

ENGIE Brasil Energia marca entrada no segmento de gás natural brasileiro ao adquirir participação na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)

Conjunto Eólico Umburanas atinge operação comercial total. Ebitda e lucro líquido têm crescimento de 15,9% e 15,6%, respectivamente.

Destaques

- » A ENGIE Brasil Energia (EBE) registrou receita operacional líquida de R\$ 2.338,8 milhões no 1T19, 25,1% (R\$ 469,9 milhões) acima do montante apurado no 1T18.
- » O Ebitda¹ alcançou R\$ 1.212,8 milhões no 1T19, incremento de 15,9% (R\$ 166,2 milhões) em comparação ao 1T18. A margem Ebitda foi de 51,9% no 1T19, redução de 4,1 p.p. em relação ao 1T18.
- » O lucro líquido do 1T19 foi de R\$ 565,5 milhões (R\$ 0,6927/ação), valor 15,6% (R\$ 76,2 milhões) acima do alcançado no 1T18.
- » 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\$ 188,07/MWh no 1T19, valor 6,0% superior ao registrado no 1T18.
- » A quantidade de energia vendida no 1T19, sem considerar as operações de *trading*, foi de 9.050 GWh (4.190 MW médios), volume 2,6% superior ao comercializado no 1T18.
- » Em março, a Fitch Ratings reafirmou o *Rating* Nacional de Longo Prazo em 'AAA(bra)' com perspectiva estável e em escala global 'BB' com perspectiva estável, um nível acima do *rating* soberano. Além desses, reafirmou também o *rating* 'AAA(bra)' com perspectiva estável, às sexta e sétima emissões de debêntures quirografárias da Companhia.

Eventos Subsequentes

- » Em 5 de abril, a Companhia, em conjunto com subsidiária da ENGIE S.A. e o fundo canadense Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ), sagrou-se vencedora do processo para aquisição de participação na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), maior transportadora de gás do Brasil.
- » Ocorreu em 10 de abril a reafirmação, pela Fitch Ratings, dos *ratings* da Companhia após a aquisição de participação na TAG.
- » Em abril, a capacidade instalada total própria do parque gerador da EBE atingiu 8.365,5 MW, com a entrada em operação comercial das últimas quatro centrais eólicas do Conjunto Eólico Umburanas - Fase I, que agregou 360 MW.
- » Na Reunião do Conselho de Administração de 7 de abril, foi aprovada a 8ª emissão de debêntures simples, no valor de R\$ 2,5 bilhões, destinados à formação de capital de giro para financiar a implementação do plano de negócios da Companhia.
- » Aprovada pela Assembleia Geral Ordinária de 26 de abril a distribuição de dividendos complementares ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, no valor de R\$ 76,7 milhões (R\$ 0,0940/ação), cuja distribuição atingiu 100% do lucro líquido distribuível ajustado. As ações deverão ser negociadas ex-dividendos a partir de 7 de maio de 2019 e a data de pagamento será definida posteriormente pela diretoria executiva.

Florianópolis (SC), 8 de maio de 2019. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia", "EBE" ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Primeiro Trimestre de 2019 (1T19). 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 9/05/2019 às 11:00h
 (horário de Brasília): em português
 (tradução simultânea para inglês)

Mais detalhes na seção Próximo Evento, na página 24.

Visite nosso Site

www.engie.com.br/investidores

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

ENGIE Brasil Energia - Consolidado

(Valores em R\$ milhões)	1T19	1T18	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.338,8	1.868,9	25,1%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.016,6	875,6	16,1%
Ebitda ⁽¹⁾	1.212,8	1.046,6	15,9%
Ebitda / ROL - (%) ⁽¹⁾	51,9	56,0	-4,1 p.p.
Lucro Líquido	565,5	489,3	15,6%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) ⁽²⁾	34,7	27,9	6,8 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) ⁽³⁾	21,0	21,1	-0,1 p.p.
Dívida Líquida ⁽⁴⁾	8.322,0	5.800,3	43,5%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) ⁽⁵⁾	5.277	4.630	14,0%
Energia Vendida (MW médios) ⁽⁶⁾	4.190	4.085	2,6%
Preço Líquido Médio de Venda (R\$/MWh) ⁽⁷⁾	188,07	177,41	6,0%
Número de Empregados - Total	1.411	1.166	21,0%
Empregados EBE	1.290	1.117	15,5%
Empregados em Projetos em Construção	121	49	146,9%

(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

Encerramos o primeiro trimestre do ano com a mesma consistência que vem pautando os resultados e a execução da ENGIE Brasil Energia nos últimos períodos. A caminhada firme em busca de nossos objetivos, apoiada por nossas convicções e pelo nível de entrega de nosso time, nos mantém nos trilhos para materializar a estratégia da Companhia em se tornar um *player*-chave da infraestrutura brasileira, de forma a maximizar a geração de valor.

É com imensa satisfação que reportamos – uma vez mais – sólidos e significativos níveis de crescimento para todos os relevantes indicadores financeiros e operacionais da Companhia. Nossa Receita Operacional Líquida atingiu R\$ 2,3 bilhões, um crescimento de 25,1% em relação ao 1T18, enquanto o Ebitda atingiu R\$ 1,2 bilhão, 15,9% acima do registrado no mesmo período do ano passado, e o Lucro Líquido somou R\$ 565,5 milhões, 15,6% superior ao registrado no 1T18. As evoluções registradas continuam a refletir os aumentos, tanto de preço médio, quanto de volume de vendas, a melhoria nos resultados das operações realizadas no mercado de curto prazo e de *trading* e a redução das compras de energia para a gestão do portfólio da Companhia, entre outros fatores.

Apesar de alguns percalços, a UTE Pampa Sul tem previsão para realizar seu primeiro sincronismo em maio e para entrar em operação comercial no final do mês de junho, com capacidade instalada de 345 MW. Continuaremos guiando nossas ações tendo em vista a entrega dos passos planejados e comunicados, e fazemos questão de reforçar o compromisso com a postura *'walk the talk'*, ou seja, com a plena satisfação dos compromissos estabelecidos, como podemos observar nos destaques mais recentes:

Conjunto Eólico Umburanas – 100% em operação

- » Ao longo do 1T19 e do mês de abril, foram concluídos os serviços de montagem das redes de média tensão de todas as Centrais Eólicas do Conjunto Eólico Umburanas – Fase I. O Instituto de Meio Ambiente e Recursos Hídricos (Inema) emitiu as Licenças de Operação, e a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) emitiu as autorizações de entrada em operação comercial das Centrais Eólicas que formam o Conjunto Eólico Umburanas. Assim, o Conjunto está em funcionamento e operação comercial plenos desde o dia 24 de abril, o que representa a adição de 360 MW de capacidade instalada ao parque gerador da EBE.

