

Aquisição de participação na TAG é concluída com sucesso e Usina Termelétrica Pampa Sul entra em operação comercial.

Destaques

- » A ENGIE Brasil Energia (EBE) registrou receita operacional líquida de R\$ 2.176,5 milhões no 2T19, 1,9% (R\$ 41,5 milhões) acima do montante apurado no 2T18.
- » O Ebitda¹ alcançou R\$ 1.052,0 milhões no 2T19, queda de 13,7% (R\$ 166,7 milhões) em comparação ao 2T18. A margem Ebitda foi de 48,3% no 2T19, redução de 8,8 p.p. em relação ao 2T18.
- » O lucro líquido do 2T19 foi de R\$ 385,4 milhões (R\$ 0,4720/ação), valor 34,6% (R\$ 203,8 milhões) abaixo do alcançado no 2T18.
- » 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\$ 189,9/MWh no 2T19, valor 4,8% superior ao registrado no 2T18.
- » A quantidade de energia vendida no 2T19, sem considerar as operações de *trading*, foi de 8.790 GWh (4.025 MW médios), volume 4,1% inferior ao comercializado no 2T18.
- » Em abril de 2019, entraram em operação comercial as últimas quatro centrais eólicas do Conjunto Eólico Umburanas, que agregaram 360 MW de capacidade instalada ao parque gerador da Companhia.
- » A Usina Termelétrica Pampa Sul iniciou a operação comercial de energia no dia 28 de junho. No período de testes, a usina gerou 117 GWh (54 MW médios). Localizado no município de Candiota, no Rio Grande do Sul, o empreendimento conta com 345 MW de capacidade instalada.
- » Em 13 de junho, ocorreu o fechamento financeiro da operação de aquisição, pela Aliança Transportadora de Gás Participações S.A. (Aliança), de participação acionária na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), após o cumprimento de todas as condições precedentes.
- » A EBE fechou parceria com a L'Oréal, que passa a utilizar energia limpa do Conjunto Eólico Trairí em todas as suas unidades no Brasil, de forma a contribuir com a transição energética para uma economia de baixo carbono.
- » Em 15 de julho, foi realizada a 9ª emissão de debêntures simples de infraestrutura, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em quatro séries, no montante total de R\$ 1,6 bilhão.

Evento Subsequente

Florianópolis (SC), 6 de agosto de 2019. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia", "EBE" ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Segundo Trimestre e ao período de seis meses encerrados em 30 de junho de 2019 (2T19, 6M19/1S19). As informações financeiras e operacionais a seguir são apresentadas em base consolidada e estão de acordo com os princípios e as práticas contábeis adotadas no Brasil. Os valores estão expressos em reais (R\$), salvo quando indicado de modo diferente.



Para Divulgação Imediata

Mais informações:

Eduardo Sattamini

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

Rafael Bósio

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

ri.BREnergia@engie.com



Teleconferência com *webcast*

Dia 7/08/2019 às 11:00h
 (horário de Brasília): em português com tradução simultânea para inglês

Mais detalhes na seção Próximo Evento, na página 26.

Visite nosso Website

www.engie.com.br/investidores

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

ENGIE Brasil Energia - Consolidado

(Valores em R\$ milhões)	2T19	2T18	Var.	6M19	6M18	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.176,5	2.135,0	1,9%	4.515,2	4.003,8	12,8%
Resultado do Serviço (EBIT)	848,4	1.039,3	-18,4%	1.865,1	1.914,9	-2,6%
Ebitda ⁽¹⁾	1.052,0	1.218,7	-13,7%	2.264,8	2.263,3	0,1%
Ebitda / ROL - (%) ⁽¹⁾	48,3	57,1	-8,8 p.p.	50,2	56,5	-6,3 p.p.
Lucro Líquido	385,4	589,2	-34,6%	950,9	1.078,5	-11,8%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) ⁽²⁾	30,4	29,4	1,0 p.p.	30,4	29,4	1,0 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) ⁽³⁾	17,5	22,3	-4,8 p.p.	17,5	22,3	-4,8 p.p.
Dívida Líquida ⁽⁴⁾	11.371,2	6.192,2	83,6%	11.371,2	6.192,2	83,6%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) ⁽⁵⁾	4.446	3.429	29,6%	4.859	4.026	20,7%
Energia Vendida (MW médios) ⁽⁶⁾	4.025	4.197	-4,1%	4.107	4.141	-0,8%
Preço Líquido Médio de Venda (R\$/MWh) ⁽⁷⁾	189,87	181,11	4,8%	188,96	179,30	5,4%
Número de Empregados - Total	1.413	1.220	15,8%	1.413	1.220	15,8%
Empregados EBE	1.386	1.171	18,4%	1.386	1.171	18,4%
Empregados em Projetos em Construção	27	49	-44,9%	27	49	-44,9%

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 Jaguará e Miranda).

⁷ Líquido de exportações, impostos sobre a venda e operações de *trading*.



MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

A EBE vem se transformando nos últimos três anos, com foco na transição energética, com a diversificação de seus negócios e busca pela priorização de fontes renováveis de geração de energia. Neste segundo trimestre de 2019 (2T19), mantivemos a consistência na entrega dos passos necessários ao atingimento de nossos objetivos estratégicos. O 2T19 foi particularmente influenciado por alguns eventos sobre os quais já comentamos, e que detalharemos ao longo do relatório.

Do ponto de vista operacional, houve no 2T19 a aplicação do Fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) – *Generation Scaling Factor* (GSF), diferentemente do ocorrido no 1T19, ao longo do qual houve a liquidação de energia secundária a Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) em patamares altos. Além disso, na comparação com o 2T18, houve redução da posição vendedora da Companhia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em virtude da estratégia de alocação dos recursos hídricos, aliada a uma redução de 56,6% no PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste no 2T19.

Do ponto de vista financeiro, para fazer frente à transformação e aceleração do crescimento da EBE, tomamos novas dívidas nos últimos dois anos, que aprimoraram nossa estrutura de capital, mas elevaram o patamar de despesas financeiras. Adicionalmente, foi registrado um evento não-recorrente relacionado ao recebimento de seguros no 2T18, que incorporou cerca de R\$ 70 milhões ao resultado daquele trimestre.

A combinação de todos esses fatores impactou as nossas principais linhas de resultados: atingimos Receita Operacional Líquida (ROL) de R\$ 2,2 bilhões, Ebitda de R\$ 1,1 bilhão e Lucro Líquido de R\$ 385 milhões, com variações de +1,9%, -13,7% e -34,6% respectivamente, em relação ao 2T18. Na comparação semestral, a ROL subiu 12,8% para R\$ 4,5 bilhões, o Ebitda subiu 0,1% para R\$ 2,3 bilhões, e nosso Lucro Líquido caiu 11,8%, totalizando R\$ 951 milhões, pelas mesmas razões.

Em suma, o evento não-recorrente somado à volatilidade da hidrologia e à sazonalização, foram os principais elementos que justificaram a queda do resultado do 2T19.

Para além dos resultados, sustentamos nosso planejamento estratégico com avanços em importantes frentes:

Início das operações no mercado de transporte de gás

- » Conforme já amplamente informado e divulgado pela Companhia, foi finalizada a operação de aquisição da Transportadora Associada de Gás, tendo sido superados todos os passos e ritos necessários, inclusive o fechamento financeiro em 13 de junho. Dessa forma, a partir do 2T19 começamos a reconhecer o resultado proveniente da operação da TAG, marcando definitivamente o início das nossas operações no mercado de transporte de gás.

Início da geração comercial da UTE Pampa Sul

- » É com satisfação que informamos o início da geração comercial da Usina Termelétrica Pampa Sul em 28 de junho, com capacidade instalada de 345 MW – um projeto extremamente desafiador e que demonstrou, mais uma vez, a capacidade de execução de nossos times. A conclusão desta etapa é um passo importante para a continuidade das tratativas de venda, tanto de Pampa Sul, quanto também de Jorge Lacerda, em linha com a estratégia de descarbonização do Grupo.

Conquistas comerciais

- » Destacamos a parceria firmada entre a EBE e a L'Oréal, por meio da qual forneceremos energia limpa gerada pelo Conjunto Eólico Trairí para todas as unidades da empresa no Brasil. Serão sete mil toneladas a menos de emissão de gases de efeito estufa, o equivalente a 43 mil árvores plantadas, reforçando o nosso compromisso conjunto com o desenvolvimento sustentável.
- » Objetivando a intensificação das vendas no mercado de varejo, os esforços para digitalização e automatização das atividades comerciais vêm dando resultado expressivo. Ao final do 2T18, a Companhia possuía em vigor 15 contratos de adesão (criados em contraposição aos contratos customizados), número que subiu para 80 ao final do 2T19, um aumento de 433,3%.

Buscando liderar a transição energética no país para uma matriz limpa e renovável, nos posicionamos como um dos entes centrais da infraestrutura energética brasileira, com movimentos de crescimento e entrada em novos projetos transformacionais e de longo prazo, mirando retornos crescentes e cada vez mais relevantes aos nossos acionistas. Esse sempre foi e será o nosso compromisso.



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

”

Nos posicionamos como um dos entes centrais da infraestrutura energética brasileira, com movimentos de crescimento e entrada em novos projetos transformacionais e de longo prazo.

DETALHAMENTO DOS ATIVOS

Ativos de Geração de Energia

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

Parque Gerador da ENGIE Brasil Energia — em 30 de junho de 2019

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original da Concessão/Autorização	Energia assegurada (MW médios) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia		
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	out/30	564,7
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0	set/28	733,3
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	403,9	jul/32	165,3
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO/MA)	1.087,0	435,6	nov/37	256,9
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.078,0	1.078,0	set/28	502,6
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	ago/33	260,8
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	dez/47	341,0
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguari (MG)	408,0	408,0	dez/47	198,2
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	abr/37	148,2
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	set/28	113,1
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	set/34	133,6
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
Pampa Sul	Termelétrica	Candiota (RS)	345,0	345,0	mar/50	323,5
Total - Termelétricas			1.202,0	1.202,0		973,4
Conjunto Umburanas ²	Eólica	Umburanas (BA)	360,0	360,0	ago/49	213,3
Conjunto Campo Largo ³	Eólica	Umburanas (BA)	326,7	326,7	jul/50	169,6
Conjunto Trairi ⁴	Eólica	Trairi (CE)	212,6	212,6	set/41	102,3
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	14,0
José Gelazio da Rocha	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	24,4	24,4	dez/32	11,9
Nova Aurora	Solar	Tubarão (SC)	3,0	3,0	não aplicável ⁵	0,0
Tubarão	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável ⁵	0,0
Total - Complementares			1.126,9	1.116,8		584,4
Total			10.431,2	8.710,5		4.975,5

¹ Complexo composto por 3 usinas.

² Conjunto composto por 18 centrais eólicas.

³ Conjunto composto por 11 centrais eólicas.

⁴ Conjunto composto por 8 centrais eólicas.

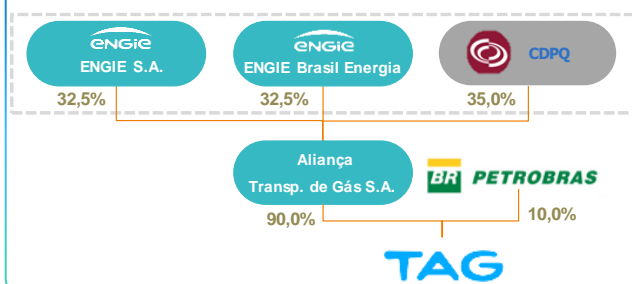
⁵ Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

Ativos de Transporte de Gás

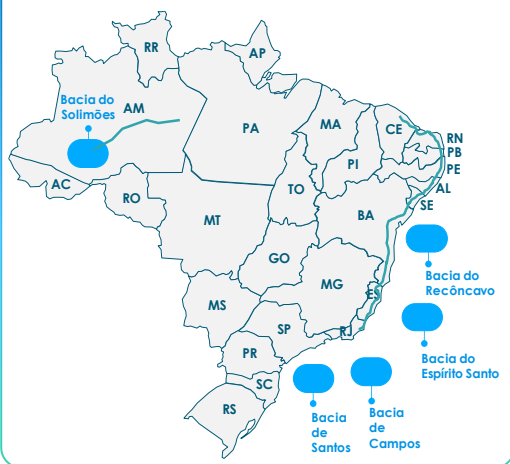
A Companhia concluiu com sucesso a aquisição da Transportadora Associada de Gás (TAG), por meio da controlada em conjunto Aliança Transportadora de Gás Participações S.A. (Aliança), na qual detém participação direta de 32,50% no capital social e, após o fechamento financeiro da operação, em 13 de junho de 2019, passou a deter participação indireta de 29,25% no capital social da TAG.

A TAG é a maior transportadora de gás natural do Brasil, com uma infraestrutura de 4.500 km de gasodutos de alta pressão, que se estende por todo o litoral do Sudeste e Nordeste e mais um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas.

Formação do Consórcio



Localização dos Gasodutos da TAG



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

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

Ainda em linha com a estratégia do Grupo, o investimento não acarreta, para a Companhia, risco de construção e volume (modelo *ship-or-pay*). Após o vencimento dos contratos vigentes, será iniciado um ciclo de revisão tarifária de cinco anos, sob a responsabilidade da Agência Nacional do Petróleo (ANP), que determinará a receita máxima permitida.

A TAG encontra-se significativamente contratada (~98%) no médio e longo prazos, com a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), por meio de contratos vigentes.

Detalhamento dos Contratos

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

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

Geração Solar Distribuída



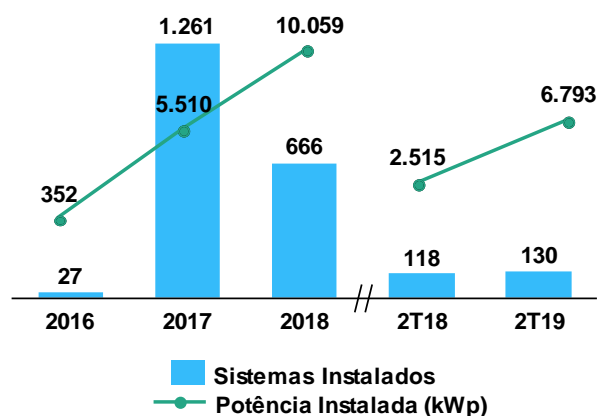
ENGIE Geração Solar Distribuída. A Companhia atua desde 2016 no mercado de geração distribuída, por meio da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD), empresa cuja aquisição da totalidade do capital social foi concluída em agosto de 2018. A ampliação do investimento no segmento de geração solar distribuída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

No 2T19, o Programa Indústria Solar, uma iniciativa da Federação das Indústrias dos estados de Santa Catarina, Mato Grosso e Rio Grande do Sul, atingiu 2.870 inscritos no perfil residencial e 1.001 no perfil industrial, nos três estados. A partir dessa iniciativa foram lançados os programas Unicred Solar e Credifoz Solar – ambos com cooperativas regionais – somando 220 consumidores inscritos ao final do 2T19.



Sistema instalado pela EGSD.

Número de unidades e potência instalada



O segmento B2B (*business-to-business*) fortalece o relacionamento da Companhia com grandes empresas, responsáveis por projetos de maior potência instalada e representou 96,6% da potência comercializada no segundo trimestre. Desse total, 9,9 MWp foram vendidos nas regiões Norte e Nordeste do país, o que corresponde a 43,7% da potência vendida do segmento.

No 2T19, a EGSD implantou um total de 130 sistemas, com capacidade instalada de 6.793 kWp, crescimento de 170,1% quando comparado aos 2.514,8 kWp registrados no 2T18, em 118 sistemas instalados. Desde o início de suas operações, a empresa atingiu um total de 2.199 sistemas, com capacidade instalada de 28.272,5 kWp, com presença em 13 estados brasileiros.

Expansão

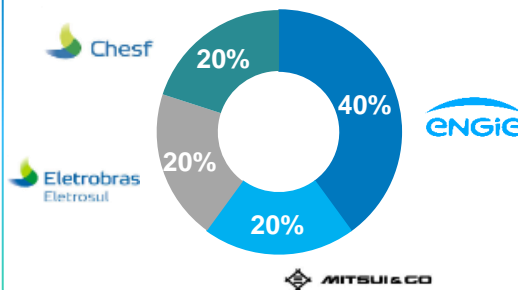


Jirau. A Energia Sustentável do Brasil S.A. (ESBR) é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia.

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

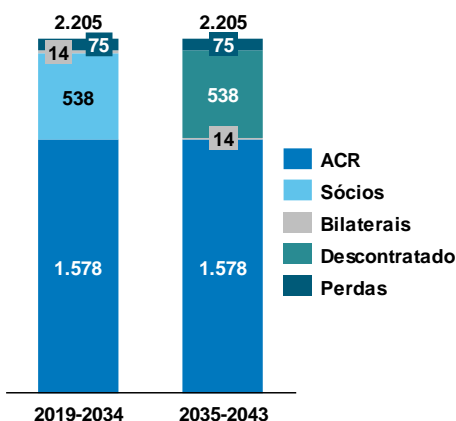
Em maio de 2017, a ENGIE Brasil Participações (EBP) divulgou a contratação do Banco Itaú BBA S.A. para a prestação de serviços de assessoria financeira na preparação de estudo econômico-financeiro para

ESBR - Estrutura Societária



Portfólio de Contratos da ESBR

MW médios



elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia (EBE) de sua participação de 40% na ESBR Participações S.A. (ESBRpar), detentora de 100% do capital social da ESBR, e sua participação de 100% na Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda. A avaliação da transferência foi colocada em espera, aguardando condições mais favoráveis para que as discussões sejam retomadas.

No 2T19, a Usina gerou 3.040,5 MW médios, 21,8% acima dos 2.497,3 MW médios gerados no 2T18, atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 99,1% no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)).

Em maio de 2019, a UHE Jirau bateu recorde de geração mensal de energia desde sua entrada em operação comercial. O montante chegou a 3.397,8 MW médios, 53,9% acima da sua garantia física de 2.207,9 MW médios, representando 5,42% de toda energia gerada no Brasil, no período.



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%.

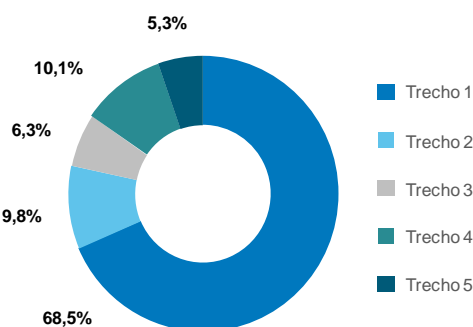
Lote	Localização	RAP Contratada (R\$ milhões)	Capex estimado (R\$ milhões)*
1	Paraná (PR)	231,7	1.700,0
Total		231,7	1.700,0

* Valor em dezembro de 2017



Localização das linhas de transmissão e subestações

Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) (%)



As atividades de execução do projeto executivo seguem em andamento e as atividades de topografia e sondagens estão em fase final. Os subfornecedores dos equipamentos principais já foram definidos e estão em fase de contratação.

Do ponto de vista de licenciamento, todos os estudos ambientais já foram protocolados junto ao Instituto Ambiental do Paraná (IAP), sendo que as vistorias e audiências públicas para licenciamento das linhas de transmissão de 525KV e subestações associadas também foram realizadas. Em paralelo, foi obtida a primeira licença prévia do Projeto Galha Azul, que define as condicionantes para a emissão da licença de instalação. Os estudos arqueológicos continuam em andamento.

Quanto às atividades fundiárias, cerca de 65% das propriedades já foram avaliadas de forma a permitir negociações amigáveis com os proprietários ou o ajustamento das ações de instituição da faixa de servidão.

Projeto em Construção

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original da Concessão/Autorização	Energia assegurada (MW médios) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia		
Conjunto Campo Largo - Fase II	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	361,2	361,2	-	202,6
Total			361,2	361,2		202,6



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 202,6 MW médios de energia assegurada, com investimento aproximado de R\$ 1,6 bilhão. A entrada em operação completa está prevista para o início de 2021.



Terraplanagem do Conjunto Eólico Campo Largo II

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

No segundo trimestre de 2019, a EBE assinou os contratos com os fornecedores para as obras civis e eletromecânicas.

Em junho, foram emitidas, pelo Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (Inema), as primeiras licenças para início da implantação do Conjunto Eólico. Com isso, foram iniciadas as atividades de topografia, sondagem e supressão vegetal nas áreas dos acessos internos aos parques.

Projetos em Desenvolvimento

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



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



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



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



Conjunto Eólico Umburanas – Bahia (Fase II). A Segunda Fase conta com licenciamento ambiental regularizado e será futuramente desenvolvida pela EBE ao lado do Conjunto Eólico Campo Largo, capturando sinergias durante a implantação e operação comercial. O projeto está com toda a documentação necessária para participar dos leilões de energia, incluindo o A-6 agendado para esse ano. A exemplo do Conjunto Eólico Santo Agostinho, Umburanas II também teve a capacidade nominal dos aerogeradores revista, passando sua **capacidade instalada total para 300 MW.**



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



Conjunto Fotovoltaico Assú. Localizado no município de Assú (RN), terá **capacidade instalada total aproximada de 150 MW.** O Conjunto conta com cinco projetos, no qual um deles, a Central Fotovoltaica Assú V, entrou em operação comercial em dezembro de 2017, 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 MW.** 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.

DESEMPENHO OPERACIONAL

Disponibilidade do Parque Gerador de Energia

No 2T19, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de **97,3%**, **desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 99,3% nas usinas hidrelétricas, 83,4% nas termelétricas e 93,1% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.

Considerando todas as paradas programadas, a disponibilidade interna global no 2T19 foi de 89,7%, sendo 91,1% nas usinas hidrelétricas, 77,5% nas termelétricas e 89,2% nas usinas de fontes complementares.

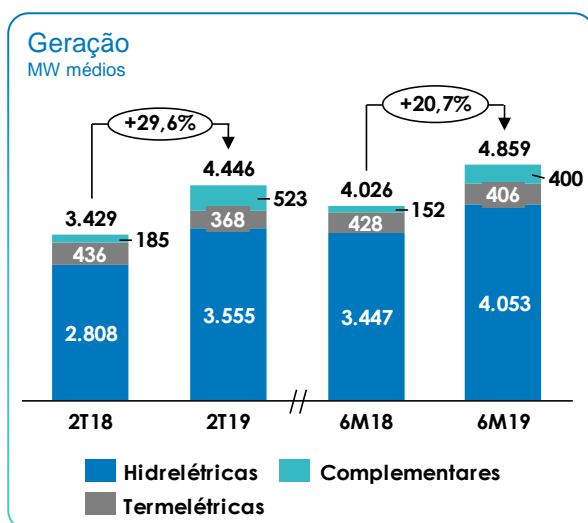
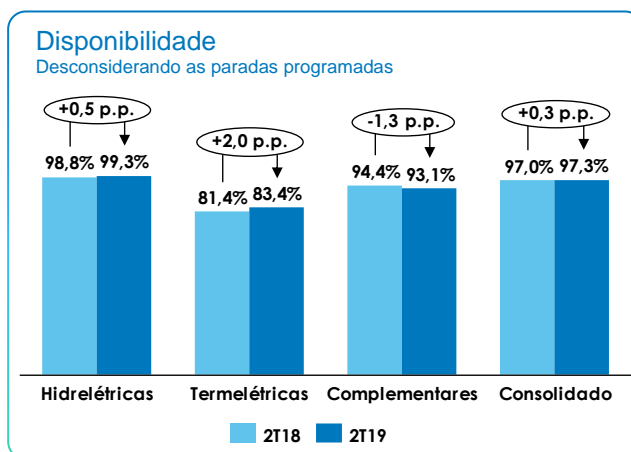
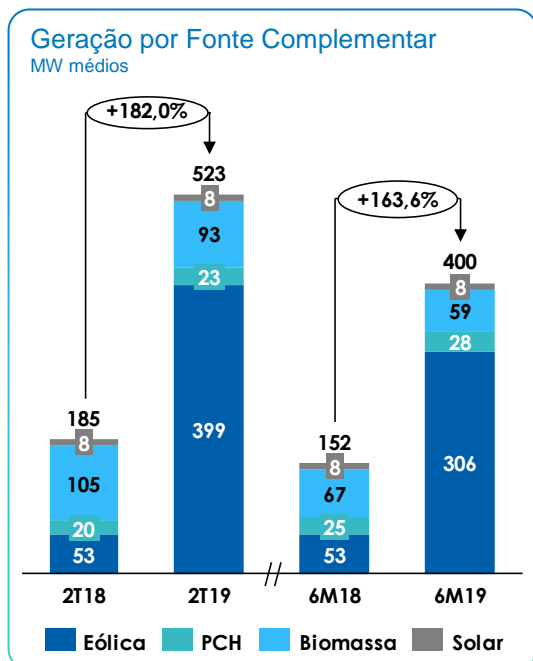
A disponibilidade das usinas hidrelétricas, no trimestre em análise, teve um ligeiro aumento (0,5 p.p.), apesar das obras de modernização da Unidade Geradora 5 da Usina Hidrelétrica Salto Osório.

