the asset impairment amount of R$ 18.4 million of which R$ 16.0 million corresponded to thermoelectric generation assets at the William Arjona plant and Lages and R$ 2.4 million to non-operating assets pertaining to the Jacuí thermoelectric project. In 2018, an additional generation asset impairment amount was made in respect of the William Arjona facility for R$ 39.3 million, of which R$ 6.5 million was recognized in 4Q18.

Financial Result

Financial income: in 4Q18, revenues reached **R$ 52.9** million, that is, **R$ 6.4 million (10.8%) below** the R$ 59.2 million reported for the same quarter in 2017. This variation is largely due to: (i) the increase of R$ 11.6 million in interest on accounts receivable, mainly on outstandings held with the CCEE; (ii) the decrease of R$ 8.8 million in revenue from financial investments by virtue of the decline in interest rates; and (iii) a reduction of interest on income tax and social contribution to be compensated relative to previous fiscal years and amounting to R$ 7.8 million.

Comparing the two fiscal years under review, financial revenues **fell R$ 68.8 million (30.8%)** from R$ 223.5 million in 2017 to R$ 154.7 million in 2018. The explanation for such a variation is essentially due to the following factors: (i) a decrease of R$ 85.4 million in revenue from financial investments due to the lower balance of invested resources and falling interest rates; (ii) the increase of R$ 26.2 million in interest on accounts receivable, mainly on outstandings held with the CCEE; (iii) a reduction of interest on income tax and social contribution to be compensated relative to previous fiscal years and amounting to R$ 7.4 million; and (iv) a decrease or R$ 2.9 million in monetary restatement on court escrow deposits.

Financial expenses: financial expenses in **4Q18 were R$ 214.2 million**, that is, R$ 57.1 million **(36.3%) above** those reported in 4Q17, which were R$ 157.1 million. The principal variations observed were: (i) an increase of R$ 63.1 million in interest and monetary restatement on debt, largely the result of the issue of debentures by the Companhia Energética Jaguara and Companhia Energética Miranda subsidiaries in June 2018 as well as by the controlling company in July, 2018 and on recent loan agreements; (ii) a reduction of R$ 15.6 million in interest and monetary restatement on concessions payable due to a reduction in inflation in 4Q18; and (iii) recognition of R$ 9.4 million in 4Q18 of monetary restatement on other values payable.

Based on an annual comparison, expenses **increased** from R$ 450.3 million **to R$ 854.0 million**, or R$ 403.7 million (**89.6%**), the result of the combination principally of the following variations: (i) an increase of R$ 201.2 million in interest and monetary restatement on concessions payable in the light of increased inflation during 2018; (ii) an increase of R$ 191.4 million in interest and monetary restatement on debt, largely the result of the issue of debentures by the Companhia Energética Jaguara and Companhia Energética Miranda subsidiaries in June 2018 as well as by the controlling company in July, 2018 and on recent loan agreements; and (iii) recognition of R$ 17.6 million in 2018 of monetary restatement on other values payable.

Income Tax and Social Contribution on Net Income

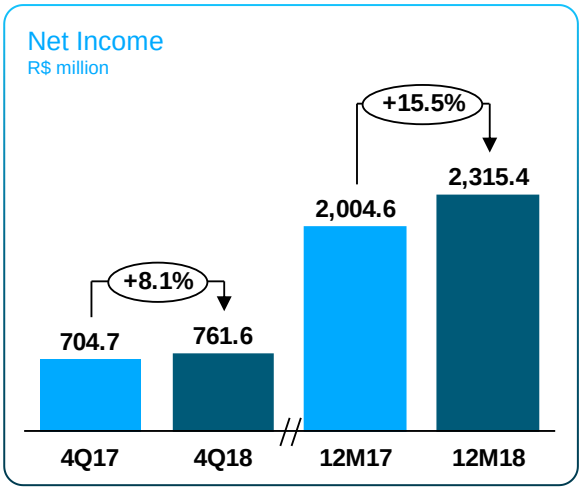
Income Tax and Social Contribution in **4Q18 was a positive R$ 19.8 million**, R$ 97.7 million less than IT and CSLL overheads in the same quarter of 2017 of R$ 77.9 million, basically due to: (i) reversal of a provision in 4Q18 for the difference between the real and presumed profit taxation regimes adopted by the Company's subsidiaries from January and September 2018; and (ii) a reduction in pretax profits. This reduction was partially attenuated by the decrease in the benefit resulting from interest on shareholders' equity and credited to shareholders in 2018.