Aquisição da Transportadora Associada de Gás (TAG)

- » Após mais de um ano de negociações, que se aceleraram durante o 1T19, quando as autorizações necessárias do Conselho de Administração e do Comitê de Partes Relacionadas foram encaminhadas, recebemos, no início de abril, a confirmação de que a EBE, em conjunto com subsidiária da ENGIE S.A. e o fundo canadense Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ), sagrou-se vencedora do leilão e arrematou a maior transportadora de gás natural do país por US\$ 8,6 bilhões de dólares. A TAG possui aproximadamente 4,5 mil km de gasodutos de alta pressão, que atravessam 10 estados do Norte, Nordeste e Sudeste do país, com capacidade firme contratada de movimentação de mais de 70 milhões de m³ de gás por dia. A Petrobras manterá participação minoritária de 10% na TAG e também os contratos de longo prazo já vigentes.
- » Além de se tratar de uma operação que agrega valor imediato à ENGIE Brasil Energia, a aquisição está profundamente alinhada aos nossos preceitos estratégicos. Liderar a transição da matriz energética passa, necessariamente, por oferecer segurança eficiente ao sistema, com custo competitivo. As fontes renováveis atuais têm por característica a intermitência, e a geração termelétrica a gás, cumpre função essencial de *backup*, de forma a permitir o melhor aproveitamento e administração da geração renovável.

A incursão a este novo mercado que se inicia com a aquisição da TAG nos rememora nosso início, quando enxergamos, mais de duas décadas atrás, a grande oportunidade de desenvolvimento da geração de energia no Brasil. Da mesma forma observamos o atual momento e vislumbramos o mesmo caminho, a fim de liderar o crescimento que a cadeia de valor de gás deve experimentar ao longo dos próximos anos no país.

A solidez de nossas operações em geração, aliada à nossa entrada no mercado de transmissão e, mais recentemente, no de transporte de gás, consolidam na prática os planos de oferecer ao investidor um veículo de investimento único, posicionado para capturar as melhores oportunidades no desenvolvimento e crescimento da infraestrutura energética do país.

Permanecemos firmes em nossos propósitos e convicções e reforçamos – a cada nova conquista – nossa confiança de estar no caminho correto para entregar um nível ótimo de geração de valor aos acionistas, enquanto contribuimos para o fortalecimento da infraestrutura energética do Brasil, sem deixar de observar a sustentabilidade de nossas operações, tanto do ponto de vista financeiro, quanto sob a ótica socioambiental.



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

”

A solidez de nossas operações em geração, aliada à nossa entrada no mercado de transmissão e, mais recentemente, no de transporte de gás, consolidam na prática os planos de oferecer ao investidor um veículo de investimento único, posicionado para capturar as melhores oportunidades no desenvolvimento da infraestrutura energética do país.

DESEMPENHO OPERACIONAL

Parque Gerador

A ENGIE Brasil Energia integra o maior grupo produtor independente de energia do país e, com a entrada em operação comercial de 14 das 18 centrais eólicas do Conjunto Eólico Umburanas, no final do 1T19 passou a contar com 8.275,5 MW de capacidade instalada, operando um parque gerador de 9.996,2 MW, composto de 55 usinas, sendo 11 hidrelétricas, três termelétricas e 41 complementares — centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares —, das quais 51 pertencem integralmente à Companhia e quatro (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito, e a usina de cogeração a biomassa Ibitiúva Bioenergética) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.

Parque Gerador da ENGIE Brasil Energia – em 31 de março 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 Iguçu (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 Iguçu (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 Araguaçu (MG)	408,0	408,0	dez/47	198,2
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	abr/37	148,2
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	set/28	113,1
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	set/34	133,6
Total - Hidrelétricas			8.102,3	6.391,7		3.417,7
Complexo Jorge Lacerda ¹	Termelétrica	Capivari de Baixo (SC)	857,0	857,0	set/28	649,9
Total - Termelétricas			857,0	857,0		649,9
Conjunto Umburanas ²	Eólica	Umburanas (BA)	270,0	270,0	ago/49	158,1
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			1.036,9	1.026,8		529,2
Total			9.996,2	8.275,5		4.596,8

¹ Complexo composto de três usinas.

² Conjunto composto de 14 usinas em operação.

³ Conjunto composto de 11 usinas.

⁴ Conjunto composto de 8 usinas.

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

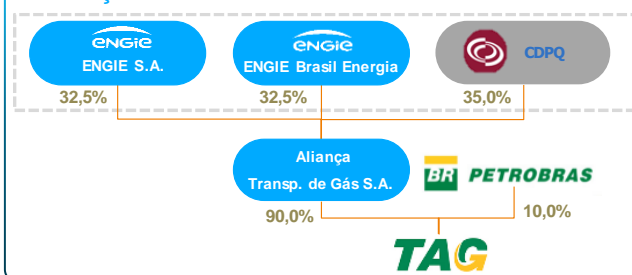
Transportadora Associada de Gás (TAG)

A EBE, em conjunto com uma subsidiária do Grupo ENGIE e do fundo canadense Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ), foi vencedora do processo competitivo conduzido pela Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, para aquisição de 90% da participação acionária da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG). O valor total da oferta representa um valor da empresa (*Enterprise Value*) de R\$ 35,1 bilhões para 100% da TAG, base de 31 de dezembro de 2017.

A TAG é a maior transportadora de gás natural do Brasil, com uma infraestrutura de gasodutos de aproximadamente 4.500 km, que se estende por todo o litoral do Sudeste e Nordeste e mais um trecho entre Urucu e Manaus, no Amazonas. A rede atende oito distribuidoras de gás, duas refinarias, duas plantas de fertilizantes e oito usinas termelétricas.

Essa aquisição marca a entrada da ENGIE 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.