Em relação às usinas termelétricas, o aumento no índice de disponibilidade em relação ao 2T18 (2,0 p.p.) foi decorrente da inexistência de manutenções programadas de grande monta no 2T19.

Já nas usinas complementares, a redução no índice de disponibilidade (-1,3 p.p.) em relação ao 2T18 deve-se, principalmente, à entrada em operação comercial dos Conjuntos Eólicos Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I, os quais apresentaram indisponibilidades pontuais típicas relacionadas ao período inicial de operação.

Produção de Energia

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 9.709 GWh (4.446 MW médios) no 2T19, resultado **29,6% superior** à produção do 2T18. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 7.764 GWh (3.555 MW médios); as termelétricas, por 804 GWh (368 MW médios); e as complementares, por 1.141 GWh (523 MW médios). Esses resultados representam, respectivamente, aumentos de 26,6% e 182,0% na geração das usinas hidrelétricas e complementares e uma redução de 15,7% na geração das termelétricas, em comparação ao 2T18.



O aumento na geração total das usinas hidrelétricas no 2T19, em comparação ao 2T18, se deve, principalmente, às condições hidrológicas mais favoráveis no período nas bacias hidrográficas onde localizam-se as usinas da Companhia. Além disso, a carga global do Sistema Interligado Nacional (SIN), apresentou-se 2,63% mais elevada quando comparada ao 2T18.

Em contrapartida, esse aumento da geração hidrelétrica no SIN proporcionou na redução no Custo Marginal da Operação (CMO) e, conseqüentemente, ocasionou a redução da geração das termelétricas da Companhia, principalmente no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, devido ao baixo despacho por ordem de mérito de custo de suas unidades geradoras, quando comparado ao 2T18.

Destaca-se o início de operação comercial da Usina Termelétrica Pampa Sul, em 28 de junho de 2019, que obteve uma geração de 117 GWh (54 MW médios) durante o seu período de testes.

Já o grande aumento na geração das usinas complementares, deve-se ao início da operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I e do Conjunto Eólico Umburanas – Fase I.

Cumpra destacar que um aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria de seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, uma redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos hidrológicos inerentes à geração hidrelétrica entre seus participantes.

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

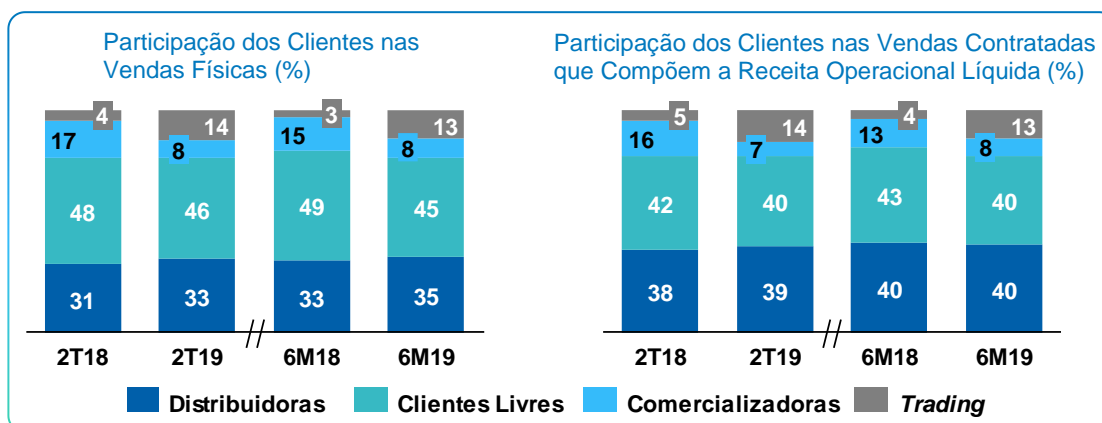
Transporte de Gás

No 2T19, a operação da Transportadora Associada de Gás, a contar da data de fechamento da operação de aquisição, foi de 18 dias. Nesse período, o volume médio de gás transportado foi de 37,9 milhões de m³/dia.

Portfólio de Venda de Energia Elétrica

No 2T19, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia alcançou 45,8% do total das vendas físicas e 40,4% do total da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), redução de 2,4 p.p. e 1,5 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior.

A redução da participação das comercializadoras nas vendas físicas e na receita operacional líquida, no 2T19 em comparação com o mesmo trimestre de 2018, ocorreu, essencialmente, da redução de consumo de clientes industriais.



Estratégia de Comercialização de Energia Elétrica

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano, de forma a mitigar o risco de ficar exposta ao preço *spot* (Preço de Liquidação das Diferenças — PLD) daquele ano. As vendas são feitas dentro das “janelas” de oportunidade que se apresentam quando o mercado revela maior propensão de compra. De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em **30 de junho de 2019**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

Balanço de Energia

(em MW médios)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024				
Recursos Próprios	4.536	4.695	4.860	4.919	4.917	4.918	Preço Bruto	Data de	Preço Bruto	Preço Líquido de
+ Compras para Revenda	1.498	907	497	428	355	176	no Leilão	Referência	Corrigido	PIS/COFINS/P&D
= Recursos Totais (A)	6.034	5.602	5.357	5.347	5.272	5.094	(R\$/MWh)		(R\$/MWh)	(R\$/MWh)
Vendas Leilões do Governo ¹	1.970	2.013	2.013	2.013	2.013	2.008				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	231,9	208,3
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	255,0	229,1
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	265,7	238,7
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	239,4	215,1
2014-EE-2014-06	98	-	-	-	-	-	270,7	mai-14	359,2	322,7
Proinfa	19	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	286,6	276,2
1º Leilão de Reserva	14	14	14	14	14	14	158,1	ago-08	284,7	274,3
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva / GD)	17	14	14	14	14	9	-	-	261,3	251,7
2014-EN-2019-25	151	295	295	295	295	295	183,5	mar-14	247,7	222,5
2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	261,0	251,5
2014-EN-2019-20	83	83	83	83	83	83	139,3	nov-14	176,4	160,1
2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	223,5	202,8
8º Leilão de Reserva	9	9	9	9	9	9	303,0	nov-15	347,5	315,3
2014-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	176,7	160,4
Vendas Reguladas - Cotas										
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	239	239	239	239	239	239	-	jul-17	138,5	132,1
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	139	139	139	139	139	139	-	jul-17	158,8	151,5
+ Vendas Bilaterais	3.408	3.177	2.860	2.512	1.826	1.082				
= Vendas Totais (B)	5.378	5.190	4.873	4.525	3.839	3.090				
Saldo (A - B)	656	412	484	822	1.433	2.004				
Preço médio de venda (R\$/MWh) (líquido) ^{2,3}	188,9	188,1	187,6							
Preço médio de compra (R\$/MWh) (líquido) ⁴ :	182,5	176,1	176,9							

¹ XXXX-YY-YYYY-ZZ, onde:

XXXX → ano de realização do leilão

YY → EE = energia existente ou EN = energia nova

YYYY → 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 Jaguará 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.

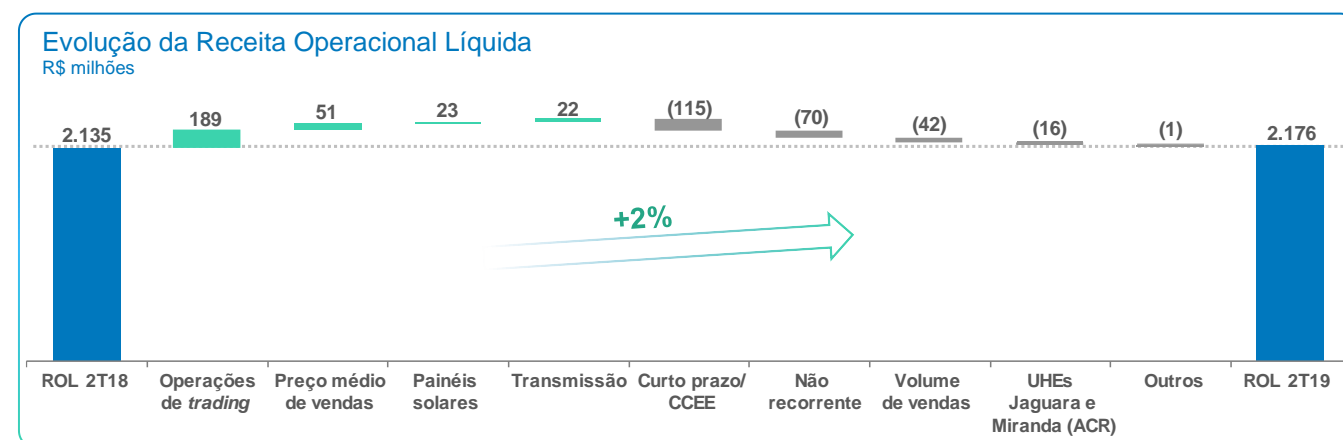
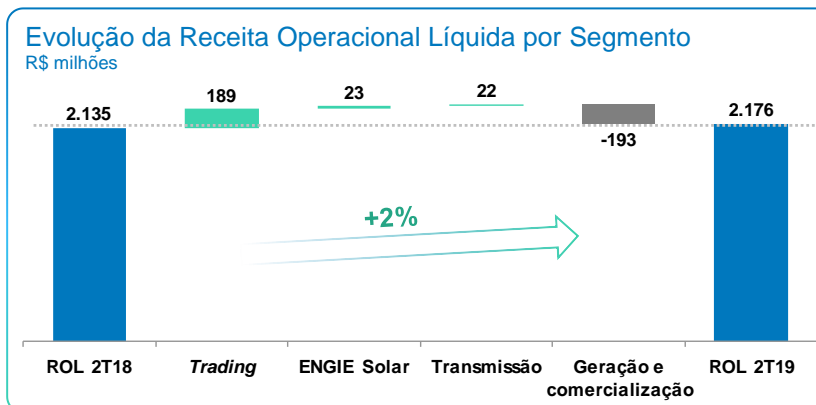
- A Aneel concedeu anuência à repactuação do risco hidrológico aos contratos da Companhia negociados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Informações adicionais podem ser encontradas nas demonstrações financeiras de 2015.

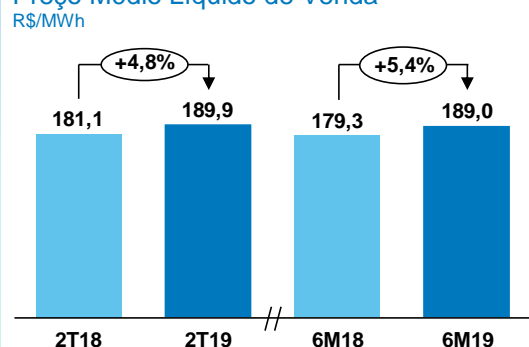
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Receita Operacional Líquida

No 2T19, a receita operacional líquida apresentou aumento de 1,9% (R\$ 41,5 milhões) quando comparada ao 2T18, passando de R\$ 2.135,0 milhões para R\$ 2.176,5 milhões. Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores: (i) R\$ 192,9 milhões (9,4%) de decréscimo no segmento de geração e comercialização de energia elétrica para atendimento do portfólio da Companhia, dos quais (i.i) R\$ 115,1 milhões de redução nas transações realizadas no mercado de curto prazo; (i.ii) R\$ 69,6 milhões de redução de receitas não recorrentes, reconhecidas no 2T18, relativas à recomposição de receita decorrente de direito à indenização por interrupção de negócios, motivada por sinistro na Usina Termelétrica Jorge Lacerda A, e de cobrança de multa contratual de fornecedor, resultante de atraso parcial em obra de modernização de uma das máquinas da Usina Hidrelétrica Salto Santiago; (i.iii) R\$ 42,3 milhões são decorrentes de menor quantidade de energia vendida; (i.iv) R\$ 15,6 milhões de redução na remuneração dos ativos financeiros relativos à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda; (i.v) R\$ 1,4 milhão de decréscimo de outras receitas operacionais; e (i.vi) R\$ 51,1 milhões correspondentes ao aumento do preço médio líquido de venda; (ii) R\$ 188,7 milhões de elevação decorrentes das operações de *trading* de energia; (iii) R\$ 23,3 milhões relativos ao reconhecimento da receita de venda e instalação de painéis solares fotovoltaicos, por meio da controlada ENGIE Geração Solar Distribuída (ENGIE Solar), cujo controle foi adquirido em agosto de 2018, quando passou a ser consolidada pela Companhia; e (iv) R\$ 22,4 milhões relacionados ao segmento de transmissão, sendo (iv.i) R\$ 20,0 milhões referentes à receita de construção da infraestrutura da Linha de Transmissão Gralha Azul; e (iv.ii) R\$ 2,4 milhões referentes à remuneração do ativo financeiro.



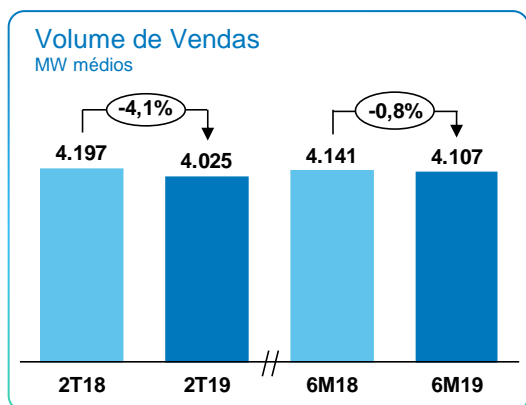
Preço Médio Líquido de Venda*



➤ Preço Médio Líquido de Venda

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita, atingiu R\$ 189,87/MWh no 2T19, 4,8% superior ao obtido no 2T18, cujo valor foi de R\$ 181,11/MWh. Esses preços não incluem as operações de *trading* que a Companhia passou a realizar a partir de janeiro de 2018, as quais estão apresentadas a seguir, em item específico. A elevação do preço ocorreu, substancialmente, da correção monetária dos contratos vigentes.

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



➤ Volume de Vendas

A quantidade de energia vendida em contratos passou de 9.166 GWh (4.197 MW médios) no 2T18 para **8.790 GWh (4.025 MW médios) no 2T19**, uma redução de 376 GWh (172 MW médios), ou 4,1%, entre os períodos comparados. Esses volumes não incluem as operações de *trading* de energia, as quais estão apresentadas a seguir, em item específico.

A redução no volume de vendas é resultado, substancialmente, da retração observada no segmento de comercializadoras, motivada pela diminuição da demanda de energia elétrica ocorrida em âmbito nacional, parcialmente atenuada pela elevação das vendas para distribuidoras, decorrente do início do atendimento a leilões de energia nova no 1T19.

Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

➤ Geração e Comercialização de Energia

➤ Receita de Venda de Energia Elétrica

• Distribuidoras:

A receita de venda a distribuidoras alcançou R\$ 756,7 milhões no 2T19, montante **15,7% superior** aos R\$ 654,1 milhões auferidos no 2T18. A variação foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) R\$ 90,9 milhões – aumento de 403 GWh (185 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) R\$ 11,7 milhões – elevação de 1,8% no preço médio líquido de venda.

O aumento no volume de vendas decorreu, substancialmente, do início do suprimento relativo aos leilões de energia nova pela Usina Termelétrica Ferrari e pelas centrais eólicas pertencentes aos Conjuntos Eólicos Campo Largo – Fase I, Umbranas – Fase I e Trairí, que destinaram sua energia ao mercado regulado a partir do 1T19. O acréscimo no preço é motivado pela correção monetária dos contratos vigentes, parcialmente suavizado pelo menor preço médio dos leilões, cujo suprimento teve início no 1T19.

• Comercializadoras:

No 2T19, a receita de venda a comercializadoras foi de R\$ 131,3 milhões, **52,5% inferior** à receita auferida no 2T18, que foi de R\$ 276,7 milhões. Essa redução resultou da combinação dos seguintes aspectos: (i) R\$ 139,8 milhões – redução de 819 GWh (375 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R\$ 5,6 milhões – decréscimo de 2,0% no preço médio líquido de vendas.

O decréscimo da quantidade entre os períodos analisados decorreu, principalmente, da redução de consumo de clientes industriais que compravam energia por meio de comercializadoras. A redução do preço ocorreu, basicamente, devido aos contratos finalizados com preços superiores à média dos novos contratos ou dos contratos vigentes.

• Consumidores Livres:

A receita de venda a consumidores livres aumentou **7,1%** entre os trimestres em análise, passando de R\$ 729,2 milhões no 2T18 para R\$ 780,8 milhões no 2T19. Os seguintes eventos contribuíram para esta variação: (i) R\$ 45,0 milhões – acréscimo de 6,2% no preço médio líquido de venda de energia; e (ii) R\$ 6,6 milhões – aumento de 40 GWh (18 MW médios) no volume de energia vendida.

A elevação do preço decorreu, substancialmente, da correção monetária dos contratos vigentes. O aumento na quantidade de energia vendida é reflexo, basicamente, do aumento do volume de vendas à clientes industriais, parte dos quais migraram seu perfil de comercializadoras para consumidores livres, em que pese muitos clientes terem apresentado baixo consumo ante as quantidades contratadas.

➤ Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 2T19, a receita auferida no mercado de curto prazo, em especial no âmbito da CCEE, foi de **R\$ 68,8 milhões**, enquanto no 2T18 foi de R\$ 183,9 milhões, o que representa uma redução de R\$ 115,1 milhões entre os trimestres comparados (62,6%). Esses valores não incluem as transações no mercado de curto prazo relacionadas às operações de *trading* de energia, as quais estão apresentadas a seguir, em item específico. Mais explicações sobre tais operações e acerca da variação podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

➤ Remuneração dos Ativos Financeiros de Concessões

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

A remuneração dos ativos financeiros de concessões passou de R\$ 105,2 milhões, no 2T18, para R\$ 89,6 milhões no 2T19. A variação no saldo é reflexo, substancialmente, dos efeitos da variação monetária nos trimestres em análise, cujo impacto promoveu a redução de R\$ 15,3 milhões. A parcela de Retorno de Bonificação de Outorga (RBO) é atualizada anualmente pelo IPCA, índice que apresentou redução de 1,2 p.p. no 2T19, comparado ao 2T18, passando de 1,9% no 2T18 para 0,7% no 2T19.

➤ Outras receitas

No 2T18, ocorreu o reconhecimento de receitas não recorrentes no montante de R\$ 69,6 milhões fruto de recomposição de receita resultante de: (i) direito à indenização resultante da interrupção de negócios causada pelo sinistro na Usina Termelétrica Jorge Lacerda A, ocorrido em 2017; e (ii) aplicação de multa contratual a fornecedor decorrente de atraso parcial na conclusão de obra de modernização de uma das máquinas da Usina Hidrelétrica Salto Santiago, ocorrido em 2015.

➤ Trading de Energia

➤ Operações de Trading de Energia

A fim de 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 à definição de instrumentos financeiros por valor justo, devido principalmente, ao fato de que não há compromisso de combinar operações de compra e de venda, havendo flexibilidade para gerenciar os contratos para obtenção de resultados por variações de preços no mercado.

A receita de *trading*, resultante da venda de energia auferida entre os trimestres em análise, aumentou R\$ 188,7 milhões (236,2%), passando de R\$ 79,9 milhões no 2T18 para R\$ 268,6 milhões no 2T19. Os seguintes eventos contribuíram para esta variação: (i) R\$ 184,4 milhões – aumento de 968 GWh (442 MW médios) no volume de energia vendida; (ii) R\$ 4,6 milhões – reconhecimento de resultado positivo nas transações realizadas na CCEE no 2T19; e (iii) R\$ 0,3 milhão – redução de 0,4% no preço médio líquido de venda de energia, que atingiu R\$ 190,58/MWh no 2T19, ante R\$ 191,38/MWh no 2T18.

Mais explicações sobre o item (ii) podem ser obtidas em “Detalhamento das operações de curto prazo”.

➤ Transmissão de Energia

➤ Receita de Transmissão

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

As receitas de implementação de infraestrutura de transmissão e de remuneração da infraestrutura de transmissão reconhecidas no 2T19 foram de R\$ 20,0 milhões e R\$ 2,4 milhões, respectivamente.

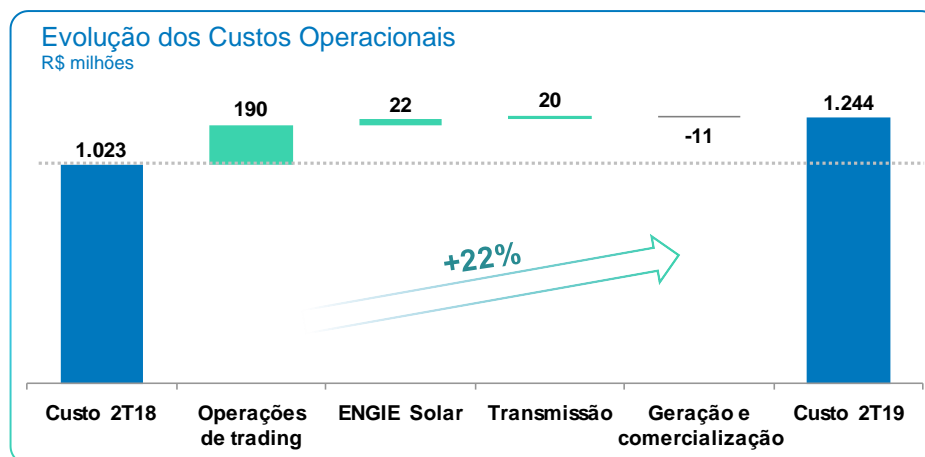
➤ Painéis Solares

➤ Receita de Venda de Painéis Solares

No 2T19, a Companhia reconheceu R\$ 23,3 milhões relativos à receita de venda e instalação de painéis solares fotovoltaicos, por meio da controlada ENGIE Geração Solar Distribuída (ENGIE Solar), cujo controle foi adquirido em agosto de 2018, data na qual a controlada passou a ser consolidada pela Companhia.

Custos Operacionais

Os custos operacionais foram elevados em R\$ 220,8 milhões (21,6%), entre os trimestres comparados, passando de R\$ 1.023,1 milhões no 2T18 para R\$ 1.243,9 milhões no 2T19. Esta variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores: (i) aumento de R\$ 190,0 milhões nos custos de operações de *trading*; (ii) redução de R\$ 11,1 milhões (1,2%) em relação ao 2T18, nos custos do segmento de geração e comercialização para atendimento do portfólio da Companhia; (iii) reconhecimento de R\$ 22,4 milhões de custos de venda e instalação de painéis fotovoltaicos apurados pela ENGIE Solar; e (iv) reconhecimento de R\$ 19,5 milhões de custos no segmento de transmissão.



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

» **Compras de energia:** elevação de R\$ 104,2 milhões (19,5%) entre os trimestres em análise, decorrente da combinação dos seguintes itens: (i) incremento de R\$ 191,7 milhões no 2T19, em comparação ao mesmo trimestre de 2018, das operações de *trading* de energia, reflexo, sobretudo, do seguinte: (i.i) R\$ 186,6 milhões – acréscimo de 998 GWh (457 MW médios) nas compras destinadas para operações de *trading*; (i.ii) R\$ 7,1 milhões – reconhecimento no 2T19 de perdas não realizadas decorrentes da marcação a mercado – diferença entre os preços contratados e os de mercado – das operações líquidas contratadas em aberto em 30 de junho de 2019; e (i.iii) R\$ 2,0 milhões – redução de 2,6% no preço médio líquido de compras nas operações de *trading*; e (ii) redução de R\$ 87,5 milhões nas operações de gestão de portfólio de energia, em razão do que segue: (ii.i) R\$ 142,1 milhões – decréscimo de 754 GWh (345 MW médios) nas compras para a gestão do portfólio da Companhia; e (ii.ii) R\$ 54,6 milhões – acréscimo de 11,9% no preço líquido de compras nas operações realizadas para portfólio.