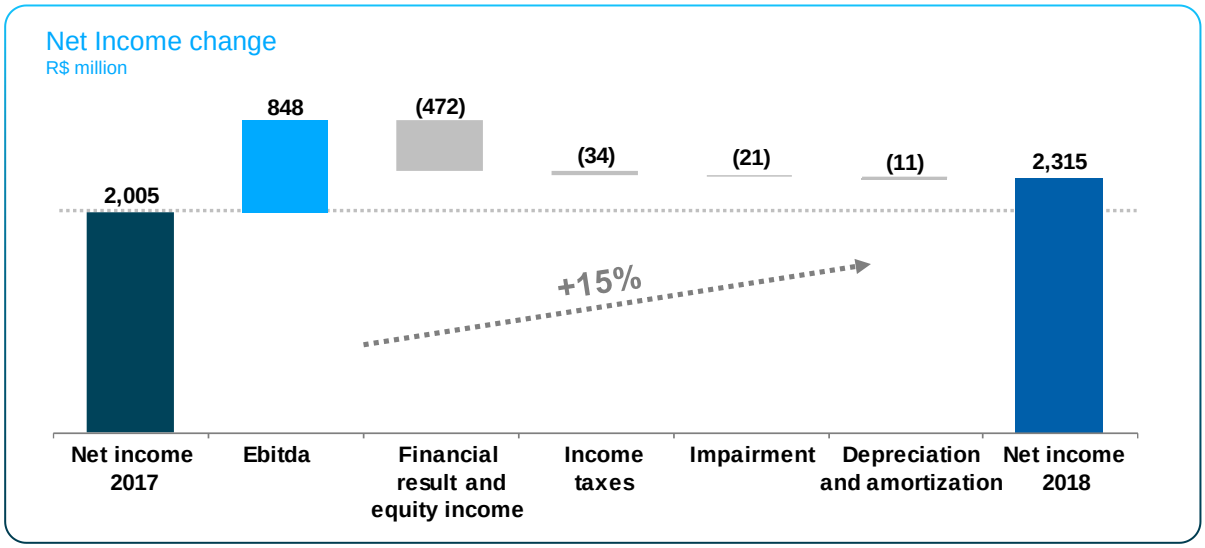
For the year as a whole, IT and CSLL expenses rose R$ 33.6 million from R$ 618.8 million in 2017 to R$ 652.4 million in 2018, principally due to the growth in pretax profits, partially offset by changes in 2018 to subsidiary company tax regimes.

Net Income

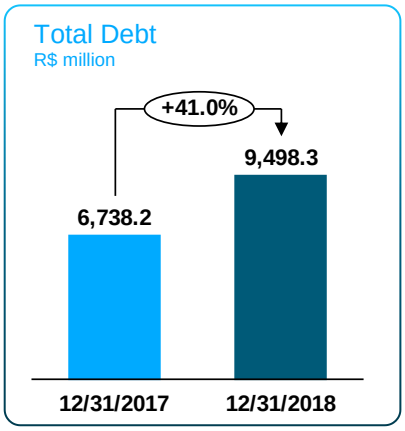
Net income for 4Q18 was R$ 761.6 million, R$ 56.9 million **(8.1%) higher** than the R$ 704.7 million recorded in 4Q17. The increase is a combination of the following factors: (i) growth of R$ 15.7 million in Ebitda; (ii) an increase of R$ 5.2 million in depreciation and amortization; (iii) an increase of R$ 63.4 million in net financial expenses; (iv) a reduction in asset impairment of R$ 11.9 million; (v) a positive result for equity income of R$ 0.2 million; and (vi) a reduction of R$ 97.7 million in income tax and social contribution.

In fiscal year 2018, net income increased from R$ 2,004.6 million in 2017 to R$ 2,315.4 million, **an increase of R$ 310.8 million or 15.5%.** The increase is a combination of the following factors: (i) growth of R$ 848.1 million in Ebitda; (ii) an increase of R$ 11.2 million in depreciation and amortization; (iii) an increase of R$ 472.5 million in net financial expenses; (iv) an increase in asset impairment of R$ 20.9 million; (v) a positive result for equity income of R$ 0.9 million; and (vi) an increase of R$ 33.6 million in income tax and social contribution.