Formação do Consórcio



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

Detalhamento dos Contratos

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

A aprovação da operação pelo Conselho da Administração da Petrobras e a assinatura do contrato de compra e venda ocorreram em 24 e 25 de abril, respectivamente. O fechamento financeiro é esperado para o final do mês de maio.

Expansão

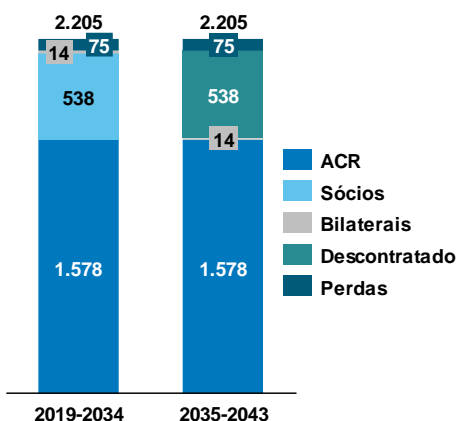


Jirau. A Energia Sustentável do Brasil S.A. (ESBR) é responsável pela manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, estado de Rondônia.

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.

Portfólio de Contratos da ESBR

MW médios

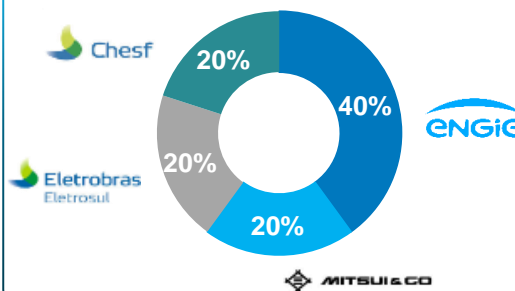


Em maio de 2017, a ENGIE Brasil Participações (EBP)

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

No 1T19, a Usina gerou 2.722,4 MW médios, 4,9% abaixo dos 2.861,9 MW médios gerados no 1T18, atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 99,4% no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)).

ESBR - Estrutura Societária



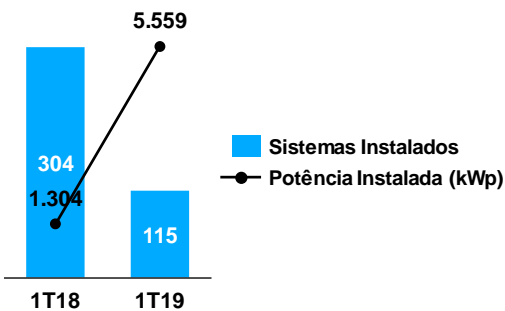
ENGIE Geração Solar Distribuída. A Companhia atua desde 2016 no mercado de geração distribuída, por meio da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD), empresa cuja aquisição da totalidade do capital social foi concluída em agosto de 2018. A ampliação do investimento no segmento de geração solar distribuída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

No 1T19, o Programa Indústria Solar, uma iniciativa da Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina (Fiesc), realizado pela ENGIE Geração Solar Distribuída e pela WEG S.A., atingiu 2.327 inscritos no perfil residencial e 747 no perfil industrial, no estado de Santa Catarina. O mesmo Programa foi estendido para os estados de Mato Grosso, onde 267 consumidores residenciais e 115 industriais se inscreveram, e do Rio Grande do Sul, onde foram 276 inscritos no perfil residencial e 139 no perfil industrial.



Sistema solar instalado pela EGSD

Número de unidades e potência instalada



O agronegócio segue em pleno crescimento e representou aproximadamente 40% da potência vendida no trimestre. As linhas de financiamento disponíveis no mercado para o setor se mantêm atrativas e a EGSD confirmou sua participação na maior feira de agronegócio do país, Agrishow, que ocorre no estado de São Paulo, no fim de abril.

No 1T19, a EGSD instalou um total de 115 sistemas, com capacidade instalada de 5.558,9 kWp, crescimento de 326,1% quando comparado aos 1.304,5 kWp registrados no 1T18, em 304 sistemas instalados. Desde o início de suas operações, a empresa atingiu um total de 2.069 sistemas, com capacidade instalada de 21.479,5 kWp, estando presente em 13 estados brasileiros.



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

O prazo limite para início da operação da linha de transmissão é 9 de março de 2023. Mas a EBE reduzirá o prazo de implantação do empreendimento em pelo menos 12 meses. Adicionalmente, a Companhia planeja redução no investimento previsto pela Aneel, de cerca de 15%.

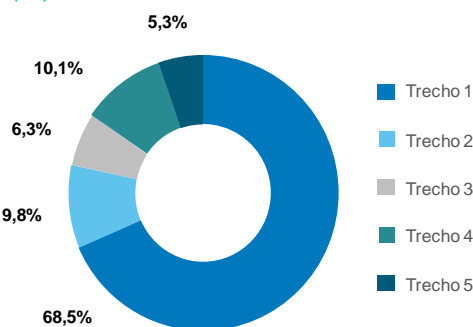


Localização das linhas de transmissão e subestações

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

* Valor em dezembro de 2017.

Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) (%)



As atividades de execução do projeto executivo, topografia e sondagens seguem em andamento, e os principais subfornecedores já foram definidos e estão em fase de contratação.

As equipes ambientais continuam em campo realizando seus estudos e já foram realizadas as reuniões técnicas informativas dos cinco grupos previstos nos Relatórios Ambientais Simplificados, protocolados no órgão ambiental do estado do Paraná, e marcada a vistoria do primeiro grupo. Os trabalhos referentes aos estudos arqueológicos continuam e quanto às atividades fundiárias, foi iniciada a fase de negociações com os proprietários.

Projetos em Construção

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original da Concessão/Autorização	Energia assegurada (MW médios) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia		
Conjunto Umburanas - Fase I	Eólica	Umburanas (BA)	90,0	90,0	De ago/49 a ago/50	55,2
Conjunto Campo Largo - Fase II	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	361,2	361,2	-	200,0
Pampa Sul	Termelétrica	Candiota (RS)	345,0	345,0	mar/50	323,5
Total			796,2	796,2		578,7



Conjunto Eólico Umburanas – Bahia (Fase I).