O acréscimo do preço médio líquido de compras entre os períodos analisados decorreu, substancialmente, de novas contratações com valores superiores aos preços médios de contratos vigentes.

» **Transações no mercado de energia de curto prazo:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram superiores em R\$ 30,1 milhões (155,3%), sendo (i) aumento de R\$ 31,8 milhões referentes ao segmento de geração e comercialização; e (ii) redução de R\$ 1,7 milhão referente às transações de *trading* de energia liquidadas na CCEE. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

» **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R\$ 11,3 milhões (10,1%) entre os trimestres em análise, decorrente, sobretudo, da entrada em operação comercial dos 11 parques eólicos do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I no segundo semestre de 2018 e dos 18 parques eólicos do Conjunto Eólico Umburanas – Fase I no primeiro semestre de 2019. Adicionalmente, no 2T19 foram reconhecidos encargos na Usina Termelétrica Pampa Sul, a qual entrou em operação comercial em junho de 2019.

Desconsiderando os efeitos citados, houve aumento de R\$ 1,3 milhão (1,2%) no 2T19 em comparação ao mesmo período de 2018, reflexo, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição.

» **Combustíveis para produção de energia elétrica:** decréscimo de R\$ 18,9 milhões (49,7%) na comparação entre o 2T19 e o mesmo trimestre de 2018, devido, basicamente, ao reconhecimento, no 2T18, de R\$ 18,0 milhões referentes ao acordo judicial com o fornecedor de gás natural, em ação na qual se discutia a diferença do combustível fornecido no período entre setembro de 2014 e junho 2017, e ao decréscimo no volume de geração termelétrica observado entre os períodos, parcialmente suavizados pelo reajuste anual do custo com combustíveis.

» **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (Royalties):** acréscimo de R\$ 6,8 milhões (32,7%) entre os trimestres comparados, refletindo, principalmente, a maior geração das usinas hidrelétricas nos períodos analisados e o reajuste de 4,5% da Tarifa Atualizada de Referência (TAR) em 2019.

» **Pessoal:** elevação de R\$ 10,0 milhões (18,2%) no 2T19, em relação ao mesmo trimestre de 2018, resultante, substancialmente, do reajuste anual da remuneração dos colaboradores e de novas contratações, em razão da expansão do parque gerador da Companhia, bem como da absorção do quadro funcional da ENGIE Solar, adquirida integralmente em agosto 2018, cujo custo de pessoal foi de R\$ 2,3 milhões no 2T19.

Desconsiderando o efeito da ENGIE Solar, o aumento foi de R\$ 7,7 milhões (14,0%) no 2T19, em comparação ao 2T18.

» **Material e serviços de terceiros:** elevação de R\$ 6,1 milhões (11,5%) no 2T19, em relação ao mesmo trimestre de 2018, resultante, substancialmente, de (i) acréscimo nos custos de operação e manutenção decorrente, principalmente, de novos contratos oriundos da entrada em operação dos Conjuntos Eólicos Umburanas – Fase I e Campo Largo – Fase I; e (ii) acréscimo de R\$ 4,7 milhões proveniente da ENGIE Solar.

Desconsiderando o efeito da ENGIE Solar, o crescimento foi de R\$ 1,4 milhão (2,6%) no 2T19, frente ao 2T18.

- » **Depreciação e amortização:** aumento de R\$ 45,2 milhões (29,3%) entre os trimestres comparados, em decorrência, sobretudo, das entradas em operação comercial do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I, no segundo semestre de 2018, do Conjunto Eólico Umburanas – Fase I, no primeiro quadrimestre de 2019 e das manutenções realizadas no parque gerador da Companhia entre o segundo semestre de 2018 e primeiro semestre de 2019.
- » **Seguros:** aumento de R\$ 10,4 milhões (102,5%) nos trimestres comparados, em decorrência da renovação da apólice de riscos operacionais em junho de 2018, com aumento de prêmio motivado, substancialmente, pela reavaliação de riscos em razão de sinistros ocorridos em 2017, na Usina Termelétrica Jorge Lacerda, e em 2018, na Usina Hidrelétrica Jaguará.
- » **Provisões operacionais líquidas:** efeito positivo no resultado do período de R\$ 14,8 milhões (127,3%) entre os trimestres comparados, em decorrência, substancialmente, dos seguintes efeitos: (i) provisões registradas no 2T18 referente a perdas para redução do estoque a valor de mercado da UTE William Arjona e; (ii) reversão de provisões no 2T19 para desmobilização de Charqueadas.
- » **Custo de implementação de infraestrutura de transmissão:** reconhecimento de R\$ 19,5 milhões no 2T19 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 dos painéis solares fotovoltaicos vendidos:** reconhecimento de R\$ 14,9 milhões no 2T19 referente aos custos relacionados às vendas de painéis solares fotovoltaicos, por meio da controlada ENGIE Solar, 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 2T19 e no 2T18, os resultados líquidos (diferença entre receitas e custos – deduzidos dos tributos) decorrentes de transações de curto prazo – em especial as realizadas no âmbito da CCEE –, foram positivos em R\$ 23,9 milhões e R\$ 164,5 milhões, respectivamente. O montante representa **uma redução de R\$ 140,6 milhões entre os períodos comparados**, sendo um efeito negativo de R\$ 146,9 milhões no resultado das transações no segmento de geração e comercialização e um efeito positivo de R\$ 6,3 milhões no resultado das transações de *trading*.

Essa variação é consequência, fundamentalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) redução da posição vendedora na CCEE, em virtude da estratégia de alocação dos recursos hídricos, aliada à ativa gestão do portfólio; (ii) menor impacto do Fator de Ajuste do MRE – GSF – já deduzido dos efeitos da repactuação do risco hidrológico; (iii) efeito negativo proveniente da diferença de preços entre os submercados Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste nos trimestres em análise; e (iv) aumento da receita no MRE.

Em dezembro de 2018, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2019 em R\$ 513,89/MWh e R\$ 42,35/MWh, respectivamente. Na comparação entre os trimestres, o PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste reduziu 56,6%, passando de R\$ 302,68/MWh no 2T18 para R\$ 131,37/MWh no 2T19. Adicionalmente, o PLD do submercado Norte reduziu 73,7%, passando de R\$ 217,52/MWh no 2T18 para R\$ 57,27/MWh no 2T19, e o PLD médio do submercado Nordeste reduziu de R\$ 254,06/MWh no 2T18 para R\$ 57,27/MWh no 2T19, ou seja, 77,5%.

Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas com vendas, gerais e administrativas aumentaram R\$ 7,2 milhões (14,3%) nos trimestres em análise, em razão, substancialmente, de (i) acréscimo de R\$ 3,2 milhões nas despesas com pessoal, motivado pelo reajuste anual da remuneração dos colaboradores e de novas contratações, dos quais R\$ 0,7 milhão é oriundo da ENGIE Solar; (ii) acréscimo de R\$ 2,8 milhões nas despesas com serviços de terceiros, sendo R\$ 0,6 milhão da ENGIE Solar. Os acréscimos mencionados foram parcialmente atenuados pelos seguintes efeitos: (i) redução de R\$ 0,5 milhão nas despesas com materiais; e (ii) redução de R\$ 0,5 milhão nas provisões operacionais.

Desconsiderando o efeito da ENGIE Solar, o aumento foi de R\$ 5,6 milhões (11,3%) no 2T19, em comparação ao 2T18.

O acréscimo nas despesas com vendas, gerais e administrativas é consequência, substancialmente, (i) do crescimento da capacidade operacional da Companhia, com acréscimo de 13,0% na capacidade instalada entre o 2T18 e o 2T19; (ii) da nova dinâmica do mercado, pautada na transição energética e na ampliação do acesso ao mercado livre; e (iii) dos efeitos da inflação nos contratos vigentes e nas despesas com pessoal entre os períodos analisados. Esses efeitos são parcialmente atenuados, por reduções em determinadas despesas comentadas acima, tendo em vista que a Companhia envida esforços para buscar a otimização das despesas.

Resultado de participações societárias

Em 13 de junho de 2019, a controlada em conjunto Aliança Transportadora de Gás S.A. adquiriu 90% de participação societária na Transportadora Associada de Gás S.A. A Companhia possui 32,5% de participação societária direta na controlada em conjunto, Aliança, e, portanto, 29,25% de participação societária indireta na TAG.

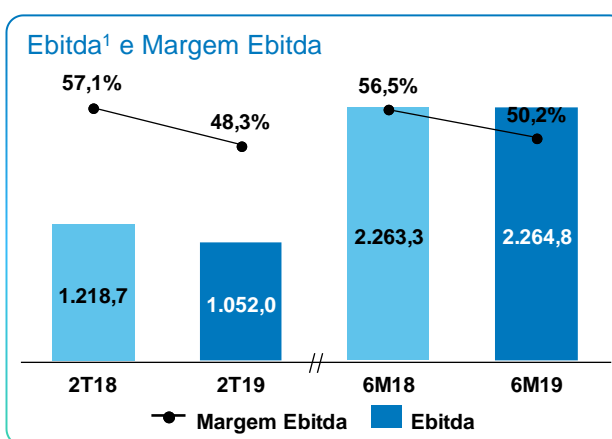
No 2T19, a Companhia reconheceu resultado negativo de equivalência patrimonial na controlada em conjunto, Aliança, no montante de R\$ 26,8 milhões. Este resultado é consequência, substancialmente, da combinação dos seguintes efeitos: (i) despesas não recorrentes de R\$ 44,7 milhões na Aliança referentes a assessorias financeira, jurídica, tributária, societária, regulatória, entre outras, vinculadas ao desenvolvimento do projeto de aquisição da TAG; (ii) resultado financeiro positivo na Aliança de R\$ 13,9 milhões, oriundo substancialmente, da variação cambial de dívidas em moeda estrangeira, com impacto positivo de R\$ 37,2 milhões, atenuada pelos encargos da dívida, com efeito negativo de R\$ 23,3 milhões; (iii) tributos e despesas gerais e administrativas da Aliança de R\$ 13,6 milhões; e (iv) resultado positivo de participação acionária no resultado da TAG no período de 13 de junho (data da aquisição da empresa) a 30 de junho de 2019, no montante de R\$ 14,6 milhões. Esse resultado contempla a equivalência patrimonial sobre os custos não recorrentes incorridos com a liquidação antecipada de dívida pela TAG, no montante de R\$ 17,8 milhões.

Desconsiderando os efeitos não recorrentes acima mencionados, o resultado de participações societárias no 2T19 seria positivo, no montante de R\$ 35,7 milhões.

Ebitda e Margem Ebitda

Como reflexo dos efeitos mencionados anteriormente, **o Ebitda do 2T19 foi de R\$ 1.052,0 milhões**, isto é, 13,7% ou R\$ 166,7 milhões abaixo do apurado no 2T18, que foi de R\$ 1.218,7 milhões. A variação é consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) redução de R\$ 87,5 milhões referentes às compras de energia para a gestão do portfólio da Companhia; (ii) R\$ 51,1 milhões em razão de aumento do preço médio líquido de venda, desconsiderando as operações de *trading*; (iii) R\$ 18,9 milhões motivados pela redução nos custos com combustíveis; (iv) redução de R\$ 14,8 milhões nos custos com provisões operacionais; (v) redução de R\$ 6,8 milhões dos demais custos e despesas operacionais; e (vi) R\$ 5,8 milhões oriundos do resultado positivo líquido das vendas e compras de *trading* de energia.

Os referidos efeitos positivos foram contrabalanceados pelos seguintes **efeitos negativos**: (i) redução de R\$ 146,9 milhões no resultado das transações realizadas no mercado de curto prazo no segmento de geração e comercialização para gestão do portfólio da Companhia; (ii) reconhecimento no 2T18 de R\$ 69,6 milhões de receitas não recorrentes relativas à recomposição de receita resultante de direito à indenização por interrupção de negócios, motivada por sinistro e cobrança de multa contratual de fornecedor, resultante de atraso parcial em obra de modernização; (iii) R\$ 42,3 milhões motivados pela redução de volume de energia vendida, sem considerar as operações de *trading*; (iv) R\$ 27,6 milhões de resultado negativo de participações societárias; (v) decréscimo de receita de remuneração e variação monetária sobre ativos das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda e acréscimo da linha de transmissão Galha Azul, com impacto líquido de R\$ 13,2 milhões; (vi) elevação de R\$ 11,2 milhões nos custos com encargos de uso de rede elétrica e conexão; (vii) incremento de R\$ 10,4 milhões de custos com seguros; (viii) crescimento de R\$ 10,0 milhões de custos com pessoal; (ix) aumento de R\$ 7,2 milhões nas despesas com vendas, gerais e administrativas; (x) resultado negativo líquido na marcação a mercado das perdas não realizadas em operações de *trading*, de R\$ 7,1 milhões; e (xi) incremento de R\$ 6,1 milhões de custos com materiais e serviços de terceiros.

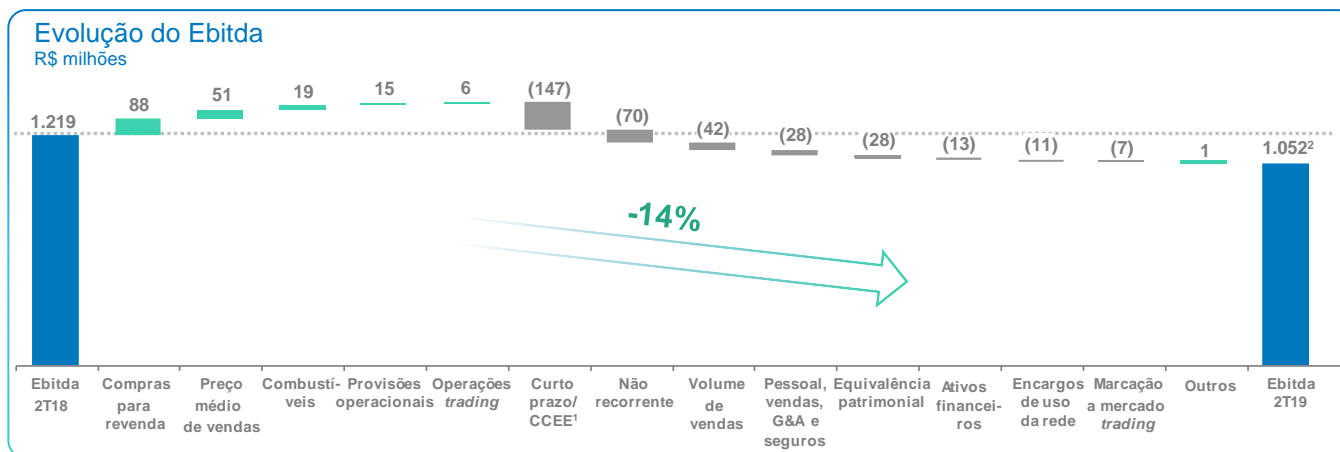


¹ Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização.

O Ebitda inclui o resultado de participações societárias da controlada em conjunto Aliança, visto que a subsidiária possui expectativa de distribuição de dividendos de forma recorrente.

A margem Ebitda foi de 48,3% no 2T19, decréscimo de 8,8 p.p. em relação ao mesmo período de 2018. Tal redução é consequência, principalmente, dos impactos, no 2T19 e no 2T18, das operações de *trading* de energia, do reconhecimento da receita e dos custos relativos à construção da linha de transmissão e das operações realizadas pela controlada ENGIE Solar, a qual foi adquirida em agosto de 2018, cujas margens são inferiores às auferidas pelas demais operações realizadas pela Companhia. Também é resultante da retração no resultado no mercado de curto prazo, inclusive na CCEE e pela redução no volume de energia vendida no segmento de geração e comercialização.

Desconsiderando-se estes efeitos, a margem Ebitda no 2T19 seria de 56,3% e, no 2T18, de 59,3%, o que representaria um decréscimo de 3,0 p.p. entre os trimestres em análise.



¹ Considera o efeito combinado de variações de receita e despesa.
² Aparentes erros de soma são efeitos de arredondamento.

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

(Valores em R\$ milhões)	2T19	2T18	Var. %	6M19	6M18	Var. %
Lucro líquido	385,4	589,2	-34,6	950,9	1.078,5	-11,8
(+) Imposto de renda e contribuição social	172,8	264,4	-34,6	409,8	493,7	-17,0
(+) Resultado financeiro	290,3	185,7	56,3	504,4	342,6	47,2
(+) Depreciação e amortização	203,5	157,0	29,6	394,8	326,1	21,1
Ebitda	1.052,0	1.196,3	-12,1	2.259,9	2.240,9	0,8
(+) Provisão para redução ao valor recuperável	0,0	22,4	-100,0	4,9	22,4	-78,1
Ebitda ajustado	1.052,0	1.218,7	-13,7	2.264,8	2.263,3	0,1

Provisão para Redução ao Valor Recuperável (*Impairment*)

No 2T19, a Companhia não identificou necessidade de reconhecimento ou reversão de provisões para redução ao valor recuperável (*impairment*) de ativos. No 2T18, houve reconhecimento de R\$ 22,4 milhões correspondentes aos ativos de geração da Usina Termelétrica William Arjona, cuja operação comercial foi descontinuada por inviabilidade econômico-financeira.

Resultado Financeiro

Receitas financeiras: no 2T19, as receitas financeiras atingiram **R\$ 41,6 milhões**, isto é, R\$ 10,8 milhões ou **35,3% acima** dos R\$ 30,8 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2018, em razão, substancialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) aumento de juros sobre valores a receber de terceiros e de imposto de renda e contribuição social a compensar relativos a anos anteriores, no montante de R\$ 7,5 milhões; e (ii) elevação de R\$ 4,9 milhões na receita com aplicações financeiras, motivada pelo aumento no saldo médio de caixa e equivalentes de caixa no período.

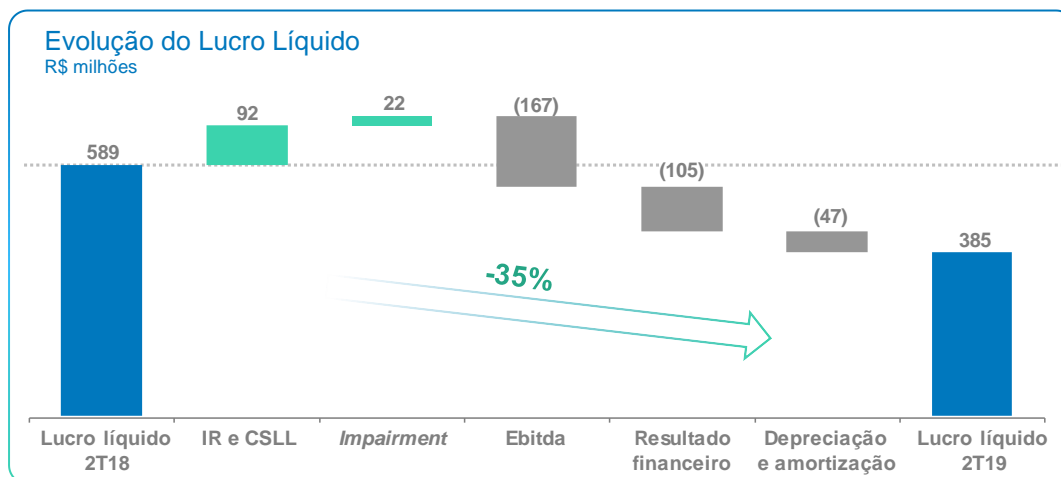
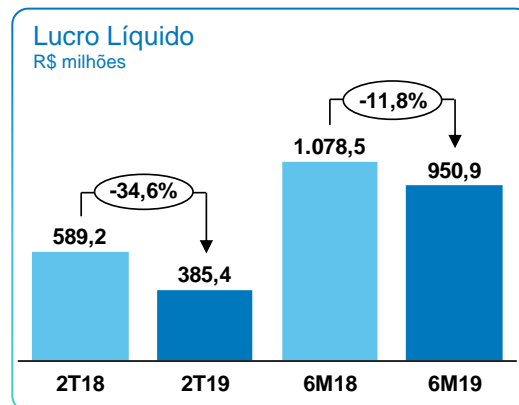
Despesas financeiras: as despesas no 2T19 foram de **R\$ 331,9 milhões**, isto é, R\$ 115,4 milhões ou **53,3% acima** das registradas no mesmo trimestre do ano anterior, que foram de R\$ 216,5 milhões. As principais variações observadas foram: (i) aumento de R\$ 126,2 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas, em razão, substancialmente, da emissão de debêntures pelas controladas Companhia Energética Jaguará e Companhia Energética Miranda, em junho de 2018, bem como pela Companhia, em julho de 2018 e em maio de 2019, e da contratação de empréstimos e financiamentos ao longo de 2018 e 2019 para gestão do fluxo de caixa da EBE e realização de investimentos; (ii) redução de R\$ 18,9 milhões nos juros e na correção monetária sobre as concessões a pagar, motivada pela redução do IPCA e do Índice Geral de Preços do Mercado (IGPM) entre o 2T19 e o 2T18; e (iii) elevação de R\$ 1,8 milhão nos juros sobre os tributos e contribuições sociais a pagar.

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

As despesas com IR e CSLL no 2T19 foram de R\$ 172,8 milhões, R\$ 91,6 milhões (34,6%) inferiores à despesa com IR e CSLL registrada no mesmo trimestre de 2018, que foi de R\$ 264,4 milhões, em decorrência, principalmente, da redução do lucro antes dos impostos. A taxa efetiva de IR e CSLL no 2T19 e no 2T18 foi de 31,0%.

Lucro Líquido

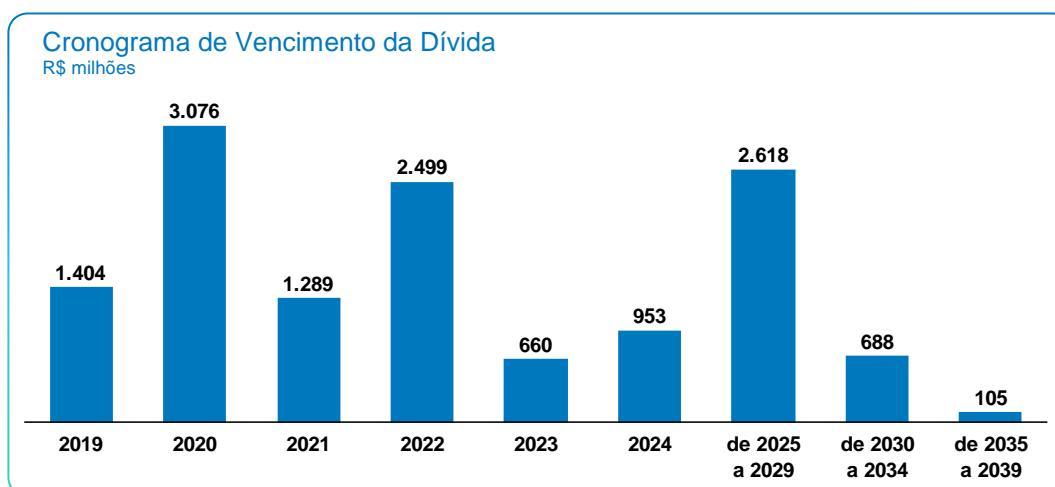
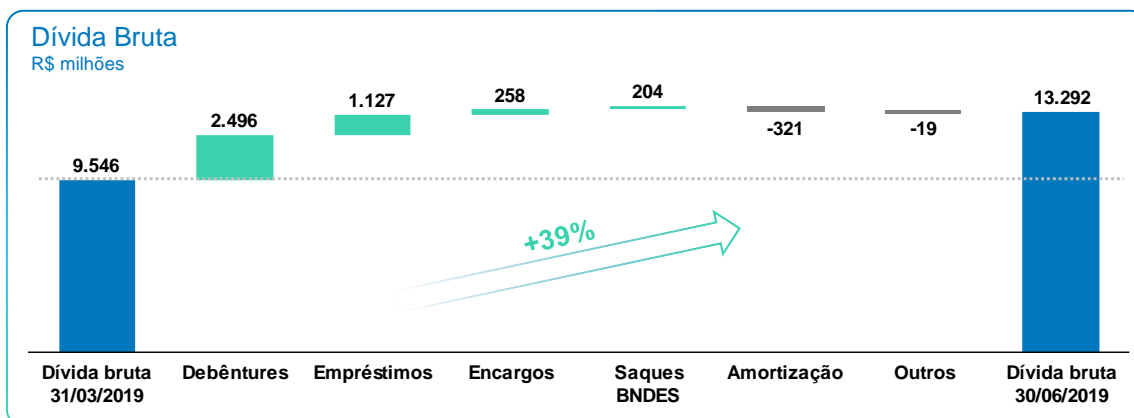
O lucro líquido do 2T19 foi de R\$ 385,4 milhões, R\$ 203,8 milhões ou 34,6% inferior aos R\$ 589,2 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Essa redução é consequência dos seguintes efeitos: (i) redução de R\$ 91,6 milhões do imposto de renda e da contribuição social; (ii) reconhecimento no 2T18 do *impairment* de ativos de R\$ 22,4 milhões; (iii) redução de R\$ 166,7 milhões no Ebitda; (iv) aumento de R\$ 104,6 milhões das despesas financeiras líquidas; e (v) acréscimo de R\$ 46,5 milhões da depreciação e amortização.