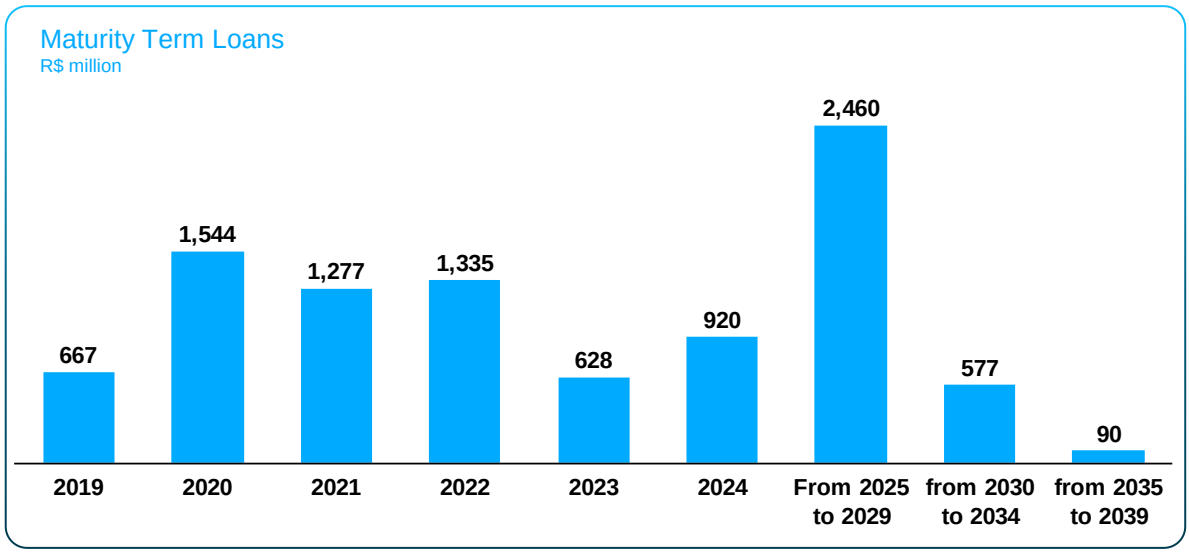


Debt

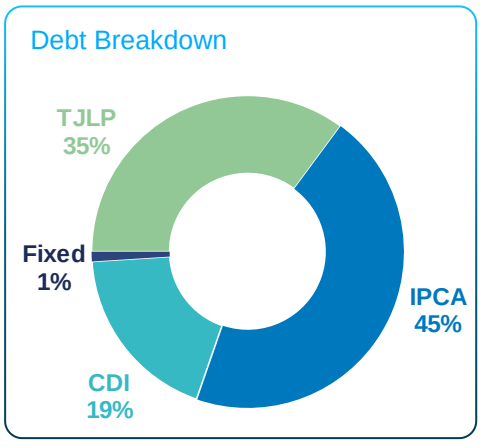


The Company's **total gross consolidated debt** as at December 31, 2018, represented mainly by loans, financing and debentures, net of the effects of hedge operations, **totaled R$ 9,498.3 million, an increase of 41.0%** (R$ 2,760.1 million) compared to the position as at December 31, 2017.

The variation in Company debt is largely related to a combination of the following factors occurring in 2018: (i) drawdowns from the BNDES and its financial agents and other private institutions in the aggregate amount of R$ 2,397,0 million, directed, substantially, for the construction of the Campo Largo Wind Complex, Pampa Sul TPP, the Assú V Photovoltaic Plant and the Santa Mônica Wind Complex and the modernization of the Salto Santiago Hydroelectric Power Plant; (ii) the issue of R$ 2,486.2 million in debentures; (iii) generation of R$ 651.1 million in charges incurred to be paid and monetary restatement; and (iv) R$ 2,775.9 million in the settlement of loans, financing, debentures and promissory notes.



The **average weighted nominal cost of debt** at the end of 2018 was **8.6%** (8.1% at the end of 2017).



On December 31, 2018, 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$ 6,856.3 million**, **an increase of 49.6%** compared with the end of 2017.

Net Debt
R$ million

	12/31/2018	12/31/2017	Chg. %
Gross debt	9,720.2	6,756.4	43.9
Result of derivatives operations	(221.9)	(18.2)	1,119.0
Deposits earmarked for the payment of debt	(226.2)	(225.5)	0.3
Cash and cash equivalents	(2,415.8)	(1,930.1)	25.2
Total net debt	**6,856.3**	**4,582.6**	**49.6**

Capital Expenditures

ENGIE Brasil Energia's **total investments in 4Q18 were R$ 1,020.6 million**, of which: (i) R$ 965.3 million was invested in construction of new projects: R$ 255.7 million concentrated in the Campo Largo Wind Complex – Phase I, R$ 258.3 million on Pampa Sul TPP, R$ 424.0 million in the Umburanas Wind Complex – Phase I, R$ 25.5 million in the Gralha Azul Transmission System and R$ 1.8 million in other investments; (ii) R$ 41.5 million was allocated to maintenance and revitalization projects for the generator complex; and (iii) R$ 13.8 million was dedicated to modernization in the Salto Santiago and Salto Osório Hydroelectric Power Plants.

In 2018, the Company invested R$ 3,452.1 million in the construction, maintenance, revitalization of the generator complex and in the acquisition of corporate stakes, of which: R$ 3,220.1 million for the construction of the Campo Largo – Phase I and Umburanas – Phase I wind complexes, the Pampa Sul Thermoelectric Plant, Assú V Photovoltaic Plant and the Gralha Azul Transmission Line; R$ 144.1 million in work for maintenance and revitalization of the generator complex; R$ 48.1 million in shareholdings among which the investment for the acquisition of the remaining shares of ENGIE Geração Solar Distribuída; and R$ 39.8 million in modernization of the Salto Santiago and Salto Osório Hydroelectric Power Plants.

Proposed Complementary Dividends

At a meeting on February 19, 2019, ENGIE Brasil Energia's Board of Directors approved the proposal of **complementary dividends** for the period from January 1 to December 31, 2018 in the amount of **R$ 76.7 million (R$ 0.0940069200 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 2018 will amount to R$ 2,272.5 million (R$ 2.7851510063 per share) equivalent to 100% of net adjusted distributable income. Value per share already takes into consideration the increase in capital with a share bonus in December 2018.

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, 2018, out of the 41 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 83.6% 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 mentioned Sustainable Management Policy, other standards related to the Company's commitment to sustainable development are included in the corporate website on such themes as Human Rights and Ethics as well as the Sustainability Committee's Internal Charter. The Sustainability Reports are published annually based on Global Reporting Initiative (GRI) recommendations and since 2014 also making use of the International Integrated Reporting Council (IIRC) framework.