Localizado no município de Umburanas (BA), o Conjunto tem **capacidade instalada total de 660 MW**, que serão desenvolvidos em duas fases. A Fase I tem capacidade instalada de 360,0 MW, dos quais 257,5 MW serão destinados ao mercado livre, e 102,5 MW foram comercializados no Leilão de Energia A-5/2014 pelo **preço de R\$ 175,3/MWh, atualizado até 31 de março de 2019**. A Companhia destinará investimentos de cerca de R\$ 1,8 bilhão (em setembro de 2017) para os 18 parques da Primeira Fase do Conjunto. Os 300 MW remanescentes serão futuramente desenvolvidos na Fase II. O projeto está sendo desenvolvido ao lado do Conjunto Eólico Campo Largo, capturando sinergias durante a implantação e operação comercial.



Umburanas – Central Eólica 19

No 1T19, foram concluídos os serviços de montagem das redes de média tensão de todas as Centrais Eólicas do Conjunto. O Instituto de Meio Ambiente e Recursos Hídricos (Inema) emitiu as Licenças de Operação do Conjunto, e a Aneel emitiu as autorizações de entrada em operação comercial das Centrais Eólicas que formam o Conjunto Eólico Umburanas, com exceção das Centrais Eólicas Umburanas 1, 2, 3 e 15, o que representou um total de 14 centrais em operação comercial até o final do primeiro trimestre de 2019. Todas as centrais eólicas, estavam em operação ao final do mês de abril de 2019.



Conjunto Eólico Campo Largo – Bahia (Fase II).

Foi aprovado o início das atividades para implantação do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II, localizado nos municípios de Umburanas e Sento Sé, a aproximadamente 420 km de Salvador, no estado da Bahia. O desenvolvimento da **segunda Fase totaliza 361,2 MW de capacidade instalada** e aproximadamente 200,0 MW médios de energia assegurada, com investimento aproximado de R\$ 1,6 bilhão. A entrada em operação completa está prevista para o início de 2021.

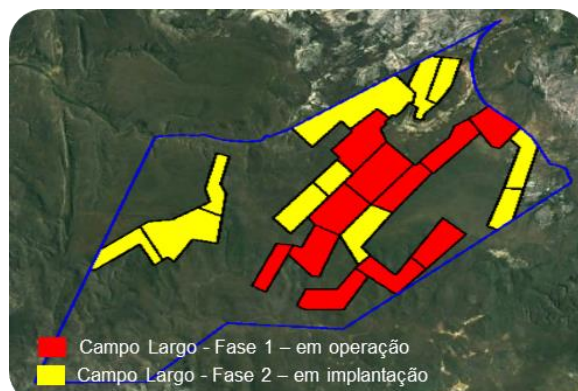


Foto ilustrativa do Conjunto Eólico Campo Largo

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

No primeiro trimestre de 2019, a EBE assinou contrato de fornecimento de aerogeradores para o projeto com a empresa dinamarquesa Vestas. Serão 86 aerogeradores modelo V150 com 4,2 MW de potência nominal, 120 metros de altura e 150 metros de diâmetro. Adicionalmente, a Companhia está em fase final de negociação com fornecedores para as obras civis e eletromecânicas.



Usina Termelétrica Pampa Sul – Rio Grande do Sul.

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

Seus 294,5 MW médios de capacidade comercial foram comercializados pelo prazo de 25 anos no Leilão A-5, realizado em 28 de novembro de 2014, ao **preço de R\$ 245,9/MWh, atualizado até 31 de março de 2019**. Foi aprovado investimento de aproximadamente R\$ 1,8 bilhão (em novembro de 2014) para a construção da Usina. Ainda em novembro de 2014, a Companhia protegeu a parcela do investimento em moeda estrangeira contra efeitos da variação cambial, por meio de operações de *hedge*.

No 1T19, entre as atividades que merecem destaque estão: (i) a realização com sucesso do *boiler steam blowing* (sopragem de vapor da caldeira), que constitui um evento fundamental na fase de testes e comissionamento de uma planta termelétrica, por colocar à prova todos os circuitos de água, vapor e carvão e assegurar a qualidade do vapor que chegará na turbina; (ii) comissionamento dos precipitadores eletrostáticos; (iii) operação do sistema de manuseio e estocagem de carvão. O avanço físico da obra principal é de 98,14%.

Com relação à área de saúde e segurança, convém destacar a marca de mais de 21 milhões de homens-horas trabalhadas sem acidentes fatais.

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

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



UTE Pampa Sul - visão geral

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)	146,8	146,8
Alvorada	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	90,0	90,0
Total			2.186,8	2.186,8



Conjunto Eólico Santo Agostinho – Rio Grande do Norte.

O Conjunto é composto de 24 Sociedades de Propósito Específico (SPEs), cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica. 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 os leilões A-4 e A-6, agendados 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 os leilões A-4 e A-6 agendados 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 183 MWp**. O Conjunto conta com cinco projetos, no qual um deles, a Central Fotovoltaica Assú V, entrou em operação comercial em dezembro de 2017, e as demais centrais solares estão em fase de medição da irradiação solar e já tiveram sua Licença Prévia emitida, estando aptas a participar de leilões de energia nova.

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



Conjunto Fotovoltaico Alvorada. Adquiriu-se área no estado da Bahia, em região com potencial de geração de energia solar, onde serão desenvolvidos três projetos que irão compor o **Conjunto Fotovoltaico Alvorada, com capacidade instalada total estimada em 90 MWp**. Os projetos estão em fase de medição da irradiação solar e tiveram sua Licença Prévia emitida em agosto de 2016, estando aptos a participar de leilões de energia nova.

Disponibilidade

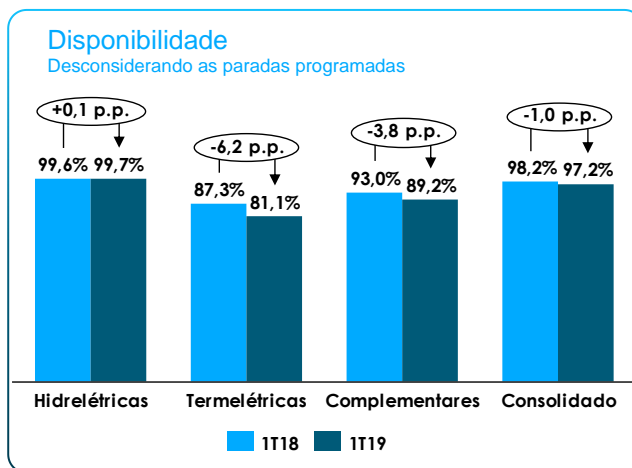
No **1T19**, as usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de **97,2%**, **desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 99,7% nas usinas hidrelétricas, 81,1% nas termelétricas e 89,2% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.