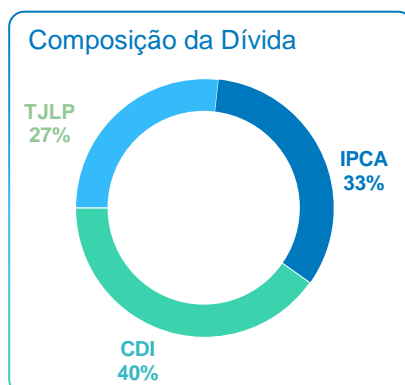
Endividamento

Em 30 de junho de 2019, a **dívida bruta total consolidada**, representada, principalmente, por empréstimos, financiamentos e debêntures, líquida dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R\$ 13.292,2 milhões — aumento de 39,2%** (R\$ 3.746,2 milhões) comparativamente à posição de 31 de março de 2019.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores ocorridos no 2T19: (i) emissão de debêntures da 8ª emissão, no valor de R\$ 2.496,0 milhões com a finalidade de formação de capital de giro para financiar a implementação do plano de negócios da Companhia; (ii) empréstimos no montante de R\$ 1.127,2 milhões junto a instituições financeiras situadas no exterior, protegidos por operações de *swap*, destinados à proteção dos fluxos de caixa futuros; (iii) geração de R\$ 257,8 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; (vi) saque no Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), no valor total de R\$ 204,3 milhões, destinados à construção do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I, à ampliação da Usina Termelétrica Ferrari e à construção da Usina Termelétrica Pampa Sul; e (v) R\$ 320,6 milhões em amortizações de empréstimos e financiamentos.



O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do segundo trimestre de 2019 foi **8,0%** (8,2% no 2T18).



Em 30 de junho de 2019, a **dívida líquida** (dívida total menos resultado de operações com derivativos, depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de **R\$ 11.371,2 milhões**, **aumento de 36,6%** em relação ao registrado ao fim do 1T19.

Dívida Líquida

R\$ milhões

	30/06/2019	31/03/2019	Var. %
Dívida bruta	13.568,8	9.773,5	38,8
Resultado de operações com derivativos	(276,6)	(227,5)	21,6
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(278,7)	(273,7)	1,8
Caixa e equivalentes de caixa	(1.642,3)	(950,3)	72,8
Dívida líquida total	11.371,2	8.322,0	36,6

Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 2T19 foram de R\$ 3.759,6 milhões, dos quais (i) R\$ 3.443,1 milhões destinados à aquisição de participação societária na Aliança Transportadora de Gás S.A, empresa adquirente de 90% da participação societária na Transportadora Associada de Gás S.A.; (ii) R\$ 291,4 milhões aplicados na construção dos novos projetos: (ii.i) R\$ 3,7 milhões concentrados no Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I; (ii.ii) R\$ 164,1 milhões aplicados na construção da Usina Termelétrica Pampa Sul; (ii.iii) R\$ 101,1 milhões no Conjunto Eólico Umburanas – Fase I e; (ii.iv) R\$ 22,5 milhões na Linha de Transmissão Gralha Azul; (iii) R\$ 18,4 milhões destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iv) R\$ 6,7 milhões designados para as modernizações das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório.



Chegada do rotor da turbina da UG5 da UHE Salto Osório

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 30 de junho de 2019, das 60 usinas instaladas em 13 estados das cinco regiões do país, 12 são certificadas de acordo com as normas de gestão NBR ISO 9001 (da Qualidade), NBR ISO 14001 (do Meio Ambiente) e NBR OHSAS 18001 (da Saúde e Segurança no Trabalho), com potência somada que corresponde a 77,9% da capacidade total operada pela Companhia. Para a Responsabilidade Social, a Companhia busca seguir as orientações do guia NBR ISO 26000 (que não permite certificações); e o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, cujas três usinas estão entre as 12 certificadas, é também certificado segundo a norma NBR ISO 50001, de Eficiência Energética.

Além da já mencionada Política de Gestão Sustentável, outros compromissos com o desenvolvimento sustentável estão disponíveis em seu *website*, 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 Initiative* (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

- » No mês de junho foram inauguradas a praça da comunidade Alegre e a reforma com ampliação da escola e da biblioteca na comunidade de Campo Largo, ambas no município de Sento Sé (BA). Houve também a entrega do Programa de Gerenciamento de Resíduos Sólidos (PGRS) de Campo Largo. Todos esses projetos foram viabilizados com recursos do investimento social privado da ENGIE Brasil Energia, no entorno dos Conjuntos Eólicos Campo Largo e Umburanas.
- » Alinhada aos seus compromissos de sustentabilidade, a L'Oréal Brasil e a EBE anunciaram parceria para o uso de eletricidade proveniente de fontes renováveis em todas as unidades da L'Oréal no país. A energia eólica é gerada no Conjunto Eólico Trairí, no estado do Ceará, e evita a emissão de sete mil toneladas de CO² na atmosfera, o equivalente ao plantio de mais de 43 mil árvores. Além do contexto de descarbonização, o projeto é também referência em impactos socioambientais positivos nas comunidades do entorno, em linha com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS).
- » Nos dias 5, 6 e 7 de junho, foram realizadas as audiências públicas relacionadas ao Sistema de Transmissão Gralha Azul, no estado do Paraná, o que caracteriza o cumprimento de mais uma etapa do rito de licenciamento para atestar a viabilidade ambiental do projeto, que antecede a licença prévia. As audiências foram realizadas nos municípios de Cândido Abreu, Ponta Grossa e Campo Largo, e contaram com 71, 103 e 83 pessoas, respectivamente, um público considerado recorde para este tipo de empreendimento.
- » Foi promovido, no dia 5 de junho, o Seminário de Gestão Sustentável ENGIE na sede da Companhia, em Florianópolis. Foi a oitava edição do evento, que visa conscientizar e engajar colaboradores e *stakeholders* em temáticas de sustentabilidade. O mote desse ano foi "atitudes que inspiram".
- » A ENGIE Brasil Energia foi ganhadora da 25ª edição do prêmio *Top of Mind SC*, na categoria "Empresa, Instituição ou fundação de Santa Catarina destaque em sustentabilidade e responsabilidade ambiental". O prêmio é concedido para as marcas mais lembradas pelos catarinenses em 2019.
- » O Termo de Encerramento para a Usina Termelétrica Alegrete foi emitido pela Fundação Estadual de Proteção Ambiental do Rio Grande do Sul (FEPAM) em 14 de junho, o qual atesta "a inexistência de passivo ambiental no encerramento deste empreendimento/atividade, que represente riscos ao meio ambiente ou a saúde da população".

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 2T19 e 2T18, associando cada indicador aos da GRI padrão *Standard*.

Indicadores de Sustentabilidade¹

Item	Dimensão ²	Indicador ³	Temas materiais	Indicador GRI ⁴	2T19	2T18	Variação	6M19	6M18	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Transição energética para economia de baixo carbono	102-7, EU1	60	30	30	60	30	30
2		Capacidade instalada operada (MW)		102-7, EU1	10.430	9.399	11,0%	10.430	9.399	11,0%
3		Capacidade instalada própria (MW)		102-7, EU1	8.710	7.678	13,4%	8.710	7.678	13,4%
4		Número de usinas certificadas		102-16, EU6	12	12	0	12	12	0
5		Capacidade instalada certificada (MW)		102-16, EU6	8.127	8.127	0,0%	8.127	8.127	0,0%
6		Capacidade instalada certificada em relação à total		102-16, EU6	77,9%	86,5%	-8,6 p.p.	77,9%	86,5%	-8,6 p.p.
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis		102-7, EU1	9.229	8.542	8,0%	9.229	8.542	8,0%
8		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total		102-7, EU1	88,5%	90,9%	-2,4 p.p.	88,5%	90,9%	-2,4 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)		EU2	9.709	7.489	29,6%	21.108	17.491	20,7%
10		Geração de energia certificada		102-16, EU6	7.803	6.633	17,6%	17.645	15.689	12,5%
11		Geração certificada em relação à total		102-16, EU6	80,4%	88,6%	-8,2 p.p.	83,6%	90%	-6,1 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	8.906	6.536	36,3%	19.343	15.632	23,7%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	91,7%	87,3%	4,5 p.p.	91,6%	89,4%	2,3 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas		EU30	97,3%	97,0%	0,3 p.p.	97,2%	97,6%	-0,4 p.p.
15		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas		EU30	89,7%	90,7%	-1,1 p.p.	91,3%	92,4%	-1,1 p.p.
16	Meio Ambiente e Mudanças do Clima	Total de mudas plantadas e doadas	- Transição energética para economia de baixo carbono	304-1, 413-1	77.675	66.681	16,5%	200.647	219.887	-8,7%
17		Número de visitantes às usinas		413-1	28.916	33.793	-14,4%	38.289	47.493	-19,4%
18		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,942	0,965	-2,4%	0,944	0,951	-0,8%
19	Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)	D305-1, D305-2, D305-3	0,067	0,123	-45,0%	0,076	0,101	-24,7%		
20	Saúde e Segurança	Taxa de Frequência (TF) empregados próprios ⁵	- Desenvolvimento, igualdade e segurança das pessoas	403-2	0,000	0,000	-	0,000	0,000	-
21		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios ⁶		403-2	0,000	0,000	-	0,000	0,000	-
22		Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços longo prazo ⁵		403-2	0,860	0,920	↓	0,890	0,470	↑
23		Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviço curto prazo + obras em construção ⁵		403-2	2,630	1,950	↑	1,120	2,530	↓
24	Responsabilidade Social ⁷	Investimentos não incentivados	- Engajamento com as comunidades locais e partes interessadas	201-1, 413-1	824,6	466,2	76,9%	1.365,3	1.089,1	25,4%
25		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		201-1, 413-1	149,6	303,4	-50,7%	1.606,4	723,3	122,1%
26		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet		201-1, 413-1	3.376,0	2.955,2	14,2%	6.642,0	6.605,6	0,6%
27		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		201-1, 413-1	0,0	240,0	-100,0%	340,0	560,0	-39,3%
28		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON		201-1, 413-1	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
29		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD		201-1, 413-1	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
30	Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso	201-1, 413-1	45,0	0,0	100,0%	583,1	492,4	18,4%		

Notas:

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

² Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.

³ Números em 30/06/2019.

⁴ GRI: Global Reporting Initiative, versão Standards e complemento setorial G4.

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

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

⁷ Valores em milhares de reais.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

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

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

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

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

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

MERCADO DE CAPITAIS

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

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

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

Desempenho das Ações – EGIE3

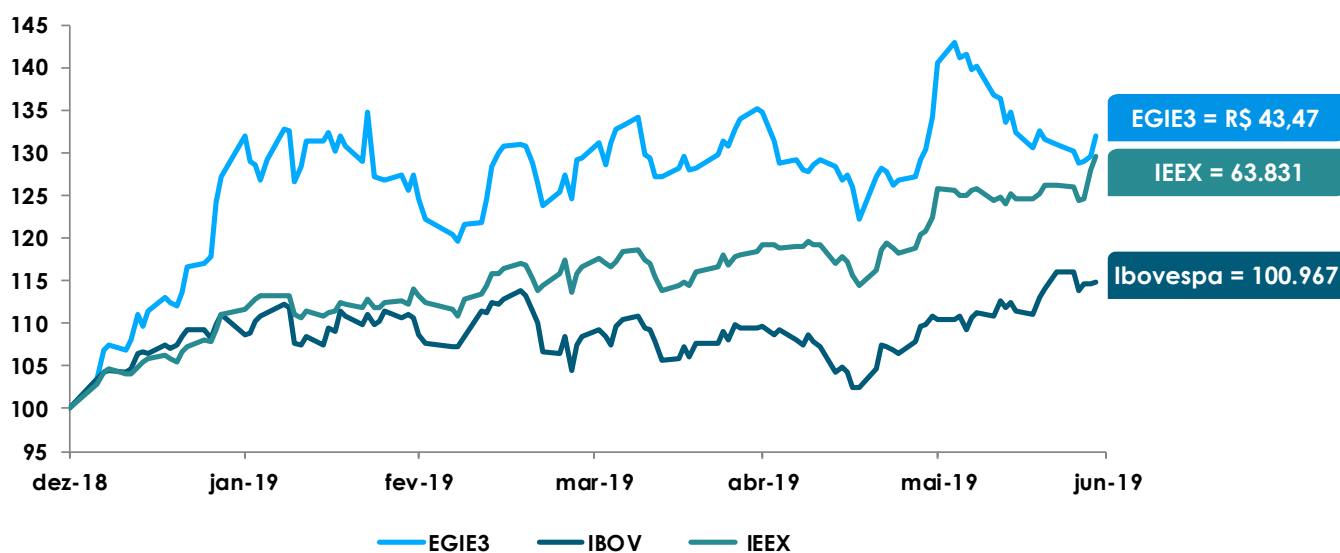
A expectativa de aprovação do projeto da reforma da previdência influenciou positivamente o desempenho do Ibovespa no 2T19, que fechou em alta de 5,8% no trimestre e acima de 100 mil pontos. Os acordos fechados no encontro do G-20 agradaram os mercados mundiais e refletiram em altas generalizadas das principais bolsas do exterior.

As ações da **ENGIE Brasil Energia valorizaram 2,0%** no segundo trimestre de 2019, enquanto o desempenho do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) obteve ganho de 11,1% no período.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R\$ 66,5 milhões no 2T19, 74,1% acima do registrado no 2T18, quando atingiu R\$ 38,2 milhões.

As ações da EBE encerraram o último pregão de junho de 2019 cotadas a R\$ 43,47/ação, o que confere à Companhia valor de mercado de R\$ 35,5 bilhões.

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



Próximo Evento

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

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

Data: 7 de agosto de 2019

Horário: 11:00h (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 7 a 13 de agosto de 2019. Acesso pelo telefone: (11) 3127-4999, código: 89636263 (português) e 14215186 (inglês).

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)	30/06/2019	31/12/2018
Ativo Circulante	4.018.821	4.556.677
Caixa e equivalentes de caixa	1.642.323	2.415.792
Contas a receber de clientes	1.336.032	1.181.379
Crédito de imposto de renda e contribuição social	108.084	98.978
Indenização de seguro a receber	-	74.780
Estoques	217.592	125.681
Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>	69.581	3.135
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	113.238	116.202
Depósitos vinculados	7.921	8.956
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	15.089	15.089
Ativo financeiro de concessão	290.299	277.502
Ativo não circulante mantido para venda	8.829	13.728
Outros ativos circulantes	209.833	225.455
Ativo Não Circulante	23.558.584	19.178.868
Realizável a Longo Prazo	3.497.261	3.230.556
Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>	274.278	256.464
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	71.161	44.429
Depósitos vinculados	284.452	232.450
Depósitos judiciais	100.127	97.721
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	123.231	130.776
Ativo financeiro de concessão	2.362.446	2.317.608
Direito de uso de ativos	117.859	-
Outros ativos não circulantes	163.707	151.108
Investimentos	3.443.060	-
Imobilizado	15.323.197	14.635.467
Intangível	1.295.066	1.312.845
Total	27.577.405	23.735.545

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

(Valores em R\$ mil)	30/06/2019	31/12/2018
Passivo Circulante	3.768.873	4.170.261
Fornecedores	581.903	588.471
Dividendos e juros sobre o capital próprio	739.213	2.137.039
Empréstimos e financiamentos	1.180.307	454.513
Debêntures	281.349	210.369
Arrendamentos a pagar	14.081	-
Imposto de renda e contribuição social a pagar	179.897	102.033
Outras obrigações fiscais e regulatórias	89.651	104.410
Obrigações trabalhistas	82.205	99.572
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	126.739	98.047
Concessões a pagar	120.961	84.931
Provisões	8.880	8.883
Obrigações com benefícios de aposentadoria	35.370	35.369
Outros passivos circulantes	328.317	246.624
Passivo Não Circulante	16.613.859	13.244.707
Empréstimos e financiamentos	6.435.145	5.854.915
Debêntures	5.672.006	3.200.437
Arrendamentos a pagar	73.055	-
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	48.176	19.395
Concessões a pagar	2.923.117	2.765.538
Provisões	91.954	88.977
Obrigações com benefícios de aposentadoria	283.688	283.765
Imposto de renda e contribuição social diferidos	821.229	768.814
Outros passivos não circulantes	265.489	262.866
Patrimônio Líquido	7.194.673	6.320.577
Capital social	4.902.648	4.902.648
Reservas de lucros	1.049.580	1.106.277
Ajustes de avaliação patrimonial	295.930	307.261
Lucros acumulados	943.353	-
Participação de acionista não controlador	3.162	4.391
Total	27.577.405	23.735.545

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

(Valores em R\$ mil)	2T19	2T18	Var. %	6M19	6M18	Var. %
Receita Operacional Líquida	2.176.479	2.134.972	1,9	4.515.238	4.003.825	12,8
Custos da Energia Vendida e dos Serviços Prestados	(1.243.871)	(1.023.065)	21,6	(2.501.838)	(1.966.646)	27,2
Compras de energia	(639.864)	(535.665)	19,5	(1.221.882)	(965.347)	26,6
Transações no mercado de energia de curto prazo	(49.536)	(19.404)	155,3	(182.848)	(78.087)	134,2
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(122.957)	(111.693)	10,1	(247.054)	(223.343)	10,6
Combustíveis para geração	(19.182)	(38.129)	-49,7	(39.448)	(60.449)	-34,7
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (<i>royalties</i>)	(27.489)	(20.716)	32,7	(65.521)	(55.095)	18,9
Pessoal	(65.050)	(55.054)	18,2	(123.581)	(105.356)	17,3
Materiais e serviços de terceiros	(59.812)	(53.652)	11,5	(117.138)	(103.342)	13,3
Depreciação e amortização	(199.452)	(154.286)	29,3	(386.644)	(321.006)	20,4
Seguros	(20.541)	(10.146)	102,5	(34.239)	(17.265)	98,3
Reversão (Constituição) de provisões operacionais líquidas	3.176	(11.629)	-127,3	2.909	(11.663)	-124,9
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(19.504)	-	100,0	(34.755)	-	100,0
Custo da venda de painéis solares fotovoltaicos	(14.936)	-	100,0	(29.892)	-	100,0
Outros	(8.724)	(12.691)	-31,3	(21.745)	(25.693)	-15,4
Lucro Bruto	932.608	1.111.907	-16,1	2.013.400	2.037.179	-1,2
Receitas (Despesas) Operacionais	(57.376)	(73.428)	-21,9	(121.527)	(121.191)	0,3
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(57.769)	(50.537)	14,3	(116.884)	(98.271)	18,9
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	-	(22.411)	100,0	(4.900)	(22.411)	-78,1
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	393	(480)	-181,9	257	(509)	-150,5
Resultado de Participações Societárias	(26.809)	819	-3.373,4	(26.809)	(1.114)	
Equivalência patrimonial	(26.809)	819	-3.373,4	(26.809)	(1.114)	2.306,6
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	848.423	1.039.298	-18,4	1.865.064	1.914.874	-2,6
Resultado Financeiro	(290.272)	(185.735)	56,3	(504.395)	(342.637)	47,2
Receitas financeiras	41.660	30.793	35,3	68.770	55.641	23,6
Despesas financeiras	(331.932)	(216.528)	53,3	(573.165)	(398.278)	43,9
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	558.151	853.563	-34,6	1.360.669	1.572.237	-13,5
Imposto de renda	(122.894)	(190.482)	-35,5	(292.266)	(355.724)	-17,8
Contribuição social	(49.889)	(73.922)	-32,5	(117.545)	(138.019)	-14,8
Lucro Líquido do Exercício	385.368	589.159	-34,6	950.858	1.078.494	-11,8
Lucro atribuído aos:						
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	385.116	588.973	-34,6	950.300	1.078.011	-11,8
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética S.A.	252	186	35,5	558	483	15,5
Número de Ações Ordinárias	815.927.740	815.927.740		815.927.740	815.927.740	
Lucro Líquido por Ação	0,4720	0,7218	-34,6	1,1647	1,3212	-11,8

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

(Valores em R\$ mil)	2T19	2T18	6M19	6M18
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	558.151	853.563	1.360.669	1.572.237
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:				
Resultado de participações societárias	26.809	(819)	26.809	1.114
Depreciação e amortização	203.527	157.049	394.754	326.110
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	-	22.411	-	22.411
Variação monetária	95.074	90.032	166.729	131.293
Juros	234.303	124.227	389.400	254.660
Constituição de provisões operacionais	-	11.345	-	11.437
Remuneração dos ativos de concessão	(91.968)	(105.163)	(192.122)	(189.977)
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	7.090	-	33.705	-
Outros	(21.925)	(2.204)	(14.074)	2.558
Lucro Ajustado	1.011.061	1.150.441	2.165.870	2.131.843
Aumento (redução) nos ativos				
Contas a receber de clientes	32.816	(110.728)	(138.881)	(197.337)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(7.632)	-	(8.908)	-
Estoques	(21.800)	5.003	(88.729)	(45.428)
Depósitos vinculados e judiciais	29.972	539	1.599	6.397
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	3.773	6.516	7.545	13.031
Ativo financeiro e de concessão	65.770	65.772	130.137	161.120
Indenização de seguro a receber	-	-	74.780	-
Outros ativos	(22.638)	(44.464)	(28.506)	(112.029)
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	(24.698)	151.849	(615)	37.988
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(9.704)	(1.256)	(17.099)	6.676
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(7.385)	(6.407)	(14.508)	(13.306)
Combustível a pagar à CDE	(10.551)	(16.383)	(15.597)	114.676
Outros passivos	(46.865)	(17.305)	14.322	(947)
Caixa Gerado pelas Operações	992.119	1.183.577	2.081.410	2.102.684
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de <i>hedge</i>	(162.223)	(146.708)	(198.793)	(197.597)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(70.729)	(82.267)	(202.591)	(249.628)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	759.167	954.602	1.680.026	1.655.459
Atividades de Investimento	(3.711.297)	(713.393)	(4.369.796)	(1.173.948)
Aumento de capital em <i>joint ventures</i>	(3.469.869)	(3.997)	(3.469.869)	(4.264)
Aplicação no imobilizado e intangível	(241.428)	(767.148)	(899.927)	(1.227.169)
Recebimento pela alienação de investimentos	-	57.752	-	57.752
Outros	-	-	-	(267)
Atividades de Financiamento	3.644.179	89.028	1.916.301	(1.365.200)
Captação de empréstimos e financiamentos	1.331.358	2.489.486	1.390.011	2.489.486
Emissão de debêntures e notas promissórias	2.495.972	-	2.495.972	-
Pagamento de empréstimos e financiamentos, líquido do <i>hedge</i>	(158.418)	(1.754.105)	(343.227)	(1.821.452)
Pagamento de parcelas de concessões a pagar	(18.295)	(17.479)	(36.542)	(34.931)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	88	(633.401)	(1.535.056)	(1.989.940)
Pagamento de arrendamentos	(6.098)	-	(9.716)	-
Outros	(428)	4.527	(45.141)	(8.363)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	692.049	330.237	(773.469)	(883.689)
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa				
Saldo inicial	950.274	716.144	2.415.792	1.930.070
Saldo final	1.642.323	1.046.381	1.642.323	1.046.381
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	692.049	330.237	(773.469)	(883.689)
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa				
Crédito de imposto de renda e contribuição social	7.157	6.010	11.243	10.870
Juros e variação monetária capitalizados	49.228	66.486	144.865	123.686
Estimativa para gastos futuros para aplicação no imobilizado	7.894	(29.850)	25.343	(26.756)
Fornecedores de imobilizado e intangível	80.745	(33.693)	(6.476)	10.612
Ingresso de ativo não circulante mantido para venda	-	-	-	(48.038)
Transferência de imobilizado para outros ativos não circulantes	-	-	(2.926)	-

Acquisition of stake in TAG successfully concluded and Pampa Sul Thermoelectric Power Plant goes into commercial operations.