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 employee 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

- For the second time, the Company was ranked highly in the "*Exame* Sustainability Guide", sponsored by Editora Abril, and featuring among the most sustainable companies in Brazil in the energy sector.
- The Cultural and Sustainability project was one of the finalists in the first edition of the Brazil SDG Award, promoted by the President of the Republic's Office, National Articulation Secretariat. The award received 729 valid entries. The Culture Centers case study is one of the 39 finalists in the "for-profits organizations" category.
- The Adults and Young People Literacy Project (AJA), sponsored by the Company for the areas surrounding the Campo Largo and Umburanas wind complexes in the state of Bahia, in 2018, concluded its first academic year graduating 118 literate students.
- The Umburanas Wind Complex's Carbon Credit Project (360 MW) was registered in the United Nations UNFCCC Clean Development Mechanism. Under construction in the interior of the state of Bahia, the project will contribute with an annual average reduction in Greenhouse Gas (GHG) emissions of the order of 990,000 tons of CO2.
- The "TransformAction: Transforming the relationship of people with energy" Project was concluded for the catchment areas surrounding the Salto Osório and Salto Santiago hydroelectric power plants. The purpose was to stimulate protagonism among students from schools in the neighboring municipalities, at the same time promoting the Sustainable Development Goals (SDGs) theme. A total of 78 schools in the region registered their SDG projects with 18 finalists.
- In November, a further release of fish was made into the reservoir at the Machadinho Hydroelectric Power Plant. Some 3,000 species of *grumatã* and *piava* were released after breeding in the Fresh Water Fish Farming and Biology Laboratory (LAPAD/UFSC). The juvenile fish were bred through the reproduction of individuals drawn from wildlife matrices caught in the upper reaches of the Uruguay River. Members of the fire department, students from the Dorval Porto Cardoso Municipal Primary School and authorities from the region were present for the fish release.
- Also in November, the Estreito Energia Consortium (Ceste), released more than 250 testudines in the area surrounding the Estreito Hydroelectric Power Plant, ensuring the preservation of the *Tracajá P. Unifilis* and *Tartaruga da Amazônia P. Expansa* species. Students from a public school in Estreito (MA) were invited for the occasion. Since inception in 2012, the program has been instrumental in returning more than 3,100 of the species to nature.

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 and 2018, associating each indicator with GRI Standard recommendations.

Sustainability Indices[1]

Item	Dimension[2]	Index	Material themes	GRI disclosure[3]	4Q18	4Q17	Change	12M18	12M17	Change
1	Quality	Operating plants	- Energy and Climate Change	102-7, EU1	41	31	10	41	31	10
2		Installed capacity		102-7, EU1	9,726	9,589	1.4%	9,726	9,589	1.4%
3		Proprietary capacity		102-7, EU1	8,005	7,868	1.7%	8,005	7,868	1.7%
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	83.6%	84.8%	-1.2 p.p.	83.6%	84.8%	-1.2 p.p.
7		Installed capacity from renewable sources		102-7, EU1	8,869	8,541	3.8%	8,869	8,541	3.8%
8		Installed capacity from renewable sources in relation to the total		102-7, EU1	91.2%	89.1%	2.1 p.p.	91.2%	89.1%	2.1 p.p.
9		Energy generation (GWh)		EU2	12,087	9,244	30.8%	39,340	36,335	8.3%
10		Certified energy generation		102-16, EU6	10,536	8,701	21.1%	34,647	34,602	0.1%
11		Certified energy generation in relation to the total		102-16, EU6	87.2%	94.1%	-7.0 p.p.	88.1%	95.2%	-7.2 p.p.
12		Energy generation from renewable sources (GWh)		EU2	11,233	7,942	41.4%	35,206	32,131	9.6%
13		Energy generation from renewable sources in relation to the total		EU2	92.9%	85.9%	7.0 p.p.	89.5%	88.4%	1.1 p.p.
14		Uptime ratio, excluding scheduled stoppages		EU30	97.0%	97.5%	-0.6 p.p.	97.2%	95.2%	2.0 p.p.
15		Uptime ratio, including scheduled stoppages		EU30	92.5%	92.6%	-0.1 p.p.	91.6%	88.8%	2.8 p.p.
16	Environ-ment and climate change	Saplings donated and planted (sum-total of planted and donated saplings)	- Energy and climate change - Engajament with local comunities and stakeholders - Biodiversity	304-2, 413-1	98,854	105,799	-6.6%	414,883	275,027	50.9%
17		Number of visitors at the plants		413-1	28,862	20,888	38.2%	106,865	84,988	25.7%
18		CO2 Emissions (fossil fuel plants) (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0.961	1.393	-31.0%	0.945	1.112	-15.0%
19		CO2 Emissions from ENGIE Brasil Energia's generation complex(t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0.068	0.149	-54.4%	0.099	0.122	-18.5%
20	Occupatio-nal Heath and Safety (OH&S)	Frequency Rate ("Taxa de Frequência" - TF) own employees[4]	- Health and safety, development and equality - Management of impacts in the productive chain	403-2	0.000	0.000	-	0.000	1.050	↓
21		Severity Rate ("Taxa de Gravidade" - TG) own employees[5]		403-2	0.000	0.000	-	0.000	0.004	↓
22		Frequency Rate ("Taxa de Frequência" - TF) own employees + long term service providers[4]		403-2	2.690	1.050	↑	1.390	1.030	↑
23		Frequency Rate ("Taxa de Frequência" - TF) short term service providers + ongoing constructions[4]		403-2	0.550	0.880	↓	1.640	0.690	↑
24	Social Responsibi-lity[6]	Non-incentivized investments	- Engajament with local comunities and stakeholderss	203-2, 413-1	1,280.7	447.7	186.1%	3,741.3	2,898.1	29.1%
25		Investments through the Infancy and Adolescence Fund (FIA)		203-2, 413-1	623.2	142.5	337.3%	1,837.0	2,022.9	-9.2%
26		Investments through the Culture Incentive Law (Rouanet)		203-2, 413-1	1,310.5	1,088.0	20.4%	8,988.3	9,537.1	-5.8%
27		Investments through the Sport Incentive Law		203-2, 413-1	950.0	984.6	-3.5%	1,430.9	1,895.2	100.0%
28		Investments through National Program of Support to Oncology Care (Pronon)		203-2, 413-1	1,597.0	2,117.2	-24.6%	1,597.0	2,119.0	100.0%
29		Investments through the National Care Support Program for People with Special Needs (Pronas/PCD)		203-2, 413-1	1,607.4	2,707.0	-40.6%	1,607.4	1,383.5	100.0%
30		Investments through the Municipal Fund for the Elderly		203-2, 413-1	738.4	1,555.7	-52.5%	1,430.9	2,423.2	-40.9%