Considerando todas as paradas programadas, a disponibilidade global no 1T19 foi de 92,9%, sendo 97,8% nas usinas hidrelétricas, 63,7% nas termelétricas e 76,4% nas usinas de fontes complementares.

A disponibilidade das usinas hidrelétricas no trimestre em análise manteve-se praticamente estável, apesar da modernização na Usina Hidrelétrica Salto Osório e de manutenções corretivas na Usina Hidrelétrica Jaguará.

Em relação às usinas termelétricas, a disponibilidade foi afetada pela manutenção programada na Unidade Geradora 5 e pela manutenção corretiva da Unidade Geradora 1, ambas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.

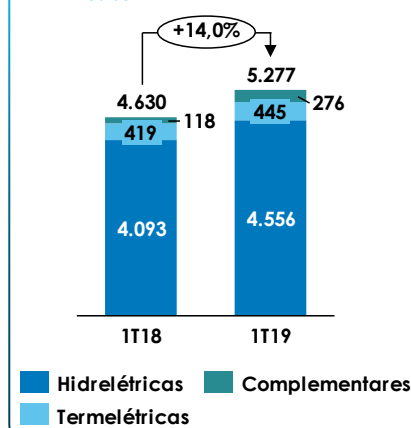
Já nas usinas complementares, houve uma redução de disponibilidade de 3,8 p.p. devido, principalmente, à entrada em operação comercial dos Conjuntos Eólicos Campo Largo – Fase I e Umburanas – Fase I, os quais apresentaram indisponibilidades pontuais típicas relacionadas ao período inicial de operação.



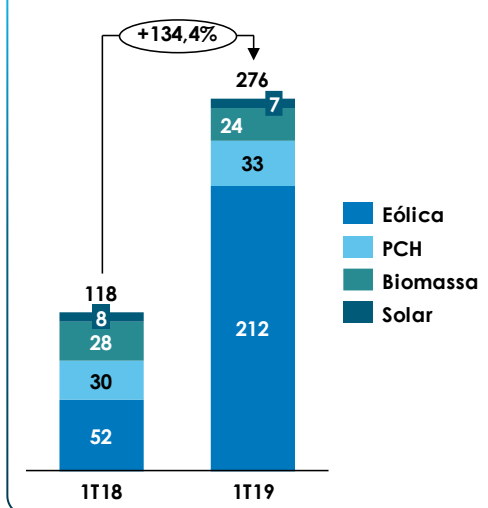
Produção

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 11.399 GWh (5.277 MW médios) no 1T19, resultado **14,0% superior** à produção do 1T18. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 9.840 GWh (4.556 MW médios); as termelétricas, por 961 GWh (445 MW médios); e as complementares, por 597 GWh (276 MW médios). Esses resultados representam, respectivamente, aumentos de 11,3%, 6,2% e 134,4% na geração das usinas hidrelétricas, termelétricas e complementares, em comparação ao 1T18.

Geração
MW médios



Geração por Fonte Complementar
MW médios



O aumento na geração total das usinas hidrelétricas da Companhia no 1T19, em comparação ao 1T18, se deve, principalmente, às condições hidrológicas mais favoráveis no 1T19, no que se refere às bacias hidrográficas onde localizam-se as usinas da Companhia. Além disso, destaca-se o efeito da elevação da carga global do Sistema Interligado Nacional (SIN), com crescimento de 3,5%, quando comparado ao 1T18.

O aumento na geração das termelétricas deve-se principalmente à maior geração no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda em regime de despacho por mérito de custo de suas unidades geradoras, quando comparado ao 1T18.

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

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

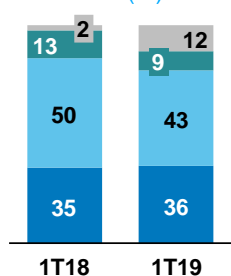
Em relação à geração termelétrica da Companhia, seu aumento pode reduzir (em razão do nível de contratação da Companhia) a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sendo o inverso também verdadeiro, mantidas as outras variáveis.

Clientes

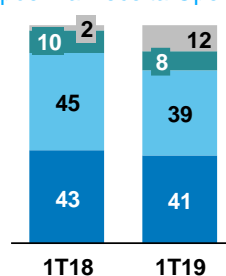
No 1T19, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia alcançou 43,4% do total das vendas físicas e 38,9% do total da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), redução de 13,0 p.p. e 13,4 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior.

A redução na participação de consumidores livres reflete, basicamente, a queda de consumo de clientes industriais.

Participação dos Clientes nas Vendas Físicas (%)



Participação dos Clientes nas Vendas Contratadas que Compõem a Receita Operacional Líquida (%)



Trading Clientes Livres
Comercializadoras Distribuidoras

Estratégia de Comercialização

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano, de forma a mitigar o risco de ficar exposta ao preço *spot* (Preço de Liquidação das Diferenças — PLD) daquele ano. As vendas são feitas dentro das “janelas” de oportunidade que se apresentam quando o mercado revela maior propensão de compra. De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em **31 de março 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	Preço Bruto no Leilão (R\$/MWh)	Data de Referência	Preço Bruto Corrigido (R\$/MWh)	Preço Líquido de PIS/COFINS/P&D (R\$/MWh)
Recursos Próprios	4.533	4.703	4.877	4.927	4.925	4.926				
+ Compras para Revenda	1.399	829	483	426	353	174				
= Recursos Totais (A)	5.932	5.532	5.360	5.353	5.278	5.100				
Vendas Leilões do Governo ¹	1.992	2.013	2.013	2.013	2.013	2.008				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	227,8	204,7
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	250,1	224,7
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	261,2	234,7
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	235,0	211,1
2014-EE-2014-06	98	-	-	-	-	-	270,7	mai-14	342,2	307,5
Proinfra	19	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	266,3	256,6
1º Leilão de Reserva	14	14	14	14	14	14	158,1	ago-08	284,7	274,3
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva / GD)	17	14	14	14	14	9	-	-	258,4	249,0
2014-EN-2019-25	173	295	295	295	295	295	183,5	mar-14	245,9	220,9
2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	266,3	256,6
2014-EN-2019-20	83	83	83	83	83	83	139,3	nov-14	179,9	163,3
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	175,3	159,1
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	3.325	3.153	2.793	2.449	1.755	1.028				
= Vendas Totais (B)	5.317	5.166	4.806	4.462	3.768	3.036				
Saldo (A - B)	615	366	554	891	1.510	2.064				
Preço médio de venda (R\$/MWh) (líquido) ^{2, 3}	187,8	184,7	184,9							
Preço médio de compra (R\$/MWh) (líquido) ⁴ :	181,7	173,1	174,6							

¹ XXXX-YY-XXXX-ZZ, onde:

XXXX → ano de realização do leilão

YY → EE = energia existente ou EN = energia nova

XXXX → 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 (UHJs 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.