Highlights

- » ENGIE Brasil Energia (EBE) reported net operating revenue of R\$ 2,176.5 million in 2Q19, 1.9% (R\$ 41.5 million) greater than in 2Q18.
- » Ebitda¹ reached R\$ 1,052.0 million in 2Q19, a decrease of 13.7% (R\$ 166.7 million) compared to 2Q18. The Ebitda margin was 48.3% in 2Q19, a 8.8 p.p. reduction compared to 2Q18.
- » 2Q19 net income was R\$ 385.4 million (R\$ 0.4720/share), 34.6% (R\$ 203.8 million) lower than 2Q18.
- » The average price of energy sales agreements, net of exports, revenue taxes and trading operations was R\$ 189.9/MWh in 2Q19, an amount 4.8% higher than recorded in 2Q18.
- » The volume of energy sold in 2Q19, excluding trading operations, was 8,790 GWh (4,025 average MW), 4.1% lower than 2Q18.
- » In April 2019, the final four wind farms in the Umburanas Wind Complex went into commercial operation, adding 360 MW of installed capacity to the Company's generator complex.
- » The Pampa Sul Thermoelectric Power Plant began commercial operations on June 28. During the trial period, the plant reported generation of 117 GWh (54 average MW). Situated in the municipality of Candiota, state of Rio Grande do Sul, the project has an installed capacity of 345 MW.
- » The financial closing of the operation for the acquisition by Aliança Transportadora de Gás Participações S.A. (Aliança) of a stake in Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) took place on June 13th following compliance with all conditions precedent.
- » EBE concluded a partnership with L'Oréal, the latter at all its units in Brazil now to be supplied with clean energy from the Company's Trairí Wind Complex, so contributing to the energy transition towards a low carbon economy.

Subsequent Event

- » The 9th issue of unsecured non-convertible, simple infrastructure debentures in four series, totaling R\$ 1.6 billion, was concluded on July 15.

Florianópolis, Brazil, August 6, 2019. ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia", "EBE" or "Company") – B3: EGIE3, ADR: EGIEY - announces earnings for the Second Quarter and six-month period ending June 30, 2019 (2Q19, 6M19/1S19). 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 Reals (R\$), except where otherwise indicated.



For Immediate Release

Additional Information:

Eduardo Sattamini

Chief Executive Officer, Chief Finance and Investor Relations Officer
eduardo.sattamini@engie.com

Rafael Bósio

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

ri.BREnergia@engie.com



Conference call and webcast:

On 8/7/2019 at 10:00 a.m. (EDT): in Portuguese (simultaneous translation into English).

Further details on Upcoming Events section, available on page 26.

Visit our Website

www.engie.com.br/investidores

Summary of Financial and Operational Indicators

ENGIE Brasil Energia - Consolidated

(In millions of R\$)	2Q19	2Q18	Chg.	6M19	6M18	Chg.
Net Operating Revenue (NOR)	2,176.5	2,135.0	1.9%	4,515.2	4,003.8	12.8%
Results from Operations (EBIT)	848.4	1,039.3	-18.4%	1,865.1	1,914.9	-2.6%
Ebitda⁽¹⁾	1,052.0	1,218.7	-13.7%	2,264.8	2,263.3	0.1%
Ebitda / NOR - (%)⁽¹⁾	48.3	57.1	-8.8 p.p.	50.2	56.5	-6.3 p.p.
Net Income	385.4	589.2	-34.6%	950.9	1,078.5	-11.8%
Return On Equity (ROE)⁽²⁾	30.4	29.4	1.0 p.p.	30.4	29.4	1.0 p.p.
Return On Invested Capital (ROIC)⁽³⁾	17.5	22.3	-4.8 p.p.	17.5	22.3	-4.8 p.p.
Net Debt⁽⁴⁾	11,371.2	6,192.2	83.6%	11,371.2	6,192.2	83.6%
Gross Power Production (avg MW)⁽⁵⁾	4,446	3,429	29.6%	4,859	4,026	20.7%
Energy Sold (avg MW)⁽⁶⁾	4,025	4,197	-4.1%	4,107	4,141	-0.8%
Average Net Sales Price (R\$/MWh)⁽⁷⁾	189.87	181.11	4.8%	188.96	179.30	5.4%
Number of Employees - Total	1,413	1,220	15.8%	1,413	1,220	15.8%
EBE Employees	1,386	1,171	18.4%	1,386	1,171	18.4%
Employees on Under Construction Plants	27	49	-44.9%	27	49	-44.9%

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.



MESSAGE FROM THE MANAGEMENT

Focused on the energy transition, EBE has transformed itself over the past three years through diversification of businesses and pursuit of its goal of prioritizing renewable sources of energy generation. In this second quarter of 2019 (2Q19), we have maintained consistency in delivering the necessary steps towards achieving our strategic objectives. The second quarter was particularly influenced by certain events about which we have already had cause to comment and on which we shall go into more detail during the course of this report.

From the operational point of view, in 2Q19, the Energy Reallocation Mechanism (MRE) Adjustment Factor – Generation Scaling Factor (GSF) was applied – differently from 1Q19 when secondary energy was settled at high Differences Settlement Prices (PLD). Again, compared with 2Q18, there was a reduction in the Company's long position with the Electric Energy Trade Board (CCEE), reflecting the strategy adopted for the seasonal allocation of hydroelectric generation combined with a reduction of 56.6% in average PLD for the South and Southeast/Center-West submarkets in 2Q19.

To support EBE's transformation and acceleration in growth, we have increased our leverage over the past two years, in so doing, improving our capital structure, albeit at the same time incurring higher financial expenses. In addition, important to mention is a non-recurring event related to an insurance claim receivable in 2Q18, which boosted the result for that quarter by about R\$ 70 million.

The combination of all these factors impacted the key elements of our income statement for 2Q19: we reported Net Operating Revenue (NOR) of R\$ 2.2 billion, Ebitda of R\$ 1.1 billion and Net Income of R\$ 385 million, variations of +1.9%, -13.7% and -34.6% respectively when compared with 2Q18. On a semi-annual comparative basis, NOR increased by 12.8% to R\$ 4.5 billion, Ebitda rose 0.1% to R\$ 2.3 billion while our Net Income registered a year-on-year decline of 11.8%, totaling R\$ 951 million for reasons already mentioned.

In short, the non-recurring event relating to the insurance claim together with hydrological volatility and the seasonal weighting of hydroelectric generation were the principal elements justifying the decrease in 2Q19 results.

In addition to results, we sustained our strategic plan with advances on important fronts:

Startup in operations in the gas transportation market

- » As widely informed and disclosed by the Company, with all stages in the negotiations having been completed including financial closing on June 13, the operation for acquisition of Transportadora Associada de Gás was concluded. Consequently, as from 2Q19, we began booking the results of the TAG operation, marking the definitive beginning to our operations in the gas transportation market.

Beginning of commercial generation of Pampa Sul TPP

- » It is with satisfaction that we can confirm the start of commercial generation of the 345 MW capacity Pampa Sul Thermoelectric Power Plant on June 28. This project proved to be an extremely challenging one, but once more demonstrating the execution capacity of our teams. The completion of this stage is one more important step ahead in our continuing proposal for divesting both Pampa Sul as well as the Jorge Lacerda Thermoelectric Complex in line with the Group's decarbonization strategy.

Commercial achievements

- » We highlight the partnership between EBE and L'Oréal under which we shall be supplying clean energy from the Trairí Wind Complex to all units of the company in Brazil. This agreement with L'Oréal implies seven thousand tons less of greenhouse gas emissions, the equivalent of planting 43 thousand trees, and underscoring our joint commitment with sustainable development.
- » Our efforts in the direction of digitization and automation of commercial activities with the aim of intensifying our retail sales drive is producing significant results. While at the end of 2Q18, the Company had 15 adhesion contracts (created as an alternative to customized agreements), the number had increased to 80 by the end of 2Q19, up 433.3%.

Seeking to spearhead the energy transition in Brazil towards a clean and renewable matrix, we are positioned as one of the key agents in the Brazilian energy infrastructure where growth is coupled to the development of new transformational and long-term projects with the goal of achieving burgeoning and increasingly significant returns for our shareholders. This has always been and always will be our commitment.



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

”

We are positioned as one of the key agents in the Brazilian energy infrastructure where growth is coupled to the development of new transformational and long-term projects.

BREAKDOWN OF ASSETS

Energy Generation Assets

ENGIE Brasil Energia is part of the largest independent power producer group in the country and, with the startup in commercial operations of the last four wind farms from the Umburanas Wind Complex and the Pampa Sul Termoelectric Power Plant, at the end of the 2Q19 had 8,710.5 MW of installed capacity and operates a generating complex with 10,431.2 MW, comprised of 60 plants (11 hydro, four thermal and 45 complementary energy source plants — biomass, SHP, wind powered and solar), 56 of which are wholly-owned by the Company and four (the Itá, Machadinho and Estreito Hydro Power Plants and the biomass-fired Ibitiúva Bioenergética co-generation plant) jointly-owned through consortia with other companies.

ENGIE Brasil Energia's Generating Complex – in June 30, 2019

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
Pampa Sul	Thermal	Candiota (RS)	345.0	345.0	Mar/50	323.5
Total - Thermal			1,202.0	1,202.0		973.4
Umburanas Complex ²	Wind Farm	Umburanas (BA)	360.0	360.0	Aug/49	213.3
Campo Largo Complex ³	Wind Farm	Umburanas (BA)	326.7	326.7	Jul/50	169.6
Trairi Complex ⁴	Wind Farm	Trairi (CE)	212.6	212.6	Sep/41	102.3
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	14.0
José Gelazio da Rocha	SHP	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	24.4	24.4	Dec/32	11.9
Nova Aurora	Solar	Tubarão (SC)	3.0	3.0	not applicable ⁵	0.0
Tubarão	Wind Farm	Tubarão (SC)	2.1	2.1	not applicable ⁵	0.0
Total - Complementary			1,126.9	1,116.8		584.4
Total			10,431.2	8,710.5		4,975.5

¹ Complex comprised of three power plants.

² Complex comprised of 18 power plants.

³ Complex comprised of 11 power plants.

⁴ Complex comprised of 8 power plants.

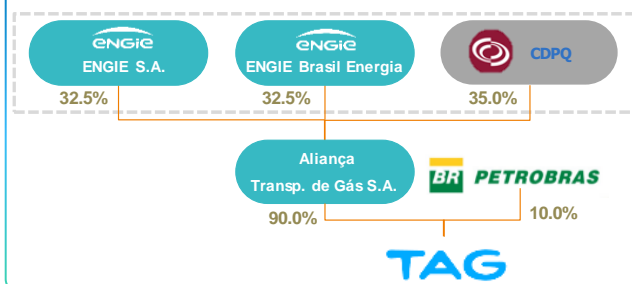
⁵ For generating plants with installed capacity lower than or equal to 5 MW the legal instrument applicable is the record.

Gas Transportation Assets

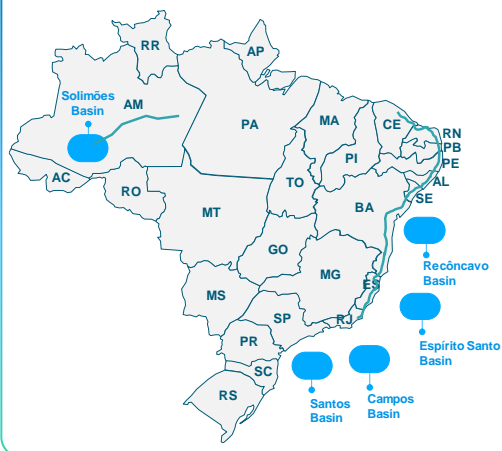
The Company successfully concluded the acquisition of Transportadora Associada de Gás (TAG), through the jointly controlled Aliança Transportadora de Gás Participações S.A. (Aliança), in which it holds a direct stake of 32.50% of capital stock and following the financial closing of the operation on June 13, 2019, an indirect stake of 29.25% in the capital stock of TAG.

TAG is the largest natural gas transportation operation in Brazil, with an infrastructure of 4,500 km of high pressure gas pipelines extending along the country's southeastern and northeastern seaboards as well as a further section of line between Urucu and Manaus, in the state of Amazonas.

Consortium Constitution



TAG Gas Pipelines Location



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

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

In line with the Group's strategy, the investment does not entail a construction and volume risk (ship-or-pay model) for the Company. Following the expiry of the current agreements, a five-year tariff revision cycle will be triggered under the responsibility of the National Petroleum Agency (ANP), which will decide the revised maximum permitted revenue flow.

TAG is significantly contracted (~98%) over the medium and long terms through long-term agreements with Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras).

Contracts Breakdown

Gas Pipelines	Size (km)	Contract Maturity	Authorization Term Expiration Date	Volumes Contracted (MM m ³ /day)	% Projected of Net Operating Revenue*
Gasene	1,401	nov-33	mar-39	30.3	36.9%
Malha NE	2,002	dez-25	mar-39	21.6	24.0%
Pilar-Ipojuca	189	nov-31	nov-41	15.0	6.6%
Urucu-Coari-Manaus	802	nov-30	nov-40	6.3	32.5%
Lagoa Parda-Vitoria	81	Under negotiation	mar-39	0.7	0.0%
Total	4,475.0			73.9	100.0%

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

Distributed Solar Generation



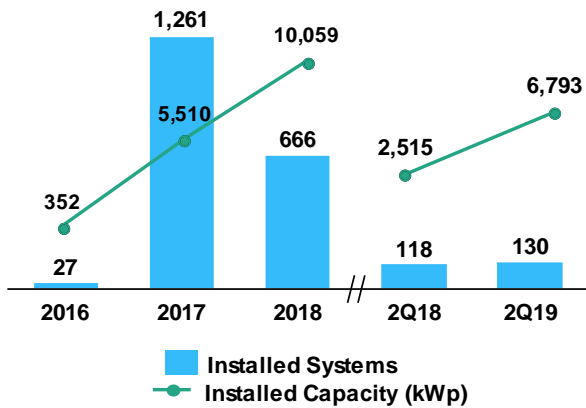
ENGIE Geração Solar Distribuída. The Company has operated in the distributed generation market since 2016 through ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD), the acquisition of the total capital stock of which being concluded in August 2018. The increased investment in the distributed solar energy segment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

In 2Q19, the Solar Industry Program, an initiative of the industries' federations of the states of Santa Catarina, Mato Grosso and Rio Grande do Sul, reached 2,870 enrollments of residential customers and 1,001 industrial customers in the three states. Based on this initiative, the Unicred Solar and Credifoz Solar programs were launched – both regional cooperatives – with a total of 220 consumers having been enrolled up to the end of 2Q19.



System installed by EGSD.

Number of systems and installed capacity



The B2B (business-to-business) segment underscores the Company's relationship with large companies responsible for projects with larger installed capacity and which represented 96.6% of power commercialized in the second quarter. Of this total, 9.9 MWp were sold in the North and Northeast regions of Brazil, which corresponds to 43.7% of total energy sold by the segment.

In 2Q19, 130 systems were deployed with an installed capacity of 6,793 kWp, an increase of 170.1% compared with 2Q18, when installed capacity was 2,514.8 kWp corresponding to 118 systems. Since the outset of its operations, ENGIE Geração Solar Distribuída has installed 2,199 systems with an installed capacity of 28,272.5 kWp across 13 states of the country.

Expansion



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

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

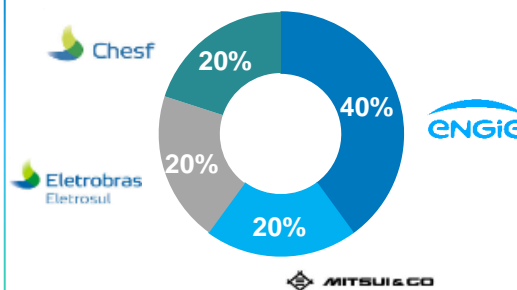
In May 2017, ENGIE Brasil Participações (EBP) announced the engagement of Banco Itaú BBA S.A. to provide financial advisory services for an economic-financial study for the preparation

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 Geramamor Participações e Comercializadora de Energia Ltda. The transfer assessment has put on hold, awaiting more favorable conditions for the discussions to resume.

In 2Q19, the plant generated 3,040.5 average MW, 21.8% higher than the 2,497.3 average MW for 2Q18, while the National Electrical System Operator Uptime Ratio (FID) was 99.1% (data subject to final Electric Energy Trade Board (CCEE) booking).

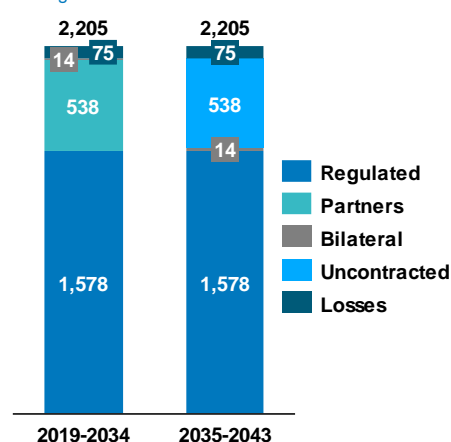
In May 2019, Jirau HPP broke the record for monthly generation of energy since its entry into commercial operations. The volume reached 3,397.8 average MW, 53.9% over the plant's physical guarantee of 2,207.9 average MW, representing 5.42% of all energy generated in Brazil during the month.

ESBR – Corporate Structure



ESBR PPA's Portfolio

Average MW



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%.

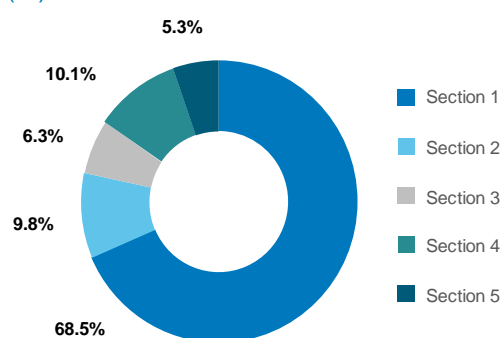


Lot	Location	Contracted RAP (R\$ million)	Estimated Capex (R\$ million)*
1	Paraná (PR)	231.7	1,700.0
Total		231.7	1,700.0

* Value as of December 2017

Transmission lines and substation location

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



The implementation of the executive project is progressing while topographic and drilling activities are nearing conclusion. The main equipment subcontractors have been selected and are currently being signed up.

All the necessary environmental studies have been filed with the state environmental protection agency (*Instituto Ambiental do Paraná - IAP*) preparatory to licensing, while inspections and public hearings for licensing the installation of the 525KV transmission lines and associated substations have been concluded. In parallel, the initial preliminary license for the Gralha Azul project has been obtained, establishing the conditions precedent for the issue of the installation license. Meanwhile, anthropological studies continue.

As to landowning issues, about 65% of all the relevant properties have been assessed in order to permit amicable negotiations with the owners or to provide a basis for court rulings on actions for the institution of right of ways.

Project 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		
Campo Largo Complex - Phase II	Wind Farm	Umburanas and Sento Sé (BA)	361.2	361.2	-	202.6
Total			361.2	361.2		202.6



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 municipalities of Umburanas and Sento Sé, approximately 420 km distant from the state capital, Salvador. **Phase II represents 361.2 MW of installed capacity** and 202.6 average MW of assured energy with investments of about R\$ 1.6 billion. Operations are scheduled to complete early in 2021.

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

In the second quarter 2019, EBE signed agreements with the suppliers for the civil and electromechanical work.

In June, the state environmental protection agency (*Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos - Inema*) issued the first licenses for work to begin on construction of the Wind Complex allowing topographic work, test drilling and brush clearance to begin in the areas to be occupied by the internal access areas to the wind parks.



Earthmoving at the Campo Largo II Wind Complex

Projects under Development

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



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



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



3D images from the Norte Catarinense TPP project



Umburanas Wind Complex – Bahia (Phase II). The environmental licensing for the Second Phase has been issued with energy under this second phase to be harnessed by EBE in due course alongside the Campo Largo Wind Complex, thus maximizing synergies during implementation and subsequent commercial operations. The project now has all the documentation necessary to participate in the energy auctions, including the A-6 auction to be held this year. Like the Santo Agostinho Complex, Umburanas II also had the nominal capacity of the wind turbines revised, passing its **total installed capacity to 300 MW**.



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



Assú Photovoltaic Complex. Located in the Municipality of Assú, State of Rio Grande do Norte, the Complex will have a total **installed capacity of approximately 150 MW**, consisting of five projects, among them Assú V. Assú V went into commercial operations in December 2017. The 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 MW**. 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.

OPERATING PERFORMANCE

Energy Generator Park Uptime Operating

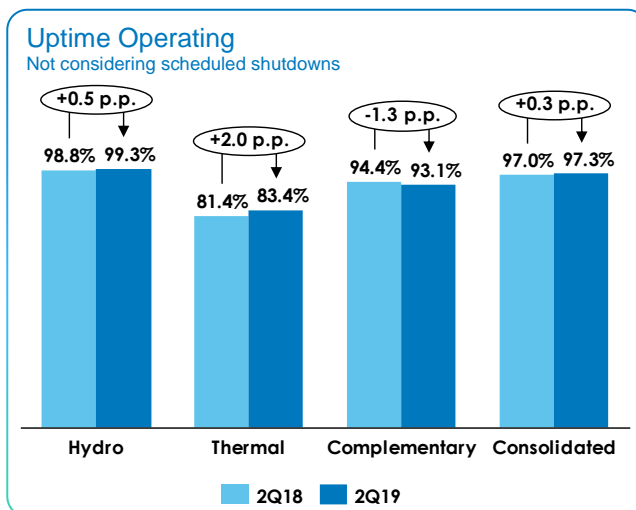
The plants operated by ENGIE Brasil Energia reported uptime working of **97.3% in 2Q19, ignoring scheduled stoppages**: 99.3% for the hydroelectric plants, 83.4% for the thermoelectric plants and 93.1% with respect to the plants fired from complementary energy sources, namely SHPs, biomass, wind and photovoltaics.

If all scheduled shutdowns are taken into account, the aggregate uptime in the 2Q19 was 89.7%: 91.1% for the hydroelectric plants, 77.5% for the thermoelectric and 89.2% for plants operating with complementary energy sources.

Hydroelectric plant uptime working in the quarter under analysis recorded a slight increase (0.5 p.p.) despite ongoing modernization work on the Number 5 Generator Unit at the Salto Osório Hydroelectric Power Plant.

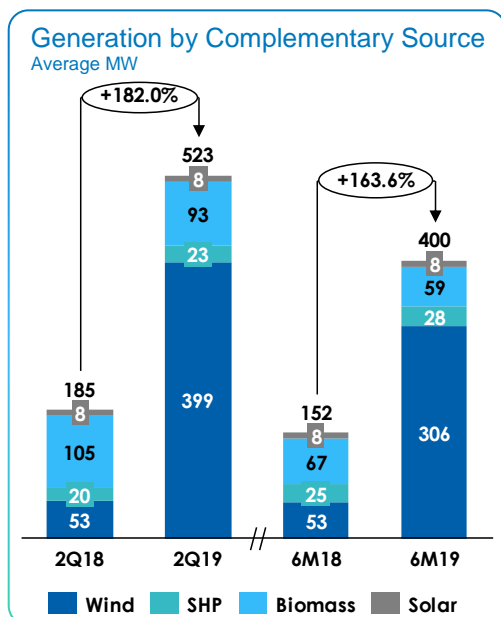
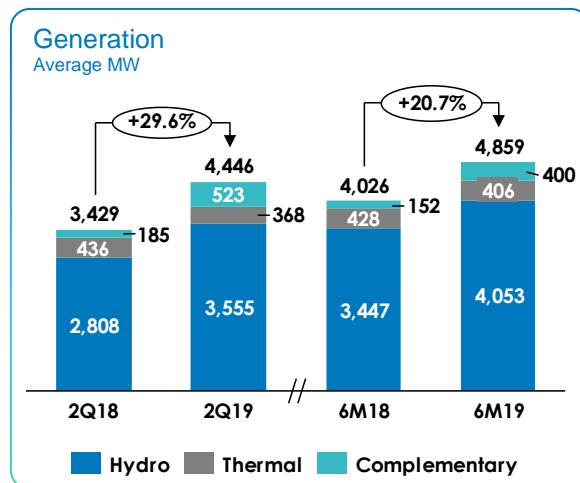
In relation to the thermoelectric power plants, the increase in the uptime ratio relative to 2Q18 (2.0 p.p.) was due to the absence of any major scheduled maintenance program in 2Q19.