Notas:
1) Additional indices will be available at Sustainability Report, to be published in April (www.engie.com.br/en/investors/financial-information).
2) Reference: ENGIE Sustainable Management Policy.
3) GRI: Global Reporting Initiative, Standars version, and sector supplement version G4.
4) TF = number of occupational accidents for every million hours of exposure to hazards.
5) TG = number of days lost due to occupational accidents for every one thousand hours of exposure to hazards.
6) Amounts in thousands of reais.

CORPORATE GOVERNANCE

ENGIE Brasil Energia's Corporate Bylaws are being permanently adjusted to the new rules and procedures of the B3 Novo Mercado Listing Regulations, the highest corporate governance level of that stock exchange. In addition, the Company is a component of the B3's Corporate Sustainability Stock Index (ISE). ENGIE Brasil Energia's Board of Directors' is made up of nine effective members, one of whom represents the employees. A further two directors are independent. With the exception of the employee representative, all are elected by the shareholders at a General Shareholders Meeting. Permanently installed, the Fiscal Council is totally independent of management and the outside auditor, and is accountable for the supervision of management acts and for examining and opining on the financial statements, for evaluating risk management systems and internal controls as well as proposals to be submitted to the Board of Directors when engaging additional services from the external auditor of the financial statements.

Ethical behavior is one of the Company's corporate values. In this context it has adopted a Code of Ethics – a public document which can be accessed from the corporate website -, as well as having an Ethics Committee responsible for updating the Code and analyzing ethical issues. **In 2013, ENGIE Brasil Energia ratified its adherence to the Business Pact for Integrity and against Corruption,** an Instituto Ethos initiative in parallel with the United Nations Global Compact to which ENGIE S.A. has been a signatory since launch.

In 2017, the Stock Exchange announced new Novo Mercado Regulations. ENGIE Brasil Energia voted in favor of all the modifications proposed to the regulations, viewing them as material to advances in the areas of transparency, equitability, accountability and corporate responsibility applicable to the companies listed in this segment of the market. Companies must implement the new requirements by early 2021, and those superseding rules already in place, will come into effect as from January 2018. The Company views these new requirements as a valuable contribution to its management and governance and is dedicating maximum effort in implementing the changes as soon as possible. A working party was established to address the matter. In 2018, the structure of the Compliance area was established, the statutory reform approved by the Board of Directors, providing for the creation of an Audit Committee, among other changes necessary to comply with the new regulations.

In addition to Novo Mercado regulations, ENGIE Brasil Energia complies with the precepts of the Sarbanes-Oxley act, the purpose of which is to combat unethical conduct and make the financial statements more reliable.

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.

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' shares are also traded on B3's leading stock index – the Bovespa 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 32nd 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 was extended to the ADRs in the same proportion.