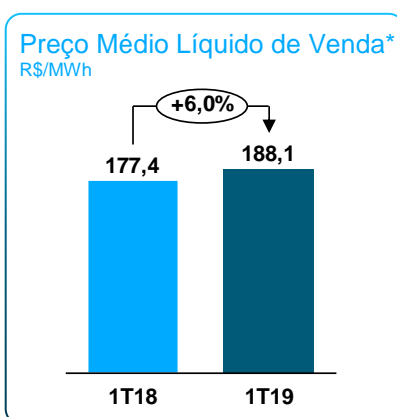
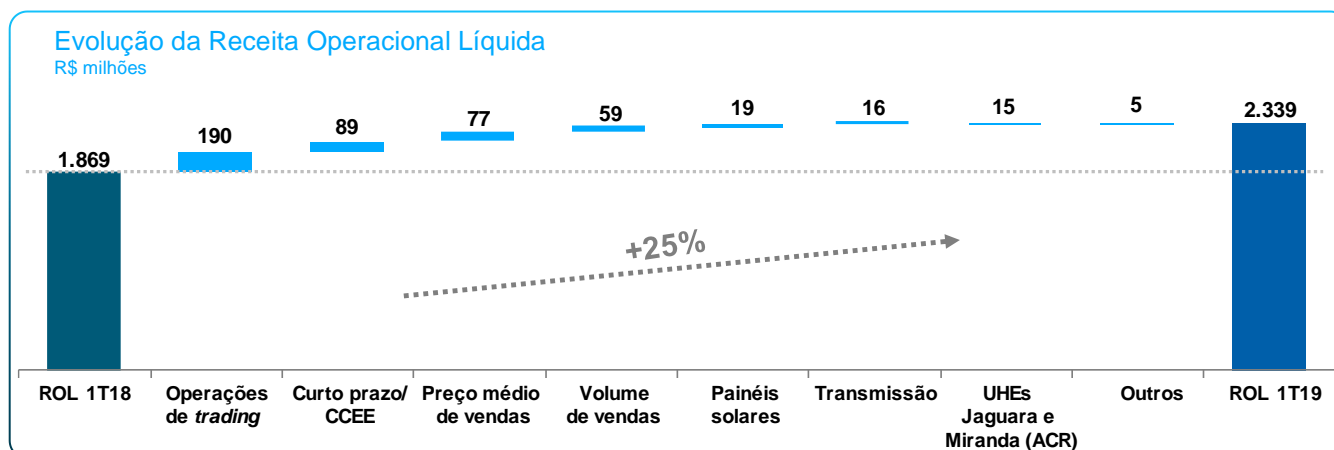
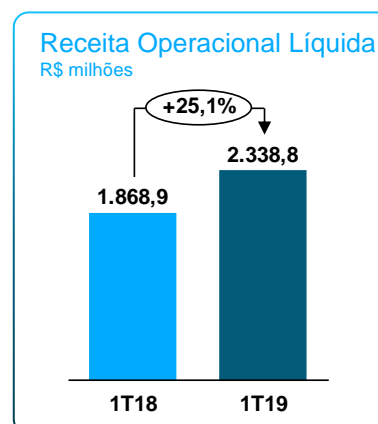
- A Aneel concedeu anuência à repactuação do risco hidrológico aos contratos da Companhia negociados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Informações adicionais podem ser encontradas nas demonstrações financeiras de 2015.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Receita Operacional Líquida

No 1T19, a receita operacional líquida apresentou aumento de 25,1% (R\$ 469,9 milhões) quando comparada à auferida no 1T18, passando de R\$ 1.868,9 milhões para R\$ 2.338,8 milhões. Essa variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores: (i) R\$ 243,4 milhões (13,3%) de incremento no segmento de geração e comercialização de energia elétrica, dos quais (i.i) R\$ 89,4 milhões de acréscimo na receita são fruto das transações realizadas no mercado de curto prazo; (i.ii) R\$ 77,3 milhões, correspondem ao aumento do preço médio líquido de venda; (i.iii) R\$ 59,2 milhões são decorrentes de maior quantidade de energia vendida; (i.iv) R\$ 15,4 milhões de acréscimo são referentes à remuneração dos ativos financeiros relativos à parcela do pagamento pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda; e (i.v) R\$ 2,1 milhões decorrentes de acréscimo de outras receitas operacionais; (ii) R\$ 189,9 milhões de elevação decorrente das operações de *trading* de energia; (iii) R\$ 19,0 milhões relativos ao reconhecimento da receita de venda 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\$ 15,7 milhões relacionados à receita de construção da infraestrutura da linha de transmissão Galha Azul.

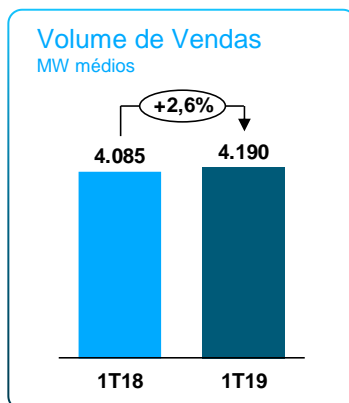


» Preço Médio Líquido de Venda

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita, atingiu R\$ 188,07/MWh no 1T19, 6,0% superior ao obtido no 1T18, cujo valor foi de R\$ 177,41/MWh. Esses preços não incluem as operações de *trading* que a Companhia passou a realizar a partir de janeiro de 2018.