In the case of the complementary plants, the reduction in uptime operations (-1.3 p.p.) relative to 2Q18 was largely due to the startup in commercial operations at the Campo Largo – Phase I and Umburanas – Phase I wind complexes, which experienced sporadic downtime typical of the early stages of operations.



Energy Production

Electricity output from plants operated by ENGIE Brasil Energia was 9.709 GWh (4,446 average MW) in 2Q19. This result is **29.6% higher** than production for 2Q18. Total output breaks down as follows: hydroelectric plants, 7,764 GWh (3,555 average MW), thermoelectric plants 804 GWh (368 average MW) and the complementary sourced units 1,141 GWh (523 average MW). Results point to, respectively, increases of 26.6% and 182.0% on the hydro and complementary energy sources and a decrease of 15.7% on the thermoelectric energy sources in relation to 2Q18.



The increase in total generation from the Company's hydroelectric plants on a 2Q19 x 2Q18 comparative basis is principally due to the more favorable hydrological conditions in 2Q19 in the hydrographic basins where the EBE's plants are located. In addition, global load in the National Interconnected System (SIN) reported growth of 2.63% when compared to 2Q18.

On the other hand, the increase in hydroelectric generation delivered to the SIN saw a reduction in the Marginal Cost of Operations (CMO), consequently occasioning a reduction in the Company's thermoelectric power plants, more notably that of the Jorge Lacerda Thermoelectric Complex due to low dispatch by order of merit of cost of its generator units as compared with 2Q18. Special mention should be made of the unveiling of commercial operations at the Pampa Sul Thermoelectric Plant on June 28, 2019, this unit reporting generation of 117 GWh (54 average MW) during prior trial test runs.

The substantial increase in generation from complementary plants is due to the startup in commercial operations of the Campo Largo – Phase I and Umbranas – Phase I wind complexes.

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

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

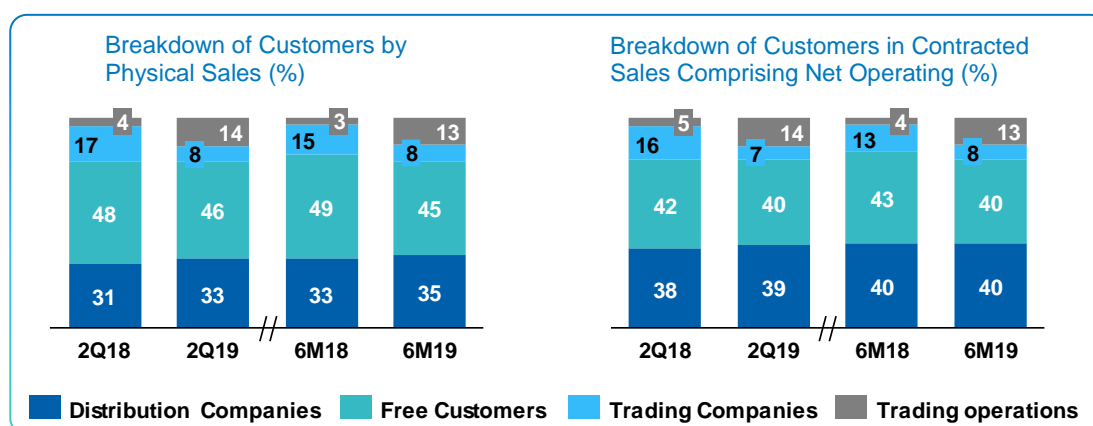
Gas Transportation

Operations of Transportadora Asociada de Gas under ENGIE group management totalled 18 days in the second quarter. During this period, the average volume of gas transmitted amounted to 37.9 million of m³/day.

Electric Energy Sales Portfolio

In 2Q19, the free consumer share of the Company's portfolio was 45.8% of total physical sales and 40.4% of the total net operating revenue (except CCEE and other revenues), decreases of 2.4 p.p. and 1.5 p.p., respectively in relation to the same quarter in 2018.

The year-on-year reduction in the share of the trading companies in the Company's physical sales and net operating revenue during 2Q19 was mainly due to the decrease in consumption of industrial clients.



Commercialization Strategy of Electric Energy

The Company pursues a commercial strategy of gradual sales of future energy availability for any given year as a means of mitigating the risk of exposure to spot prices (Price for Settlement of Differences — PLD) for that particular year. Electric energy sales are made during windows of opportunity that open when the market shows a greater buying propensity. ENGIE Brasil Energia's energy balance based on proprietary commercial capacity and power purchasing agreements outstanding as at **June 30, 2019** is as follows:

Energy Balance

(Average MW)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Auction	Reference	Gross Price	Net Price of
							Gross Price	Date	Adjusted	PIS/COFINS/P&D
							(R\$/MWh)		(R\$/MWh)	(R\$/MWh)
Own Resources	4,536	4,695	4,860	4,919	4,917	4,918				
+ Purchases for Resale	1,498	907	497	428	355	176				
= Total Resources (A)	6,034	5,602	5,357	5,347	5,272	5,094				
Government Auction Sales ¹	1,970	2,013	2,013	2,013	2,013	2,008				
2005-NE-2010-30	200	200	200	200	200	200	115.1	Dec-05	231.9	208.3
2006-NE-2009-30	493	493	493	493	493	493	128.4	Jun-06	255.0	229.1
2006-NE-2011-30	148	148	148	148	148	148	135.0	Nov-06	265.7	238.7
2007-NE-2012-30	256	256	256	256	256	256	126.6	Oct-07	239.4	215.1
2014-EE-2014-06	98	-	-	-	-	-	270.7	May-14	359.2	322.7
Proinfa	19	19	19	19	19	19	147.8	Jun-04	286.6	276.2
1st Reserve Energy Auction	14	14	14	14	14	14	158.1	Aug-08	284.7	274.3
Auction Mix (New Energy / Reserve / DG)	17	14	14	14	14	9	-	-	261.3	251.7
2014-NE-2019-25	151	295	295	295	295	295	183.5	Mar-14	247.7	222.5
2014-NE-2019-25	10	10	10	10	10	10	206.2	Nov-14	261.0	251.5
2014-NE-2019-20	83	83	83	83	83	83	139.3	Nov-14	176.4	160.1
2015-NE-2018-20	46	46	46	46	46	46	188.5	Aug-15	223.5	202.8
8th Reserve Energy Auction	9	9	9	9	9	9	303.0	Nov-15	347.5	315.3
2014-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136.4	Nov-14	176.7	160.4
Government Auction - Quotas regime										
2018 - Quotas (UHJA) - 2018-30	239	239	239	239	239	239	-	Jul-17	138.5	132.1
2018 - Quotas (UHMI) - 2018-30	139	139	139	139	139	139	-	Jul-17	158.8	151.5
+ Bilateral Sales	3,408	3,177	2,860	2,512	1,826	1,082				
= Total Sales (B)	5,378	5,190	4,873	4,525	3,839	3,090				
Balance (A - B)	656	412	484	822	1,433	2,004				
Sales average net price (R\$/MWh) ^{2, 3} :	188.9	188.1	187.6							
Purchases average net price (R\$/MWh) ⁴ :	182.5	176.1	176.9							

¹ XXXX-YY-WWW-ZZ, where:
 XXXX → year of auction
 YY → EE = existing energy or NE = new energy
 WWW → 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.

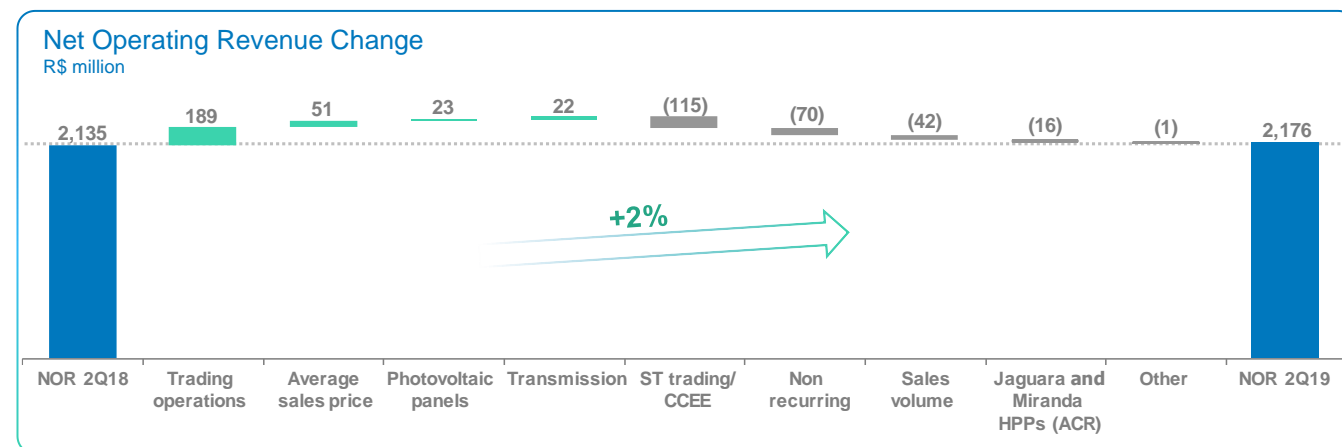
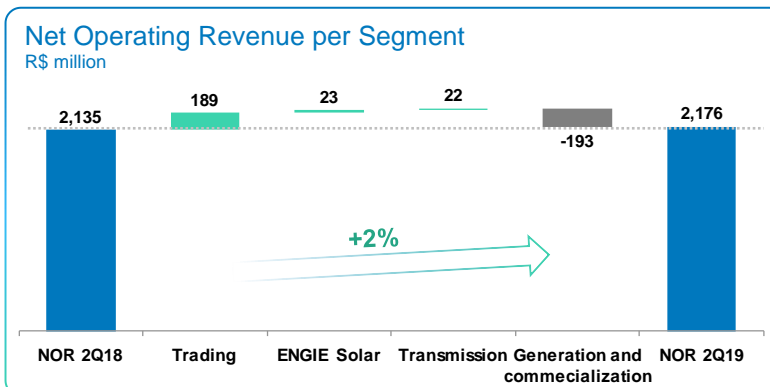
Notes:

- 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.

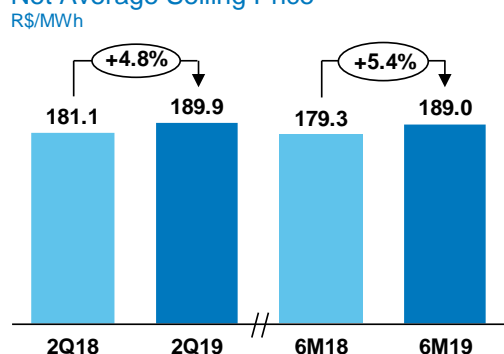
ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE

Net Operating Revenue

In 2Q19, net operating revenue recorded an increase of 1.9% (R\$ 41.5 million) when compared to 2Q18, increasing from R\$ 2,135.0 million to R\$ 2,176.5 million. This change is mainly a reflection of the following factors: (i) a R\$ 192.9 million (9.4%) decrease in the generation and commercialization of electric energy for supplying the Company's portfolio of which (i.i) R\$ 115.1 million relates to the reduction in transactions conducted in the short-term market; (i.ii) a R\$ 69.6 million reduction in non-recurring revenues, recognized in 2Q18, with respect to the compensation for lost revenues the result of a claim for indemnification for the interruption to business in the case of the Jorge Lacerda A Thermolectric Plant and the collection of a contractual fine from a supplier resulting from partial delay in delivery of modernization work on one of the machines at the Salto Santiago Hydroelectric Power Plant; (i.iii) R\$ 42.3 million due to the decline in the amount of energy sold; (i.iv) a R\$ 15.6 million reduction in the remuneration of financial assets relative to the payment for the Jaguará and Miranda hydroelectric concession grants; (i.v) R\$ 1.4 million decrease in other operating revenue; and (i.vi) R\$ 51.1 million corresponding to the increase in net average selling price; (ii) a R\$ 188.7 million increase in the light of energy trading operations; (iii) R\$ 23.3 million as a result of booking of revenue to the accounts from the sale and installation of photovoltaic solar panels through the ENGIE Geração Solar Distribuída (ENGIE Solar) subsidiary, the control of which was acquired in August 2018, when it was consolidated by the Company; and (iv) R\$ 22.4 million related to the transmission segment, being (iv.i) R\$ 20.0 million with respect to infrastructure construction revenue from the Gralha Azul Transmission Line; and (iv.ii) R\$ 2.4 million relating to the remuneration of the financial asset.



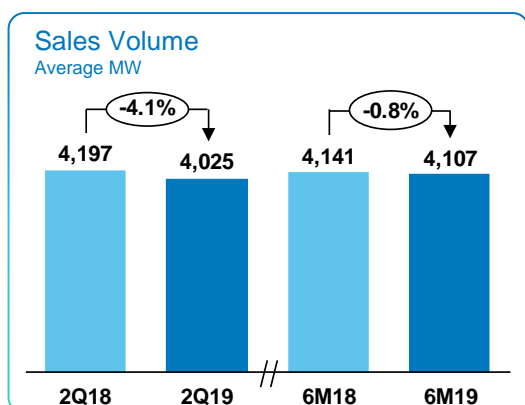
Net Average Selling Price*



Net Average Selling Price

The average energy selling price, net of charges on revenue, reached R\$ 189.87/MWh in 2Q19, 4.8% greater than the same quarter in 2018, the value for which was R\$ 181.11/MWh. These prices exclude the trading operations which the Company began in January 2018 and described below under a separate heading. The increase in price is largely due to the monetary restatement of current agreements.

* Net of taxes, exports and trading operations.



➤ Sales Volume

Volumes of contracted energy sold under agreements decreased from 9,166 GWh (4,197 average MW) in 2Q18 to **8,790 GWh (4,025 average MW) in 2Q19**, a reduction of 376 GWh (172 average MW), or 4.1%, between comparative periods. These volumes do not include energy trading operations which are described below under a specific heading.

The reduction in sales volume is largely due to the decline in the trading company segment, impacted by a decrease in the demand for electric energy nationwide, albeit partially attenuated by the increase in sales to distributors with the initial servicing of the new energy auctions in 1Q19.

Comments on Variation in Net Operating Revenue

➤ Generation and Commercialization of Energy

➤ Revenue from Sale of Electric Energy

- Distribution Companies:

Revenue from sales to distributors was R\$ 756.7 million in 2Q19, **15.7% higher than** the R\$ 654.1 million reported in 2Q18. The variation reflected the following factors: (i) R\$ 90.9 million – an increase of 403 GWh (185 average MW) sales volume; and (ii) R\$ 11.7 million – an increase of 1.8% in net average selling price.

The increase in sales volume is due largely to initial supplies under the new energy auctions from the Ferrari Thermolectric Power Plant and wind farms at the Campo Largo – Phase I, Umbranas – Phase I and Trairí wind complexes, which have been feeding their energy into the regulated market since 1Q19. Price increases largely reflect monetary restatement of existing agreements, partially compensated by the lower average price set at the auctions, supplies under which began in 1Q19.

- Trading Companies:

In 2Q19, sales revenue to trading companies was R\$ 131.3 million, **52.5% lower** than revenue for this same item in 2Q18, which was R\$ 276.7 million. This reduction is a result of a combination of the following aspects: (i) R\$ 139.8 million – a reduction of 819 GWh (375 average MW) in energy sales volume; and (ii) R\$ 5.6 million – a decrease of 2.0% in the net average selling price.

The decrease in the amount between the two comparative periods analyzed was mainly a reflection of the reduction in consumption on the part of industrial customers that purchased energy through the medium of trading companies. The reduction in price was principally due to the expiry of agreements at higher average prices than those of the new agreements replacing them or existing agreements.

- Free Consumers:

Revenue from sales to free consumers increased by 7.1% between quarters under analysis, rising from R\$ 729.2 million in 2Q18 to R\$ 780.8 million in 2Q19. The following events contributed to this variation: (i) R\$ 45.0 million growth of 6.2% in net average energy selling prices; and (ii) R\$ 6.6 million – an increase of 40 GWh (18 average MW) in the volume of energy sold.

The increase in price is basically due to monetary restatement of prevailing agreements. The increase in the volume of energy sold is a reflection basically of the increase in sales volume to industrial clients, some of which were categorized previously as trading companies but reclassified subsequently as free consumers, including many clients reporting low levels of consumption in relation to contracted amounts.

➤ Transactions in the Short-term Energy Market

In 2Q19, revenue from transactions in the short-term market, especially generated across the CCEE, **was R\$ 68.8 million**, as against R\$ 183.9 million in 2Q18, this representing a reduction of R\$ 115.1 million between comparative quarters (62.6%). These amounts exclude transactions in the short-term market involving trading operations, details of which are shown under a separate heading below. A more detailed explanation of these short-term operations is to be found in the item below “Details of Short-Term Operations”.

➤ Remuneration of Concession Financial Assets

The financial assets of concessions represent the present value of the future cash flows of the portion of energy from the Jaguará and Miranda hydroelectric plants 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 according to the variation in the Amplified Consumer Price Index (IPCA).

The remuneration of the financial assets of concessions decreased from R\$ 105.2 million in 2Q18 to R\$ 89.6 million in 2Q19. The variation in the balance is largely due to monetary restatement in the compared quarters, the impact of which was a reduction of R\$ 15.3 million. The Grant Bonus Return (RBO) is restated annually at the IPCA, this index reporting a reduction of 1.2 p.p. in 2Q19 compared to 2Q18 and decreasing from 1.9% in 2Q18 to 0.7% in 2Q19.

➤ Other Revenues

In 2Q18, non-recurring revenues of R\$ 69.6 million were booked to the accounts, the result of the recomposing of revenues resulting from: (i) the claim for indemnification arising from the interruption of business at the Jorge Lacerda A Thermoelectric Power Plant in 2017; and (ii) the levying of a contractual fine on the supplier due to the partial delay in the conclusion of modernization work on one of the machines of the Salto Santiago Hydroelectric Power Plant in 2015.

➤ Energy Trading

➤ Energy Trading Operations

With a view to taking positions in the market in the light of electric energy price variations and on the basis of established risk limits and pre-authorized counterparties, in January 2018, the Company made its debut in the energy trading market.

Energy trading operations are transacted in an active market and for accounting purposes, are defined as financial instruments at fair value. This is due principally to the fact that there is no commitment to match buying and selling operations given the flexibility of managing the contracts for leveraging results from price variations in the market.

Revenue from trading, resulting from the sale of energy reported between the analyzed quarters, increased by R\$ 188.7 million (236.2%), from R\$ 79.9 million in 2Q18 to R\$ 268.6 million in 2Q19. The following events contributed to this variation: (i) R\$ 184.4 million – an increase of 968 GWh (442 average MW) in energy sales volume; (ii) R\$ 4.6 million – booking of a positive result in transactions executed across the CCEE in 2Q19; and (iii) R\$ 0.3 million – a reduction of 0.4% in the average energy net selling price which reached R\$ 190.58/MWh in 2Q19, against R\$ 191.38/MWh in 2Q18.

Further explanations on item (ii) can be found in “Details of Short-Term Operations”.

➤ Energy Transmission

➤ Revenue from Transmission

The Company has primary responsibility for the constructing and installation related to the Gralha Azul Transmission System's concession, the implementation of which began in the second half of 2018 and thus being exposed to the risks and benefits therefrom. 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 management costs. These construction expenditures are recognized in the cost as mentioned below.

The revenues from implementation of transmission infrastructure and the associated remuneration **booked to the accounts for 2Q19** were **R\$ 20.0 million and R\$ 2.4 million**, respectively.

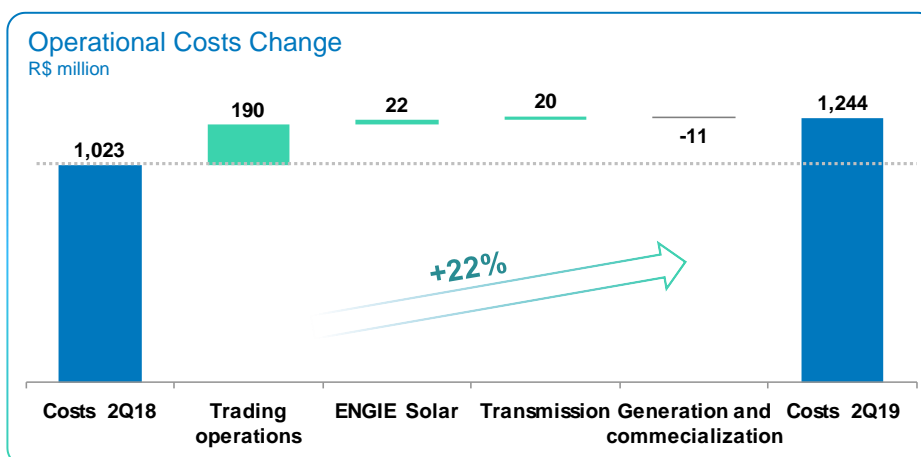
➤ Solar Panels

➤ Revenue from the Sale of Solar Panels

In 2Q19, the Company booked R\$ 23.3 million of revenue to the accounts from the sale of photovoltaic solar panels, through ENGIE Geração Solar Distribuída (ENGIE Solar), control of which was acquired in August 2018 when the subsidiary was consolidated by the Company.

Operational Costs

Operational costs increased by R\$ 220.8 million (21.6%), between compared quarters, from R\$ 1,023.1 million in 2Q18 to R\$ 1,243.9 million in 2Q19. This variation was a reflection principally of the following factors: (i) an increase of R\$ 190.0 million in the costs of trading operations; (ii) a reduction of R\$ 11.1 million (1.2%) in relation to 2Q18 in the costs of the generation and commercialization segment for servicing the Company's portfolio; (iii) booking of R\$ 22.4 million costs of selling and installation of the photovoltaic panels by ENGIE Solar; and (iv) recognition in the accounts of R\$ 19.5 million of transmission segment costs.



These variations basically reflect the following key components:

» **Energy purchases:** an increase of R\$ 104.2 million (19.5%) between comparable quarters due to a combination of the following items: (i) increase of R\$ 191.7 million in 2Q19 compared to the same quarter in 2018, in energy trading operations, a reflection above all of the following: (i.i) R\$ 186.6 million – growth of 998 GWh (457 average MW) in purchases allocated to trading operations; (i.ii) R\$ 7.1 million – booking in 2Q19 of unrealized losses due to marking to market – differences between contracted prices and those prevailing in the market – of net contracted operations open in the accounts as at June 30, 2019; and (i.iii) R\$ 2.0 million – a reduction of 2.6% in the net average price of purchases in trading operations; and (ii) a reduction of R\$ 87.5 million in energy portfolio management operations in the light of the following factors: (ii.i) R\$ 142.1 million – decrease of 754 GWh (345 average MW) in purchases for management of the Company's portfolio; and (ii.ii) R\$ 54.6 million – growth of 11.9% in net purchase prices for operations realized for the portfolio.

The year-on-year growth in net average purchase price was mainly due to new agreements at higher than average prices of existing agreements.

» **Transactions in the short-term energy market:** the costs of these transactions were R\$ 30.1 million (155.3%) higher between the quarters under analysis, reflecting: (i) the increase of R\$ 31.8 million incurred in the generation and commercialization segment; and (ii) a reduction of R\$ 1.7 million in the light of energy trading transactions settled across the CCEE. More details are described under the specific heading below.