Share Performance – EGIE3

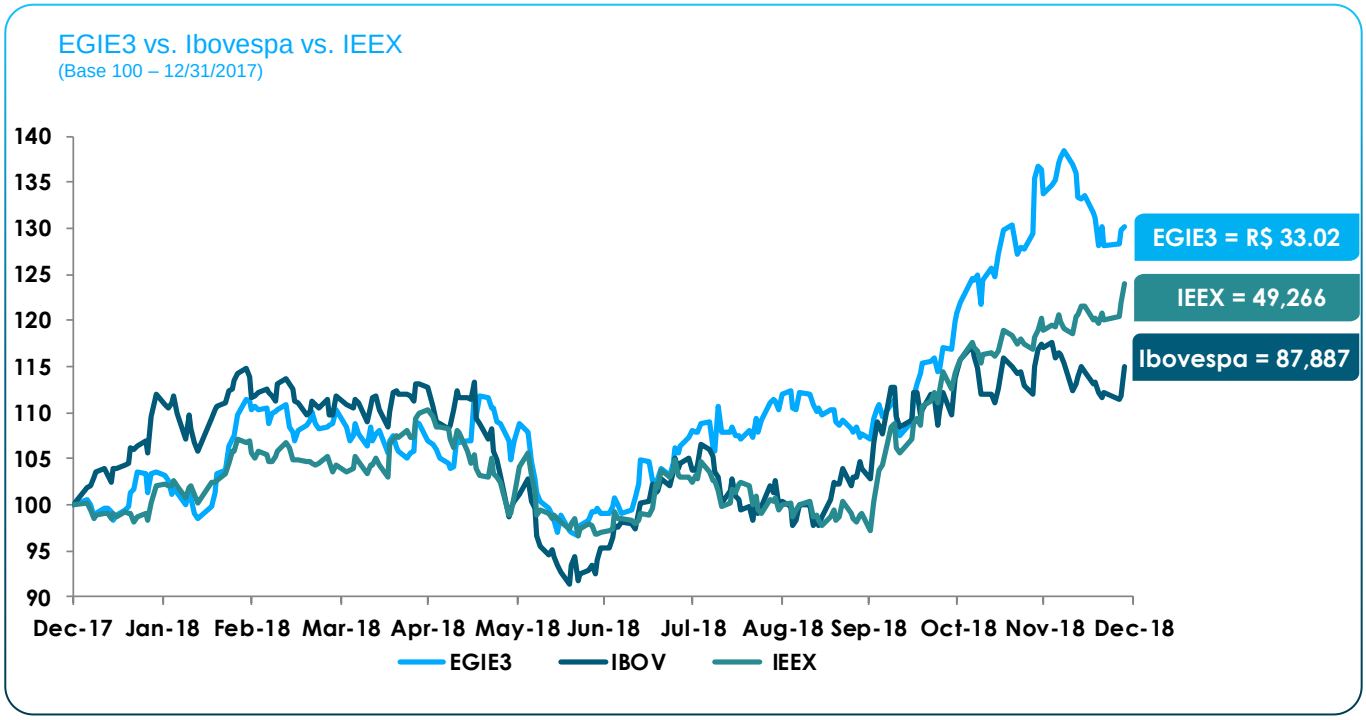
In the fourth quarter 2018, consumer and business confidence improved with a slight acceleration in economic growth. However the fiscal issue continues to retard performance and will be the principal challenge faced by the economic team of the new federal administration. B3's principal stock index, the Ibovespa, closed 4Q18 reporting an appreciation of 10.8%, exceeding 90 thousand points for the first time in its history.

In this scenario, **ENGIE Brasil Energia's equities** reported an **increase of 21.0%** in the final quarter of 2018, considerably exceeding the Ibovespa's performance, albeit slightly below the appreciation in the Electric Energy Stock Index (IEEX), which rose 25.2% in 4Q18.

For the full year of 2018, **EBE's shares appreciated 30.3%,** exceeding results for both the IEEX and Ibovespa, which appreciated 24.0% and 15.0%, respectively in the period.

The closing price for EBE's shares on the last trading day of December 2018 was R$ 33.02/share**, giving the Company a market value of R$ 26.9 billion.**

In 4Q18, EGIE3's average daily trading volume was R$ 49.9 million, 62.8% above the amount recorded in 4Q17, when trading volume was R$ 30.7 million. For the full year 2018, the average daily trading volume was R$ 38.5 million, a growth of 23.9% over 2017, when trading volume reached R$ 31.0 million.



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 20, 2019
Time: 10:00 a.m. (EDT) / 12:00 a.m. (BST)

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), at the Investors section.

A replay will be available from February 20th to 26, 2019. Access by dialing: +55 (11) 3127-4999, code: 63094246 (Portuguese) and 16681398 (English).

Apimec Meeting

São Paulo
Date: February 20, 2019
Time: 9:00 a.m. (Brasília time)
Local: Pullman Vila Olímpia – Rua Olimpíadas, 205

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. Innumerous 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

(In thousands of R$)	31/12/2018	31/12/2017
Current Assets	**4,556,677**	**3,735,779**
Cash and cash equivalents	2,415,792	1,930,070
Accounts receivables from clients	1,181,379	1,058,469
Credit of income tax and social contribution	98,978	12,395
Insurance claim receivable	74,780	22,062
Inventory	125,681	98,249
Unrealized gains on hedging transactions	3,135	3,933
Unrealized gains on trading transactions	116,202	-
Restricted deposits	8,956	15,423
Renegotiation of hydrological risk to appropriate	15,089	26,064
Concession financial assets	277,502	301,904
Non current asset held for sale	13,728	5,569
Other current assets	225,455	261,641
Non Current Assets	**19,178,868**	**15,832,734**
Long Term Assets	**3,230,556**	**2,826,648**
Unrealized gains on hedging transactions	256,464	14,274
Unrealized gains on trading transactions	44,429	-
Restricted deposits	232,450	231,489
Deposits in court	97,721	100,095
Renegotiation of hydrological risk to appropriate	130,776	144,950
Concession financial assets	2,317,608	2,245,463
Other non current assets	151,108	90,377
Investments	**-**	**19,027**
Property, Plant and Equipment	**14,635,467**	**11,678,108**
Intangible	**1,312,845**	**1,308,951**
Total	**23,735,545**	**19,568,513**