A elevação do preço ocorreu, substancialmente, da correção monetária dos contratos vigentes e de novos contratos de venda de energia para comercializadoras e consumidores livres com preços superiores à média dos contratos existentes ou finalizados.

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



» Volume de Vendas

A **quantidade de energia vendida** em contratos passou de 8.824 GWh (4.085 MW médios) no 1T18 para 9.050 GWh (4.190 MW médios) **no 1T19, aumento de 227 GWh** (105 MW médios), ou 2,6%, entre os períodos comparados. Esses volumes não incluem as operações de *trading* de energia, as quais estão apresentadas a seguir, em item específico.

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

Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

» Receita de Venda de Energia Elétrica

Distribuidoras:

A **receita de venda a distribuidoras** alcançou R\$ 789,9 milhões no 1T19, montante **14,9% superior** aos R\$ 687,3 milhões auferidos no 1T18. A variação foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) R\$ 111,7 milhões – aumento de 522 GWh (242 MW médios) na quantidade vendida; e (ii) R\$ 9,1 milhões – redução de 1,3% no preço médio líquido de venda.

O aumento no volume de vendas decorre, 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. Adicionalmente, o preço médio destes leilões é inferior aos anteriormente vigentes, o que justifica o decréscimo do preço médio observado.

Comercializadoras:

No 1T19, a receita de venda a comercializadoras foi de R\$ 159,6 milhões, **0,2% superior** à receita auferida no 1T18, que foi de R\$ 159,3 milhões. Essa ampliação resultou da combinação dos seguintes aspectos: (i) R\$ 47,2 milhões – acréscimo de 29,7% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R\$ 46,9 milhões – redução de 262 GWh (122 MW médios) no volume de energia vendida.

A elevação do preço ocorreu, basicamente, devido às novas contratações com preços superiores à média dos contratos vigentes ou finalizados. O decréscimo da quantidade entre os períodos analisados decorreu, principalmente, da redução de consumo de clientes industriais, os quais adquirem energia via comercializadoras.

Consumidores Livres:

A **receita de venda a consumidores livres aumentou 4,7%** entre os trimestres em análise, passando de R\$ 718,8 milhões no 1T18 para R\$ 752,4 milhões no 1T19. Os seguintes eventos contribuíram para esta variação: (i) R\$ 39,2 milhões – acréscimo de 5,4% no preço médio líquido de venda de energia; e (ii) R\$ 5,6 milhões – redução de 33 GWh (15 MW médios) no volume de energia vendida.

A elevação do preço decorreu, substancialmente, da correção monetária dos contratos vigentes e devido às novas contratações com preços superiores à média dos contratos vigentes ou finalizados. A redução na quantidade de energia vendida é reflexo, basicamente, da queda de consumo de clientes industriais.

» Transações no Mercado de Energia de Curto Prazo

No 1T19, a receita auferida no mercado de curto prazo, em especial no âmbito da CCEE, **foi de R\$ 231,7 milhões**, enquanto no 1T18 foi de R\$ 142,3 milhões, o que representa um aumento de R\$ 89,4 milhões entre os trimestres comparados. 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 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\$ 84,8 milhões, no 1T18, para R\$ 100,2 milhões no 1T19. Este aumento é reflexo, substancialmente, da variação do IPCA e do acréscimo do saldo médio da conta entre o 1T18 e o 1T19.

» 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\$ 189,9 milhões, passando de R\$ 41,7 milhões no 1T18 para R\$ 231,6 milhões no 1T19. Os seguintes eventos contribuíram para esta variação: (i) R\$ 195,5 milhões – aumento de 1.037 GWh (480 MW médios) no volume de energia vendida; (ii) R\$ 4,6 milhões – reconhecimento de resultado positivo nas transações realizadas no mercado de curto prazo no 1T18; e (iii) R\$ 1,0 milhão – redução de 2,8% no preço médio líquido de venda de energia, que atingiu R\$ 188,44/MWh no 1T19, ante R\$ 193,80/MWh no 1T18.

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

» Receita de Implementação de Infraestrutura 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 aos seus 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, correspondente aos custos de construção adicionados de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos de gestão da construção. Esses gastos decorrentes da construção estão reconhecidos no custo, conforme abaixo mencionado.

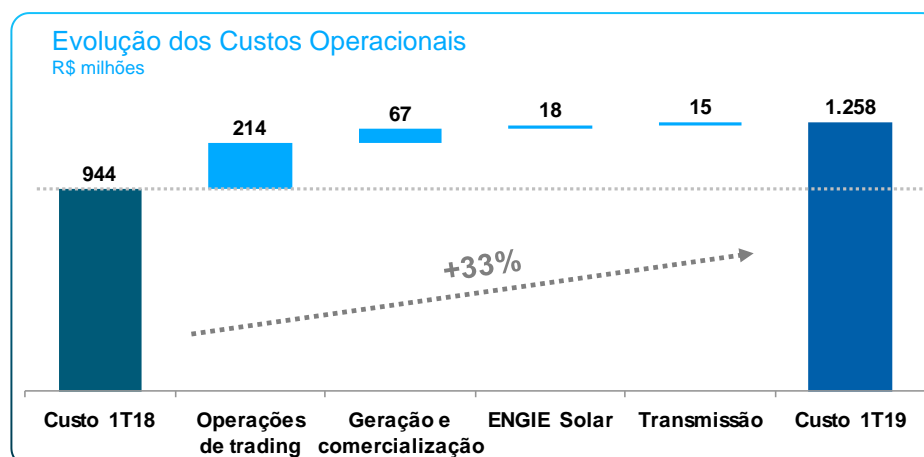
A receita de implementação de infraestrutura de transmissão reconhecida em 2019 foi de R\$ 15,7 milhões.

» Receita de Venda de Painéis Solares

No 1T19, a Companhia reconheceu R\$ 19,0 milhões relativos à receita de venda 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\$ 314,4 milhões (33,3%), entre os trimestres comparados, passando de R\$ 943,6 milhões no 1T18 para R\$ 1.258,0 milhões no 1T19. Esta variação foi reflexo, principalmente, dos seguintes fatores: (i) R\$ 214,0 milhões de incremento nos custos de operações de *trading*; (ii) R\$ 67,0 milhões (7,4% em relação ao 1T18) de incremento nos custos do segmento de geração e comercialização; (iii) R\$ 18,1 milhões de custos apurados pela ENGIE Solar; e (iv) R\$ 15,3 milhões de custos no segmento de transmissão.