» **Charges for use of and connection to the electricity grid:** an increase of R\$ 11.3 million (10.1%), between quarters under analysis, above all due to the startup of commercial operations of 11 wind farms in the Campo Largo Wind Complex – Phase I in the second half of 2018 and 18 wind farms in the Umburanas Wind Complex – Phase I in the first half of 2019. Additionally, in 2Q19, charges incurred by the Pampa Sul Thermolectric Power Plant – which began commercial operations in June 2019 – were booked to the accounts.

Excluding the above effects, the increase in charges would have been R\$ 1.3 million (1.2%) in 2Q19 compared with the same period in 2018, a reflection largely of annual tariff adjustment for transmission and distribution.

» **Fuels for the generation of electricity:** a decrease of R\$ 18.9 million (49.7%) on a year-on-year comparative basis, mainly due to recognition in the accounts in 2Q18 of R\$ 18.0 million following a court sponsored agreement with the natural gas supplier. This subsequent to a lawsuit involving a dispute over pricing of fuel supplied between September 2014 and June 2017, as well as the declining volume of thermolectric generation between the periods, albeit partially offset by the annual readjustment in fuel costs.

» **Financial compensation for use of water resources (Royalties):** growth of R\$ 6.8 million (32.7%) between comparative quarters, principally reflecting increased generation from the hydroelectric plants in the periods analyzed and the 4.5% readjustment in Restated Reference Tariff (TAR) in 2019.

» **Personnel:** increase of R\$ 10.0 million (18.2%) in 2Q19 against the same quarter for 2018, largely due to the annual readjustment in employee compensation and new hiring with the expansion in the Company's generator complex. The Personnel line was also inflated by the cost of absorbing the payroll of Engie Solar, acquired in full in August 2018, personnel costs of the latter subsidiary in 2Q19 being R\$ 2.3 million.

Excluding the impact of ENGIE Solar, personnel overheads would have risen year-on-year by R\$ 7.7 million (14.0%) in 2Q19.

» **Material and third party services:** an increase of R\$ 6.1 million (11.5%) in 2Q19, in relation to the same quarter of 2018, largely resulting from: (i) higher costs of operations and maintenance due principally to new power purchasing agreements with the entry into operations of the Umburanas – Phase I and Campo Largo – Phase I wind complexes; and (ii) an increase of R\$ 4.7 million in ENGIE Solar overheads.

Excluding the effect of ENGIE Solar, the increase would have been R\$ 1.4 million (2.6%) in 2Q19 in relation to 2Q18.

- » **Depreciation and amortization:** increase of R\$ 45.2 million (29.3%) between compared quarters due largely to the entry into commercial operations of the Campo Largo Wind Complex – Phase I in the second half of 2018, of the Umburanas Wind Complex – Phase I, in the first four months of 2019 and maintenance work on the Company's generator complex between the second half of 2018 and the first half of 2019.
- » **Insurance:** a year-on-year increase of R\$ 10.4 million (102.5%) due to the renewal of the operational risks policy in June 2018, the increase in premium largely reflected by a reassessment of risks in the light of claims in 2017 relating to work on the Jorge Lacerda A Power Plant and in 2018 at the Jaguara Hydroelectric Power Plant.
- » **Net operating provisions:** positive effect on the result for the period of R\$ 14.8 million (127.3%) between quarters mainly due to the following effects: (i) provisions booked in 2Q18 for losses on the reduction in market value of William Arjona TPP and; (ii) reversal of provisions in 2Q19 for the decommissioning of Charqueadas.
- » **Cost of implementation of transmission infrastructure:** recognition in the accounts of R\$ 19.5 million in 2Q19 related to the costs of infrastructure construction of the Gralha Azul transmission line, compensated by the booking of infrastructure implementation revenue calculated on the bases of incurred costs as well as the gross margin for covering the management costs of the construction.
- » **Cost of sale of photovoltaic solar panels:** recognition of R\$ 14.9 million in 2Q19 with respect to the costs related to the sale of photovoltaic solar panels through the ENGIE Solar subsidiary, 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 2Q19 and 2Q18, net results (the difference between revenues and costs – less taxes) due to short-term transactions – more particularly those transacted across the CCEE – were positive at R\$ 23.9 million and R\$ 164.5 million, respectively. The amount represents a **reduction of R\$ 140.6 million between comparative periods**, this having a negative effect of R\$ 146.9 million on results for transactions in the generation and commercialization segment and a positive effect of R\$ 6.3 million on the result for trading transactions.

This variation is fundamentally a result of the combination of the following factors: (i) a reduction in the long position held on the CCEE, by virtue of the strategy adopted for allocation of hydroelectric generation resources plus active portfolio management; (ii) the reduced impact of the MRE Adjustment Factor – GSF –, already deducted for the effects of renegotiation of hydrological risk; (iii) the negative effect arising from the difference in prices between the North/Northeast and Southeast/Center-West submarkets for the quarters under review; and (iv) an increase in MRE revenue.

In December 2018, Aneel set maximum and minimum PLD limits for 2019 at R\$ 513.89/MWh and R\$ 42.35/MWh, respectively. On a quarterly comparison basis, the average PLD for the South and Southeast/Center-West submarkets fell 56.6%, from R\$ 302.68/MWh in 2Q18 to R\$ 131.37/MWh in 2Q19. Additionally, the PLD for the North submarket fell 73.7% from R\$ 217.52/MWh in 2Q18 to R\$ 57.27/MWh in 2Q19 and average PLD for the Northeast submarket fell from R\$ 254.06/MWh in 2Q18 to R\$ 57.27/MWh in 2Q19, that is, 77.5%.

Selling, General and Administrative Expenses

Selling, general and administrative expenses increased by R\$ 7.2 million (14.3%) in the quarters under review due mainly to: (i) a growth of R\$ 3.2 million in payroll due to the annual readjustment in employee compensation and new hiring, of which R\$ 0.7 million reflects expenses at ENGIE Solar; (ii) growth of R\$ 2.8 million in expenses with third party services, R\$ 0.6 million of this expended by ENGIE Solar. The above increases were partially attenuated by the following factors: (i) a reduction of R\$ 0.5 million in expenses with materials; and a (ii) reduction of R\$ 0.5 million in operational provisions.

Ignoring the effect of ENGIE Solar, there would have been a year-on-year increase of R\$ 5.6 million (11.3%) in 2Q19.

Increased selling, general and administrative expenses largely reflect, (i) growth in the Company's operational capacity through a 13.0% greater installed capacity between 2Q18 and 2Q19; (ii) the new market dynamic based on the energy transition and the expansion in access to the free market; and (iii) an inflationary effect on prevailing agreements and on payroll expenses between compared periods. These effects are partially offset by reductions in certain expenses already mentioned above in the light of the Company's efforts to optimize overheads.

Equity Income

On June 13, 2019, the jointly controlled Aliança Transportadora de Gás S.A. acquired a 90% corporate control in Transportadora Associada de Gás S.A. The Company has a 32.5% direct corporate stake in the jointly controlled company, Aliança, hence a 29.25% indirect corporate stake in TAG.

In 2Q19, the Company booked the negative equity income result in the jointly controlled, Aliança, for the amount of R\$ 26.8 million. This result is largely a consequence of the combination of the following effects: (i) non-recurring expenses of R\$ 44.7 million in Aliança with respect to financial, legal, tax, corporate, regulatory advisory services among others, related to the development of the project for acquiring TAG; (ii) positive financial result at Aliança of R\$ 13.9 million, largely arising from FX variation on currency denominated debt, with a positive impact of R\$ 37.2 million, attenuated by debt service charges, with a negative effect of R\$ 23.3 million; (iii) taxes and general and administrative expenses of Aliança of R\$ 13.6 million; and (iv) a positive result from the shareholding stake in TAG in the period from June 13 (the acquisition date of the company) to June 30, 2019 amounting to R\$ 14.6 million. This result includes equity income on non-recurring costs arising from the early settlement of debt by TAG, in the amount of R\$ 17.8 million.

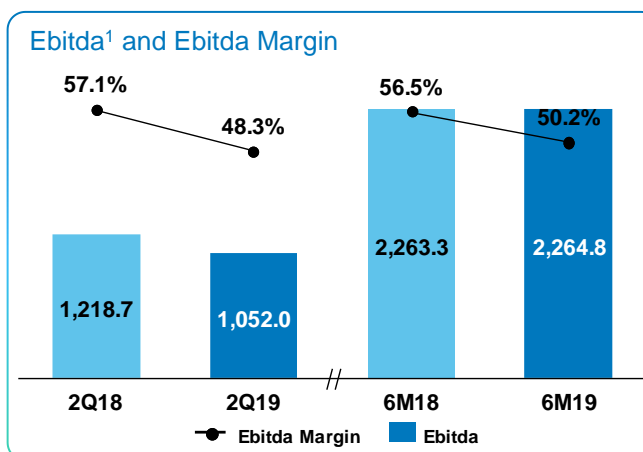
Excluding the aforementioned non-recurring effects, equity income in 2Q19 would have been positive in the amount of R\$ 35.7 million.

Ebitda and Ebitda Margin

Reflecting the aforementioned factors, **Ebitda for 2Q19 was R\$ 1,052.0 million**, that is, 13.7% or R\$ 166.7 million below the amount reported for 2Q18 of R\$ 1,218.7 million. The variation is a consequence of the combination of the following **positive effects**: (i) reduction of R\$ 87.5 million in energy purchases for managing the Company's portfolio; (ii) R\$ 51.1 million due to the increase in the average net selling price, excluding trading operations; (iii) R\$ 18.9 million due to the reduction in fuel costs; (iv) a reduction of R\$ 14.8 million in operational provisions costs; (v) a reduction of R\$ 6.8 million of other operating costs and expenses; and (vi) R\$ 5.8 million reflecting a net positive result between sales and purchases arising from energy trading.

The above-mentioned positive effects were counterbalanced by the following **negative effects**: (i) reduction of R\$ 146.9 million in the result of transactions executed in the short-term market in the generation and commercialization segment for the Company's portfolio management; (ii) recognition in 2Q18 of R\$ 69.6 million of non-recurring revenues with the recomposition of revenue from indemnification via a claim against, and collection of a contractual fine from a supplier due to the partial delay in carrying out modernization work; (iii) R\$ 42.3 million due to the reduction in energy sales volume, excluding trading operations; (iv) a negative R\$ 27.6 million equity income result; (v) decrease of revenue from remuneration and monetary restatement on Jaguara and Miranda Hydroelectric Power Plant assets and growth in the Gralha Azul transmission line with a net impact of R\$ 13.2 million; (vi) an increase of R\$ 11.2 million in costs with charges for use of the electricity network and connections; (vii) increase of R\$ 10.4 million of insurance premium costs; (viii) increased payroll costs of R\$ 10.0 million; (ix) increase of R\$ 7.2 million in sales, general and administrative expenses; (x) negative net result in the marking to market of unrealized losses on trading operations of R\$ 7.1 million; and (xi) an increase of R\$ 6.1 million in costs and outsourced services.

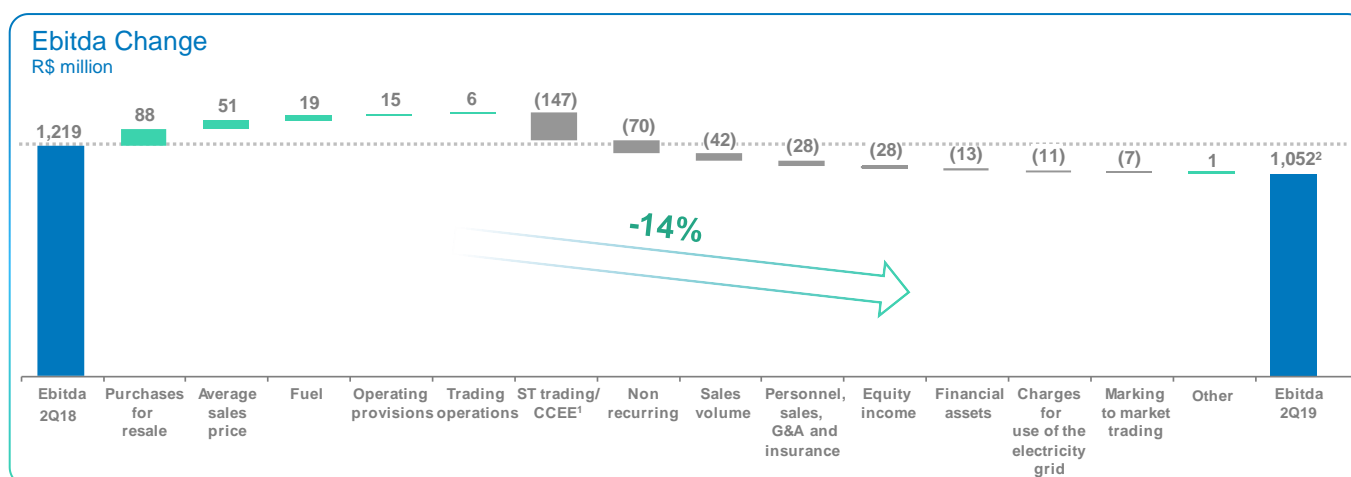
Ebitda includes the result of corporate stakes of the jointly controlled company Aliança, given that the subsidiary foresees distribution of dividends on a recurring basis.



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

Ebitda margin was 48.3% in 2Q19, a decrease of 8.8 p.p. in relation to the same period of 2018. This reduction is a consequence principally of impacts in 2Q19 and in 2Q18 arising from energy trading operations, recognition of revenue and costs relative to the construction of the Gralha Azul transmission line and operations realized by ENGIE Solar, a subsidiary which was acquired in August 2018, margins of which are lower than those for other operations conducted by the Company. The decrease in Ebitda margin is also the result of a decline in the short-term market, including transactions conducted across the CCEE and the reduction in the energy sales volume in the generation and commercialization segment.

Excluding these effects, the Ebitda margin for 2Q19 would have been 56.3% against 59.3%, in 2Q18, representing a decrease of 3.0 p.p. between compared quarters.



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

² Apparent sum-related errors are a result from rounding of addends.

The following table reconciles net income with Ebitda:

(In millions of R\$)	2Q19	2Q18	Chg. %	6M19	6M18	Chg. %
Net income	385.4	589.2	-34.6	950.9	1,078.5	-11.8
(+) Income tax and social contribution	172.8	264.4	-34.6	409.8	493.7	-17.0
(+) Net financial result	290.3	185.7	56.3	504.4	342.6	47.2
(+) Depreciation and amortization	203.5	157.0	29.6	394.8	326.1	21.1
Ebitda	1,052.0	1,196.3	-12.1	2,259.9	2,240.9	0.8
(+) Impairment	0.0	22.4	-100.0	4.9	22.4	-78.1
Adjusted Ebitda	1,052.0	1,218.7	-13.7	2,264.8	2,263.3	0.1

Provision for Reduction in Impairment

In 2Q19, the Company saw no reason to book or reverse provisions for asset impairment. In 2Q18, a R\$ 22.4 million were provisioned for impaired generation assets at the William Arjona Thermolectric Power Plant, the commercial operation of which was discontinued, its economic and financial operation having become unviable.

Financial Result

Financial income: in 2Q19, financial revenue reached **R\$ 41.6 million**, that is, R\$ 10.8 million or **35.3% above** the R\$ 30.8 million reported in the same quarter in 2018, principally due to the combination of the following factors: (i) an increase of interest on amounts receivable from third parties and income tax and social contribution to be compensated relative to previous fiscal years and amounting to R\$ 7.5 million; and (ii) an increase of R\$ 4.9 million in revenues from financial investments, due to an increase in the average balance of cash and cash equivalents in the period.

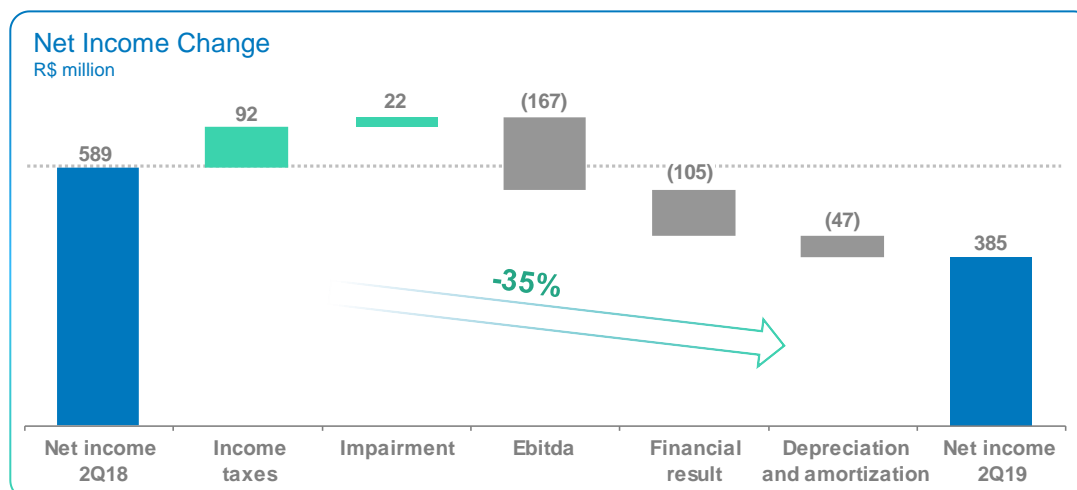
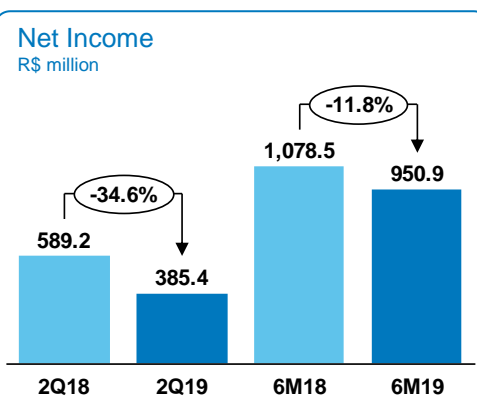
Financial expenses: expenses in 2Q19 were **R\$ 331.9 million**, that is, R\$ 115.4 million or **53.3% above** expenses reported in 2Q18, which were R\$ 216.5 million. The principal variations were: (i) an increase of R\$ 126.2 million in interest and monetary restatement on debt, largely the result of the issue of debentures by the Companhia Energética Jaguará and Companhia Energética Miranda subsidiaries in June 2018 as well as by the Company in July 2018 and in May 2019 and the contracting of loans and financing throughout 2018 and 2019; (ii) a reduction of R\$ 18.9 million in interest and monetary restatement on concessions payable due to the reduction in IPCA and General Market Price Index (IGPM) between 2Q19 and 2Q18; and (iii) an increase of R\$ 1.8 million in interest on taxes and social contributions payable.

Income Tax and Social Contribution on Net Income

Income Tax (IR) and Social Contribution (CSLL) in **2Q19** amounted to **R\$ 172.8 million**, R\$ 91.6 million (34.6%) lower than the IR and CSLL recorded for the same quarter of 2018, which was R\$ 264.4 million, principally due to a lower profit before tax figure. The effective tax rate for IR and CSLL in 2Q19 and in 2Q18 was 31.0%

Net Income

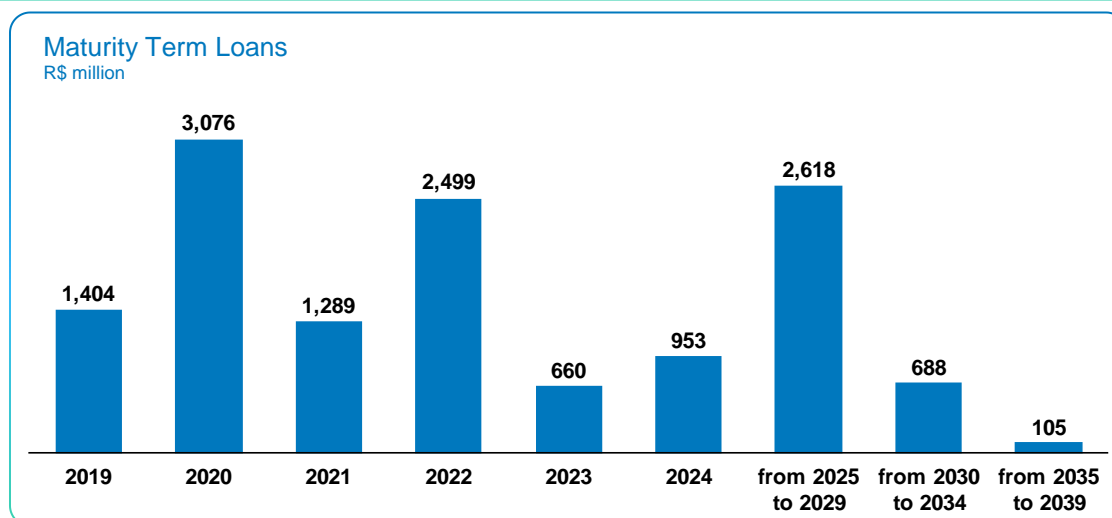
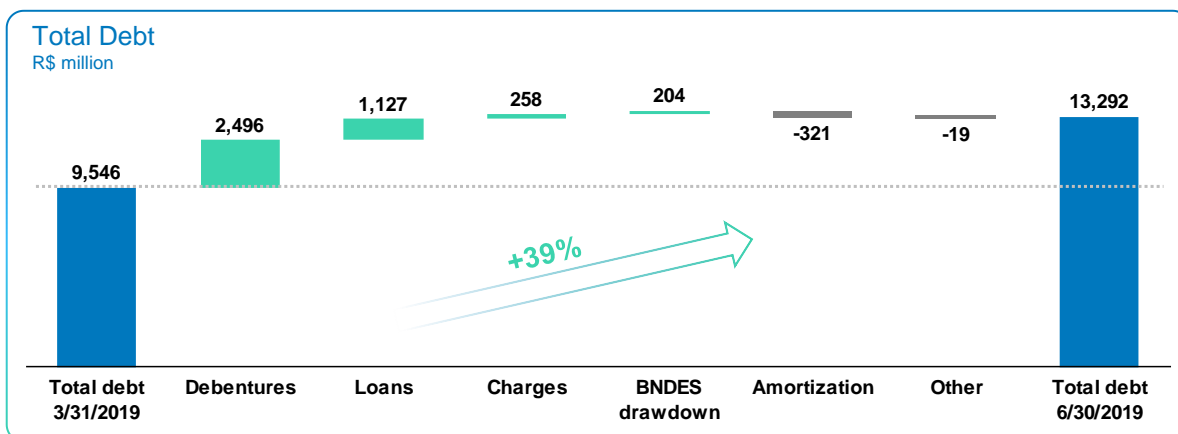
Net income for 2Q19 was R\$ 385.4 million, R\$ 203.8 million or **34.6% lower** than the R\$ 589.2 million reported for the same quarter in 2018. This result reflects the following factors: (i) a reduction of R\$ 91.6 million in income tax and social contribution; (ii) recognition in the accounts of 2Q18 of an asset impairment of R\$ 22.4 million; (iii) a reduction of R\$ 166.7 million in Ebitda; (iv) an increase of R\$ 104.6 million in net financial expenses; e (v) a growth of R\$ 46.5 million in depreciation and amortization.



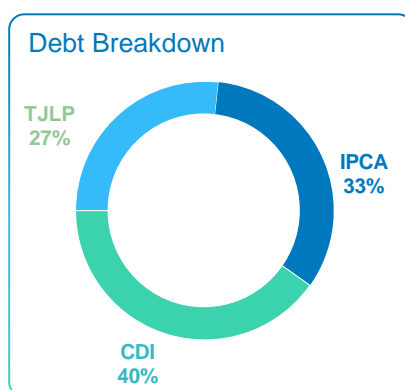
Debt

The Company's **total gross consolidated debt** as at June 30, 2019, represented mainly by loans, financing and debentures, net of the effects of hedge operations, **totalled R\$ 13,292.2 million, an increase of 39.2%** (R\$ 3,746.2 million) compared to the position as at March 31, 2019.

The change in Company debt levels is largely due to the combination of the following factors in 2Q19: (i) issuance of the 8th debenture issue of R\$ 2,496.0 million for working capital to support the Company's business plan; (ii) loans amounting to R\$ 1,127.2 million from overseas financial institutions, hedged by swap operations for protecting future cash flows; (iii) generation of R\$ 257.8 million in charges incurred to be paid and monetary restatement; (iv) drawdown from the Brazilian Development Bank – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) for a total of R\$ 204.3 million for construction work on the Campo Largo Wind Complex – Phase I, expansion at the Ferrari Thermoelectric Power Plant and construction of the Pampa Sul Thermoelectric Power Plant; and (v) R\$ 320.6 million in amortization of loans and financing.