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

(In thousands of R$)	31/12/2018	31/12/2017
Current Liabilities	**4,170,261**	**5,676,471**
Suppliers	588,471	617,396
Dividends and interest on shareholder´s equity	2,137,039	1,300,516
Loans and financing	454,513	948,158
Debentures and promissory notes	210,369	2,127,760
Tax and social contribution obligations payable	102,033	181,351
Other fiscal and regulatory obligations	104,410	93,668
Labor obligations	99,572	94,879
Unrealized gains on trading transactions	98,047	-
Concessions payable	84,931	67,051
Provision	8,883	11,651
Obligations related to retirement benefits	35,369	30,683
Other current liabilities	246,624	203,358
Non Current Liabilities	**13,244,707**	**7,057,317**
Loans and financing	5,854,915	2,867,783
Debentures	3,200,437	812,715
Unrealized gains on trading transactions	19,395	-
Concessions payable	2,765,538	2,432,348
Provision	88,977	77,723
Obligations related to retirement benefits	283,765	280,971
Deferred income taxes and social contribution	768,814	507,905
Other non current liabilities	262,866	77,872
Shareholders' Equity	**6,320,577**	**6,834,725**
Share capital	4,902,648	2,829,056
Net income reserves	1,106,277	3,600,738
Adjustment on fixed asset	307,261	400,800
Non controlling interests	4,391	4,131
Total	**23,735,545**	**19,568,513**

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

(In thousands of R$)	4Q18	4Q17	Chg. %	12M18	12M17	Chg. %
Net Operational Revenue	**2,302,321**	**2,067,364**	**11.4**	**8,794,792**	**7,009,957**	**25.5**
Costs of Energy Sold and Services Provided	**(1,326,090)**	**(1,164,528)**	**13.9**	**(4,875,986)**	**(4,003,871)**	**21.8**
Electric power purchases	(701,839)	(506,500)	38.6	(2,324,901)	(1,745,974)	33.2
Transactions in the short term energy market	(68,157)	(66,407)	2.6	(574,092)	(360,168)	59.4
Charges for the use of and connection to the electricity grid	(120,544)	(107,646)	12.0	(461,132)	(423,490)	8.9
Fuel expenses	(944)	(166,218)	-99.4	(152,091)	(454,600)	-66.5
Financial compensation for use of water resources (Royalties)	(35,096)	(28,819)	21.8	(123,197)	(117,298)	5.0
Personnel	(65,937)	(57,255)	15.2	(221,748)	(217,825)	1.8
Materials and third party services	(63,450)	(58,698)	8.1	(203,167)	(206,276)	-1.5
Depreciation and amortization	(171,004)	(166,118)	2.9	(649,627)	(639,899)	1.5
(Accrual) Reversals of operating provisions	(2,463)	14,033	-117.6	(3,715)	239,950	-101.5
Cost of implementing transmission infrastructure	(45,363)	-	-	(45,363)	-	-
Cost of selling photovoltaic solar panels	(20,301)	-	-	(22,766)	-	-
Others	(30,992)	(20,900)	48.3	(94,187)	(78,291)	20.3
Gross Income	**976,231**	**902,836**	**8.1**	**3,918,806**	**3,006,086**	**30.4**
Operating Income (Expenses)	**(73,115)**	**(22,135)**	**230.3**	**(250,724)**	**(153,993)**	**62.8**
Selling, general and administrative expenses	(63,939)	(61,694)	3.6	(207,749)	(195,964)	6.0
Impairment	(6,500)	(18,419)	-64.7	(39,327)	(18,419)	113.5
Result in the sale of investments	-	56,892	-100.0	-	56,892	-100.0
Other operating (expenses) revenues, net	(2,676)	1,086	-346.4	(3,648)	3,498	-204.3
Result of corporate participations	**-**	**(190)**	**0.0**	**(971)**	**(1,883)**	**0.0**
Equity income/(loss)	-	(190)	-100.0	(971)	(1,883)	-48.4
Income Before Financial Result and Taxes	**903,116**	**880,511**	**2.6**	**3,667,111**	**2,850,210**	**28.7**
Net Financial Result	**(161,342)**	**(97,902)**	**64.8**	**(699,295)**	**(226,830)**	**208.3**
Financial income	52,864	59,237	-10.8	154,685	223,483	-30.8
Financial expenses	(214,206)	(157,139)	36.3	(853,980)	(450,313)	89.6
Income Before Taxes	**741,774**	**782,609**	**-5.2**	**2,967,816**	**2,623,380**	**13.1**
Income tax	26,081	(51,975)	-150.2	(455,264)	(436,228)	4.4
Social contribution	(6,293)	(25,964)	-75.8	(197,145)	(182,593)	8.0
Net Income for the Period	**761,562**	**704,670**	**8.1**	**2,315,407**	**2,004,559**	**15.5**
Income allocated to:						
ENGIE Brasil Energia's shareholders	761,281	704,377	8.1	2,314,361	2,003,412	15.5
Non-controlling shareholder of Ibitiúva Bioenergética S.A.	281	293	-4.1	1,046	1,147	-8.8
Number of Ordinary Shares	**815,927,740**	**815,927,740**		**815,927,740**	**815,927,740**	
Net Income per Share	**0.9330**	**0.8633**	**8.1**	**2.8365**	**2.4554**	**15.5**

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

(In thousands of R$)	4Q18	4Q17	12M18	12M17
Cash Flow from Operating Activities				
Income before taxes on income	741,774	782,609	2,967,816	2,623,380
Reconciliation of net income with operating cash flow:				
Depreciation and amortization	173,707	168,524	660,172	648,947
Provision for impairment of assets	6,500	18,419	39,327	18,419
Monetary variation	24,787	41,475	237,060	38,800
Interests	141,479	94,589	532,911	354,199
Accrual (Reversal) of operating provisions	3,296	(14,170)	3,221	(257,636)
Remuneration of concession financial assets	(70,276)	(47,917)	(340,403)	(47,917)
Unrealized gains on trading operations	(43,189)	-	(43,189)	-
Result in the disposal of investments	-	(56,892)	-	(56,892)
Others	14,382	1,704	5,822	4,147
Adjusted Net Income	**992,460**	**988,341**	**4,062,737**	**3,325,447**
Increase (reduction) in assets				
Accounts receivables from clients	(18,606)	(313,043)	(67,831)	(222,910)
Tax credits recoverable	(81,160)	47,238	(84,291)	29,212
Insurance claim receivable	(1,648)	(22,062)	(52,718)	(14,444)
Inventory	(31,315)	7,673	(30,708)	11,499
Deposits in court and restricted deposits	(1,634)	(3,379)	12,156	49,158
Renegotiation of hydrological risk to appropriate	5,602	6,516	25,149	26,065
Financial and concessions assets	19,198	(2,499,450)	246,088	(2,499,450)
Other assets	59,750	45,818	(12,391)	(28,713)
Increase (reduction) in liabilities				
Suppliers	19,693	211,209	(124,518)	225,277
Other fiscal and regulatory obligations	(20,645)	8,520	3,659	(1,597)
Obligations related to retirement benefits	(6,610)	(6,362)	(26,703)	(26,250)
Fuel to pay to the CDE	180,959	-	180,959	-
Other liabilities	(124,728)	(2,909)	32,029	17,093
Cash Generated from Operating Activities	**991,316**	**(1,531,890)**	**4,163,617**	**890,387**
Payment of interests on debt, net of hedge	(196,628)	(61,314)	(485,754)	(243,844)
Payment of income tax and social contribution	(151,349)	(76,163)	(531,157)	(314,741)
Net Cash from Operating Activities	**643,339**	**(1,669,367)**	**3,146,706**	**331,802**
Investments Activities	**(925,100)**	**(1,385,006)**	**(3,212,655)**	**(2,808,980)**
Acquisitions of investments	(1,597)	(20,309)	(18,958)	(45,460)
Used in fixed assets and intangibles	(981,149)	(1,573,361)	(3,305,514)	(2,956,348)
Received on disposal of investments	57,646	212,091	111,817	212,091
Cash and cash equivalents of subsidiaries sold	-	(3,427)	-	(19,263)
Financing Activities	**254,987**	**3,422,926**	**551,671**	**2,591,908**
Loans, financing and debentures contracted	615,584	1,630,539	2,397,050	1,951,482
Debentures and promissory notes contracted	-	2,096,112	2,486,240	2,096,112
Payment of loans and financing, net of hedge	(399,909)	(278,911)	(2,290,194)	(505,399)
Payments of concessions payable	(18,237)	(17,455)	(70,885)	(68,719)
Payments of dividends and interest on shareholders' equity	(22)	(11)	(1,989,966)	(838,621)
Others	57,571	(7,348)	19,426	(42,947)
Increase (Decrease) in Cash and Cash Equivalents	**(26,774)**	**368,553**	**485,722**	**114,730**
Reconciliation of Cash and Cash Equivalents				
Opening balance	2,442,566	1,561,517	1,930,070	1,815,340
Closing balance	2,415,792	1,930,070	2,415,792	1,930,070
Increase (Decrease) in Cash and Cash Equivalents	**(26,774)**	**368,553**	**485,722**	**114,730**
Transactions that do Not Affect Cash and Cash Equivalents				
Capital increase with profit and profit	2,073,592	-	2,073,592	-
Interest on shareholders' equity credited	397,000	424,500	397,000	424,500
Offsetting of income tax and social contribution	(61,093)	15,245	(48,024)	45,367
Measurement of obligations with retirement benefits	6,119	6,970	6,119	6,970
Capitalized interest and monetary variation	82,215	55,590	294,297	169,184
Future expenditures estimate to employ in fixed assets	410	(10,227)	(27,269)	28,960
Supplier's of fixed assets and intangibles	(24,449)	(42,865)	76,100	23,298
Non current assets / liabilities held for sale	-	(1,858)	(48,038)	(1,858)
Amounts to pay related to purchase of investments	-	16,938	-	12,152