The average weighted nominal cost of debt at the end of the 2Q19 was 8.0% (8.2% at the end of the 2Q18).



On June 30, 2019, the Company's **net debt** (total debt less result of derivatives operations, deposits earmarked to the guarantee of debt servicing and cash and cash equivalents) was **R\$ 11,371.2 million**, an increase of **36.6%** compared with the end of the 1Q19.

Net Debt

R\$ million

	6/30/2019	3/31/2019	Chg. %
Gross debt	13,568.8	9,773.5	38.8
Result of derivatives operations	(276.6)	(227.5)	21.6
Deposits earmarked for the payment of debt	(278.7)	(273.7)	1.8
Cash and cash equivalents	(1,642.3)	(950.3)	72.8
Total net debt	11,371.2	8,322.0	36.6

Capital Expenditures

ENGIE Brasil Energia's **total investments in 2Q19** were R\$ **3,759.6 million**, of which: (i) R\$ 3,443.1 million allocated for the acquisition of a corporate stake in Aliança Transportadora de Gás S.A., the latter company acquiring a 90% stake in Transportadora Associada de Gás S.A.; (ii) R\$ 291.4 million was invested in construction of new projects: (ii.i) R\$ 3.7 million concentrated in the Campo Largo Wind Complex – Phase I; (ii.ii) R\$ 164.1 million on Pampa Sul TPP; (ii.iii) R\$ 101.1 million in the Umburanas Wind Complex – Phase I and; (ii.iv) R\$ 22.5 million in the Gralha Azul Transmission Line; (iii) R\$ 18.4 million was allocated to maintenance and revitalization projects for the generating complex; and (iv) R\$ 6.7 million was dedicated to modernization in the Salto Santiago and Salto Osório Hydroelectric Power Plants.



Arrival of Salto Osório HPP GU5 turbine rotor

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 June 30, 2019, out of the 60 plants installed in 13 states of Brazil's five regions, 12 are certified in accordance with NBR ISO 9001 (for Quality), NBR ISO 14001 (for the Environment) and NBR OHSAS 18001 (for Occupational Health and Safety) standards, with an aggregate capacity of 77.9% of the total operated by the Company. In the area of Social Responsibility, the Company endeavors to adhere to the directives in the NBR ISO 26000 guide (which is not susceptible to certification); and the Jorge Lacerda Thermolectric 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

- » During the month of June, the square in the Alegre community and the rehabbed and expanded school and library in the Campo Largo community were inaugurated, both of which situated in the municipality of Sento Sé (BA). The Campo Largo Solid Waste Management Program was also implemented. All these projects in the sphere of influence of the Campo Largo and Umburanas wind complexes were executed using ENGIE Brasil Energia's private social investment resources.
- » In accordance with their commitment to sustainability, L'Oréal Brasil and EBE announced a partnership for the use of electricity generated from renewable sources at all L'Oréal's units in Brazil. Wind power is generated from the Trairí Wind Complex in the state of Ceará, thus avoiding emissions of seven thousand tons of CO², the equivalent of planting more than 43 thousand trees. In addition to the decarbonization context, the project also represents a benchmark for positive socio-environmental impacts in the surrounding communities in alignment with Sustainable Development Goals.
- » Public hearings with respect to the Gralha Azul Transmission System in the state of Paraná were held on June 5, 6 and 7, completing one more stage in the licensing process and attesting to the project's environmental viability prior to the use of the preliminary license. Hearings were held in the municipalities of Cândido Abreu, Ponta Grossa and Campo Largo with audiences of 71, 103 and 83 respectively, these numbers deemed a record for this type of project.
- » The ENGIE Sustainable Management Seminar was held on June 5 at the Company's head office in Florianópolis. This was the eighth event of its type and designed to raise awareness and engage employees and stakeholders on topics of sustainability. This year's mantra was "attitudes which inspire".
- » ENGIE Brasil Energia was the winner of the 25th edition of the Top of Mind SC award in the "Company, Institution or Foundation in the state of Santa Catarina highlight in sustainability and environmental responsibility" category. The award is granted to brands most recalled by Santa Catarina's population in 2019.
- » The Final Acceptance Certificate for the Alegrete Thermoelectric Power Plant was issued by the Rio Grande do Sul state environment agency — Fundação Estadual de Proteção Ambiental (FEPAM) — on June 14, certifying "the inexistence of an environmental liability for the closure of this project/activity which represents risks to the environment or the health of the population".

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 2Q19 and 2Q18, associating each indicator with GRI Standard recommendations.

Sustainability Indices¹

Item	Dimension ²	Index ³	Material themes	GRI disclosure ⁴	2Q19	2Q18	Change	6M19	6M18	Change
1	Quality	Operating plants	- Energy Transition for a low carbon economy	102-7, EU1	60	30	30	60	30	30
2		Installed capacity		102-7, EU1	10,430	9,399	11.0%	10,430	9,399	11.0%
3		Proprietary capacity		102-7, EU1	8,710	7,678	13.4%	8,710	7,678	13.4%
4		Number of certified plants		102-16, EU6	12	12	0	12	12	0
5		Certified installed capacity (MW)		102-16, EU6	8,127	8,127	0.0%	8,127	8,127	0.0%
6		Certified installed capacity in relation to the total		102-16, EU6	77.9%	86.5%	-8.6 p.p.	77.9%	86.5%	-8.6 p.p.
7		Installed capacity from renewable sources		102-7, EU1	9,229	8,542	8.0%	9,229	8,542	8.0%
8		Installed capacity from renewable sources in relation to the total		102-7, EU1	88.5%	90.9%	-2.4 p.p.	88.5%	90.9%	-2.4 p.p.
9		Energy generation (GWh)		EU2	9,709	7,489	29.6%	21,108	17,491	20.7%
10		Certified energy generation		102-16, EU6	7,803	6,633	17.6%	17,645	15,689	12.5%
11		Certified energy generation in relation to the total		102-16, EU6	80.4%	88.6%	-8.2 p.p.	83.6%	89.7%	-6.1 p.p.
12		Energy generation from renewable sources (GWh)		EU2	8,906	6,536	36.3%	19,343	15,632	23.7%
13		Energy generation from renewable sources in relation to the total		EU2	91.7%	87.3%	4.5 p.p.	91.6%	89.4%	2.3 p.p.
14		Uptime ratio, excluding scheduled stoppages		EU30	97.3%	97.0%	0.3 p.p.	97.2%	97.6%	-0.4 p.p.
15		Uptime ratio, including scheduled stoppages		EU30	89.7%	90.7%	-1.1 p.p.	91.3%	92.4%	-1.1 p.p.
16	Environment and climate change	Saplings donated and planted (sum-total of planted and donated saplings)	- Energy Transition for a low carbon economy - Engagement with local communities and stakeholders - Environment management	304-2, 413-1	77,675	66,681	16.5%	200,647	219,887	-8.7%
17		Number of visitors at the plants		413-1	28,916	33,793	-14.4%	38,289	47,493	-19.4%
18		CO2 Emissions (fossil fuel plants) (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0.942	0.965	-2.4%	0.944	0.951	-0.8%
19	CO2 Emissions from Tractebel Energia's generation complex(t/MWh)	D305-1, D305-2, D305-3	0.067	0.123	-45.0%	0.076	0.101	-24.7%		
20	Occupational Health and Safety (OH&S)	Frequency Rate ("Taxa de Frequência" - TF) own employees ⁵	- Development, equality and health and safety - Management of impacts in the productive chain	403-2	0.000	0.000	-	0.000	0.000	-
21		Severity Rate ("Taxa de Gravidade" - TG) own employees ⁶		403-2	0.000	0.000	-	0.000	0.000	-
22		Frequency Rate ("Taxa de Frequência" - TF) own employees + long term service providers ⁵		403-2	0.860	0.920	↓	0.890	0.470	↑
23	Frequency Rate ("Taxa de Frequência" - TF) short term service providers + ongoing constructions ⁵	403-2	2.630	1.950	↑	1.120	2.530	↓		
24	Social Responsibility ⁷	Non-incentivized investments	- Engagement with local communities and stakeholders	203-2, 413-1	824.6	466.2	76.9%	1,365.3	1,089.1	25.4%
25		Investments through the Infancy and Adolescence Fund (FIA)		203-2, 413-1	149.6	303.4	-50.7%	1,606.4	723.3	122.1%
26		Investments through the Culture Incentive Law (Rouanet)		203-2, 413-1	3,376.0	2,955.2	14.2%	6,642.0	6,605.6	0.6%
27		Investments through the Sport Incentive Law		203-2, 413-1	0.0	240.0	-100.0%	340.0	560.0	-39.3%
28		Investments through National Program of Support to Oncology Care (Pronon)		203-2, 413-1	0.0	0.0	-	0	0.0	-
29		Investments through the National Care Support Program for People with Special Needs (Pronas/PCD)		203-2, 413-1	0.0	0.0	-	0.0	0.0	-
30	Investments through the Municipal Fund for the Elderly	203-2, 413-1	45.0	0.0	100.0%	583.1	492.4	18.4%		

Notes:

¹ Additional information regarding the sustainability at the Company are available at Sustainability Report (www.engie.com.br/en/investors/financial-information).

² Reference: ENGIE Sustainable Management Policy.

³ Figures at 06/30/2019.

⁴ GRI: Global Reporting Initiative, Standards version and sector supplement version G4.

⁵ TF = number of occupational accidents for every million hours of exposure to hazards.

⁶ TG = number of days lost due to occupational accidents for every one thousand hours of exposure to hazards.

⁷ Amounts in thousands of reais.

CORPORATE GOVERNANCE

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

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

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

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

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

CAPITAL MARKETS

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

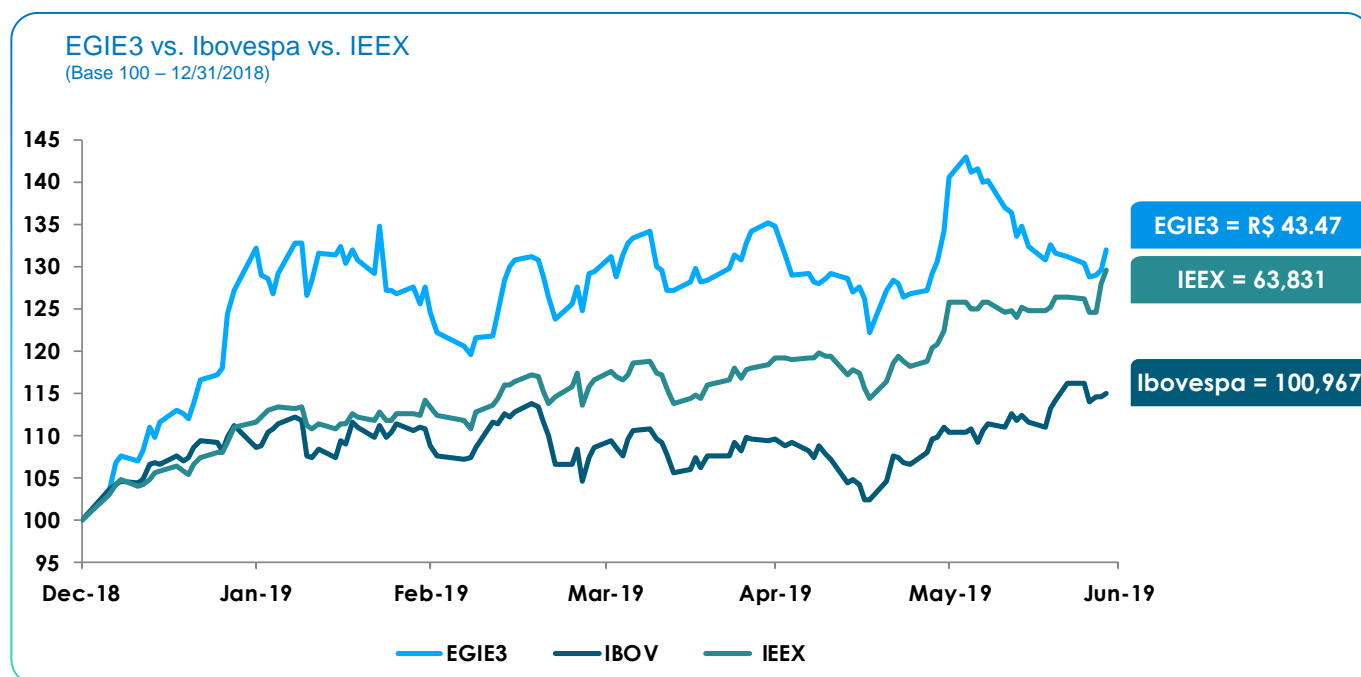
Share Performance – EGIE3

The imminent approval of social security reform had a positive influence on the performance of the Ibovespa in 2Q19, closing up 5.8% in the quarter and breaking through the 100 thousand points barrier. The agreements reached at the G-20 meeting pleased world markets and reflected in across the board increases among the leading overseas bourses.

ENGIE Brasil Energia's equities reported an **increase of 2.0%** in the second quarter of 2019, while the Electric Energy Stock Index (IEEX) posted a gain of 11.1% in the period.

Average daily trading volume of EGIE3 was R\$ 66.5 million in 2Q19, 74.1% more than recorded in 2Q18, when average volumes were R\$ 38.2 million.

EBE's closed the last trading day of June priced at R\$ 43.47/share, **translating into a market capitalization of R\$ 35.5 billion.**



Upcoming Event

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

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

Date: August 7, 2019

Time: 10:00 a.m. (EDT) / 11:00 a.m. (BRT)

Connection numbers:

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

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

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

Access code: ENGIE

Webcast

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

A replay will be available from August 7th to 13, 2019. Access by dialing: +55 (11) 3127-4999, code: 89636263 (Portuguese) and 14215186 (English).

Important

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

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

(In thousands of R\$)	6/30/2019	12/31/2018
Current Assets	4,018,821	4,556,677
Cash and cash equivalents	1,642,323	2,415,792
Accounts receivables from clients	1,336,032	1,181,379
Credit of income tax and social contribution	108,084	98,978
Insurance claim receivable	-	74,780
Inventory	217,592	125,681
Unrealized gains on hedging transactions	69,581	3,135
Unrealized gains on trading transactions	113,238	116,202
Restricted deposits	7,921	8,956
Renegotiation of hydrological risk to appropriate	15,089	15,089
Concession financial assets	290,299	277,502
Non current asset held for sale	8,829	13,728
Other current assets	209,833	225,455
Non Current Assets	23,558,584	19,178,868
Long Term Assets	3,497,261	3,230,556
Unrealized gains on hedging transactions	274,278	256,464
Unrealized gains on trading transactions	71,161	44,429
Restricted deposits	284,452	232,450
Deposits in court	100,127	97,721
Renegotiation of hydrological risk to appropriate	123,231	130,776
Concession financial assets	2,362,446	2,317,608
Right of use	117,859	-
Other non current assets	163,707	151,108
Investments	3,443,060	-
Property, Plant and Equipment	15,323,197	14,635,467
Intangible	1,295,066	1,312,845
Total	27,577,405	23,735,545

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

(In thousands of R\$)	6/30/2019	12/31/2018
Current Liabilities	3,768,873	4,170,261
Suppliers	581,903	588,471
Dividends and interest on shareholder's equity	739,213	2,137,039
Loans and financing	1,180,307	454,513
Debentures	281,349	210,369
Lease liabilities	14,081	-
Tax and social contribution obligations payable	179,897	102,033
Other fiscal and regulatory obligations	89,651	104,410
Labor obligations	82,205	99,572
Unrealized gains on trading transactions	126,739	98,047
Concessions payable	120,961	84,931
Provision	8,880	8,883
Obligations related to retirement benefits	35,370	35,369
Other current liabilities	328,317	246,624
Non Current Liabilities	16,613,859	13,244,707
Loans and financing	6,435,145	5,854,915
Debentures	5,672,006	3,200,437
Lease liabilities	73,055	-
Unrealized gains on trading transactions	48,176	19,395
Concessions payable	2,923,117	2,765,538
Provision	91,954	88,977
Obligations related to retirement benefits	283,688	283,765
Deferred income taxes and social contribution	821,229	768,814
Other non current liabilities	265,489	262,866
Shareholders' Equity	7,194,673	6,320,577
Share capital	4,902,648	4,902,648
Net income reserves	1,049,580	1,106,277
Adjustment on fixed asset	295,930	307,261
Retained earnings	943,353	-
Non controlling interests	3,162	4,391
Total	27,577,405	23,735,545

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

(In thousands of R\$)	2Q19	2Q18	Chg. %	6M19	6M18	Chg. %
Net Operational Revenue	2,176,479	2,134,972	1.9	4,515,238	4,003,825	12.8
Costs of Energy Sold and Services Provided	(1,243,871)	(1,023,065)	21.6	(2,501,838)	(1,966,646)	27.2
Electric power purchases	(639,864)	(535,665)	19.5	(1,221,882)	(965,347)	26.6
Transactions in the short term energy market	(49,536)	(19,404)	155.3	(182,848)	(78,087)	134.2
Charges for the use of and connection to the electricity grid	(122,957)	(111,693)	10.1	(247,054)	(223,343)	10.6
Fuel expenses	(19,182)	(38,129)	-49.7	(39,448)	(60,449)	-34.7
Financial compensation for use of water resources (Royalties)	(27,489)	(20,716)	32.7	(65,521)	(55,095)	18.9
Personnel	(65,050)	(55,054)	18.2	(123,581)	(105,356)	17.3
Materials and third party services	(59,812)	(53,652)	11.5	(117,138)	(103,342)	13.3
Depreciation and amortization	(199,452)	(154,286)	29.3	(386,644)	(321,006)	20.4
Insurance	(20,541)	(10,146)	102.5	(34,239)	(17,265)	98.3
Reversals (Accrual) of operating provisions	3,176	(11,629)	-127.3	2,909	(11,663)	-124.9
Cost of implementing transmission infrastructure	(19,504)	-	100.0	(34,755)	-	100.0
Cost of selling photovoltaic solar panels	(14,936)	-	100.0	(29,892)	-	100.0
Others	(8,724)	(12,691)	-31.3	(21,745)	(25,693)	-15.4
Gross Income	932,608	1,111,907	-16.1	2,013,400	2,037,179	-1.2
Operating Income (Expenses)	(57,376)	(73,428)	-21.9	(121,527)	(121,191)	0.3
Selling, general and administrative expenses	(57,769)	(50,537)	14.3	(116,884)	(98,271)	18.9
Impairment	-	(22,411)	100.0	(4,900)	(22,411)	-78.1
Other operating (expenses) revenues, net	393	(480)	-181.9	257	(509)	-150.5
Result of corporate participations	(26,809)	819	-3,373.4	(26,809)	(1,114)	0.0
Equity income/(loss)	(26,809)	819	-3,373.4	(26,809)	(1,114)	2,306.6
Income Before Financial Result and Taxes	848,423	1,039,298	-18.4	1,865,064	1,914,874	-2.6
Net Financial Result	(290,272)	(185,735)	56.3	(504,395)	(342,637)	47.2
Financial income	41,660	30,793	35.3	68,770	55,641	23.6
Financial expenses	(331,932)	(216,528)	53.3	(573,165)	(398,278)	43.9
Income Before Taxes	558,151	853,563	-34.6	1,360,669	1,572,237	-13.5
Income tax	(122,894)	(190,482)	-35.5	(292,266)	(355,724)	-17.8
Social contribution	(49,889)	(73,922)	-32.5	(117,545)	(138,019)	-14.8
Net Income for the Period	385,368	589,159	-34.6	950,858	1,078,494	-11.8
Income allocated to:						
ENGIE Brasil Energia's shareholders	385,116	588,973	-34.6	950,300	1,078,011	-11.8
Non-controlling shareholder of Ibitiúva Bioenergética S.A.	252	186	35.5	558	483	15.5
Number of Ordinary Shares	815,927,740	815,927,740		815,927,740	815,927,740	
Net Income per Share	0.4720	0.7218	-34.6	1.1647	1.3212	-11.8

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

(In thousands of R\$)	2Q19	2Q18	6M19	6M18
Cash Flow from Operating Activities				
Income before taxes on income	558,151	853,563	1,360,669	1,572,237
Reconciliation of net income with operating cash flow :				
Equity loss	26,809	(819)	26,809	1,114
Depreciation and amortization	203,527	157,049	394,754	326,110
Provision for impairment of assets	-	22,411	-	22,411
Monetary variation	95,074	90,032	166,729	131,293
Interests	234,303	124,227	389,400	254,660
Accrual of operating provisions	-	11,345	-	11,437
Remuneration of concession assets	(91,968)	(105,163)	(192,122)	(189,977)
Unrealized losses on trading operations	7,090	-	33,705	-
Others	(21,925)	(2,204)	(14,074)	2,558
Adjusted Net Income	1,011,061	1,150,441	2,165,870	2,131,843
Increase (reduction) in assets				
Accounts receivables from clients	32,816	(110,728)	(138,881)	(197,337)
Tax credits recoverable	(7,632)	-	(8,908)	-
Inventory	(21,800)	5,003	(88,729)	(45,428)
Deposits in court and restricted deposits	29,972	539	1,599	6,397
Renegotiation of hydrological risk to appropriate	3,773	6,516	7,545	13,031
Financial and concessions assets	65,770	65,772	130,137	161,120
Insurance claim receivable	-	-	74,780	-
Other assets	(22,638)	(44,464)	(28,506)	(112,029)
Increase (reduction) in liabilities				
Suppliers	(24,698)	151,849	(615)	37,988
Other fiscal and regulatory obligations	(9,704)	(1,256)	(17,099)	6,676
Obligations related to retirement benefits	(7,385)	(6,407)	(14,508)	(13,306)
Fuel to pay to the CDE	(10,551)	(16,383)	(15,597)	114,676
Other liabilities	(46,865)	(17,305)	14,322	(947)
Cash Generated from Operating Activities	992,119	1,183,577	2,081,410	2,102,684
Payment of interests on debt, net of hedge	(162,223)	(146,708)	(198,793)	(197,597)
Payment of income tax and social contribution	(70,729)	(82,267)	(202,591)	(249,628)
Net Cash from Operating Activities	759,167	954,602	1,680,026	1,655,459
Investments Activities	(3,711,297)	(713,393)	(4,369,796)	(1,173,948)
Capital increase at joint ventures	(3,469,869)	(3,997)	(3,469,869)	(4,264)
Used in fixed assets and intangibles	(241,428)	(767,148)	(899,927)	(1,227,169)
Received on disposal of investments	-	57,752	-	57,752
Others	-	-	-	(267)
Financing Activities	3,644,179	89,028	1,916,301	(1,365,200)
Loans, financing and debentures contracted	1,331,358	2,489,486	1,390,011	2,489,486
Debentures and promissory notes contracted	2,495,972	-	2,495,972	-
Payment of loans and financing, net of hedge	(158,418)	(1,754,105)	(343,227)	(1,821,452)
Payments of concessions payable	(18,295)	(17,479)	(36,542)	(34,931)
Payments of dividends and interest on shareholders' equity	88	(633,401)	(1,535,056)	(1,989,940)
Payments of leases	(6,098)	-	(9,716)	-
Others	(428)	4,527	(45,141)	(8,363)
Increase (Decrease) in Cash and Cash Equivalents	692,049	330,237	(773,469)	(883,689)
Reconciliation of Cash and Cash Equivalents				
Opening balance	950,274	716,144	2,415,792	1,930,070
Closing balance	1,642,323	1,046,381	1,642,323	1,046,381
Increase (Decrease) in Cash and Cash Equivalents	692,049	330,237	(773,469)	(883,689)
Transactions that do Not Affect Cash and Cash Equivalents				
Offsetting of income tax and social contribution	7,157	6,010	11,243	10,870
Capitalized interest and monetary variation	49,228	66,486	144,865	123,686
Future expenditures estimate to employ in fixed assets	7,894	(29,850)	25,343	(26,756)
Supplier's of fixed assets and intangibles	80,745	(33,693)	(6,476)	10,612
Input of non current assets held for sale	-	-	-	(48,038)
Transfer of property, plant and equipment to other non-current assets	-	-	(2,926)	-