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

» **Compras de energia:** elevação nas operações de *trading* de energia de (i) R\$ 207,3 milhões no 1T19, em comparação ao mesmo trimestre de 2018, reflexo, sobretudo, do seguinte: (i.i) R\$ 183,0 milhões – acréscimo de 974 GWh (451 MW médios) nas compras destinadas para operações de *trading*; (i.ii) R\$ 26,6 milhões – reconhecimento no 1T19 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 31 de março de 2019; (i.iii) R\$ 2,3 milhões – redução de 5,4% no preço médio líquido de compras nas operações de *trading*; e (ii) redução de 55,0 milhões nas operações de gestão de portfólio de energia, em razão do que segue: (ii.i) R\$ 73,4 milhões – decréscimo de 315 GWh (146 MW médios), nas compras para a gestão do portfólio da Companhia; e (ii.ii) R\$ 18,4 milhões – acréscimo de 4,8% 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 novos contratos com valores superiores aos preços médios vigentes e da correção monetária do período.

» **Transações no mercado de energia de curto prazo:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram superiores em R\$ 74,6 milhões (127,2%), sendo R\$ 6,7 milhões referentes às transações de *trading* de energia liquidadas no mercado de energia de curto prazo. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

» **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R\$ 12,4 milhões (11,1%) 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 14 parques eólicos do Conjunto Eólico Umburanas – Fase I no primeiro trimestre de 2019. Adicionalmente, no 1T19 foram reconhecidos encargos na Usina Termelétrica Pampa Sul e dos demais quatro parques eólicos do Conjunto Eólico Umburanas – Fase I, cuja entrada em operação comercial ocorreu em abril de 2019. Em contrapartida a esta elevação, no 1T19 não houve custo com os encargos de uso de rede elétrica e conexão da Usina Termelétrica William Arjona, cuja revogação da autorização ocorreu no 1T18 e cujo custo no mesmo trimestre foi de R\$ 2,2 milhões.

Desconsiderando os efeitos citados, houve aumento de R\$ 2,5 milhões (2,2%) no 1T19 em comparação ao mesmo período de 2018, reflexo, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão e distribuição, em junho de 2018.

» **Combustíveis para produção de energia elétrica:** decréscimo de R\$ 2,1 milhões (9,2%) na comparação do 1T19 com o mesmo trimestre de 2018, devido, basicamente, ao reconhecimento extraordinário de custo com combustíveis no 1T18, parcialmente atenuado pelo acréscimo no volume de geração termelétrica observado entre os períodos e pelo reajuste anual do custo com combustíveis.

» **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (Royalties):** acréscimo de R\$ 3,7 milhões (10,6%) 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\$ 8,2 milhões (16,4%) no 1T19, 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 1T19.

Desconsiderando o efeito da ENGIE Solar, houve aumento de R\$ 5,9 milhões (11,7%) no 1T19, em comparação ao 1T18.

» **Material e serviços de terceiros:** elevação de R\$ 7,6 milhões (15,4%) no 1T19, em relação ao mesmo trimestre de 2018, resultante, substancialmente, do (i) acréscimo de R\$ 3,2 milhões nos materiais de reposição e consumo no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda; (ii) acréscimo de R\$ 2,9 milhões oriundos da ENGIE Solar; e (iii) acréscimos motivados por reajustes anuais de serviços recorrentes e derivados do aumento de volume de operações realizadas pela Companhia.

Desconsiderando o efeito da ENGIE Solar, houve aumento de R\$ 4,7 milhões (9,6%) no 1T19, frente ao 1T18.

» **Depreciação e amortização:** aumento de R\$ 20,5 milhões (12,3%) entre os trimestres comparados, em decorrência, sobretudo, das entradas em operação do Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I, no segundo semestre de 2018, e do Conjunto Eólico Umburanas – Fase I, no 1T19.

» **Seguros:** aumento de R\$ 6,6 milhões (92,4%) nos trimestres comparados, em decorrência da renovação da apólice de Riscos Operacionais em junho de 2018, com aumento de prêmio motivado, substancialmente, pela ocorrência de sinistros em 2017, na Usina Termelétrica Jorge Lacerda, e em 2018, da Usina Hidrelétrica Jaguará.

» **Custo de implementação de infraestrutura de transmissão:** reconhecimento de R\$ 15,3 milhões em 2019 relacionados aos custos da construção da infraestrutura da linha de transmissão Gralha Azul, em contrapartida ao registro da receita de implementação da infraestrutura, apurada com base nos custos incorridos, além da margem bruta destinada a cobrir os custos de gestão da construção.

» **Custo da venda de painéis solares fotovoltaicos:** reconhecimento de R\$ 15,0 milhões no 1T19 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 1T19 e no 1T18, 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\$ 98,4 milhões** e R\$ 88,2 milhões, respectivamente, ou seja, um aumento de R\$ 10,2 milhões entre os períodos comparados, sendo um efeito positivo de R\$ 21,5 milhões no resultado das transações no segmento de geração e comercialização e um efeito negativo de R\$ 11,3 milhões no resultado das transações de *trading*.

Essa variação é consequência, fundamentalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) maior impacto da energia secundária devido ao *superavit* de alocação de energia no sistema; (ii) maior geração termelétrica entre os períodos analisados; (iii) ampliação da posição compradora na CCEE, em virtude da estratégia de alocação dos recursos hídricos, aliada à ativa gestão do portfólio; (iv) aumento da receita no MRE; e (v) efeito positivo proveniente da diferença de preços entre os submercados Norte/Nordeste e Sudeste nos trimestres em análise.

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 aumentou 48,3%, passando de R\$ 195,61 /MWh no 1T18 para R\$ 290,09/MWh no 1T19.

Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas com vendas, gerais e administrativas aumentaram R\$ 11,5 milhões (23,8%) nos trimestres em análise, em razão, substancialmente, de (i) acréscimo de R\$ 7,4 milhões nas despesas com pessoal, motivado pelo reajuste anual da remuneração dos colaboradores e de novas contratações; (ii) acréscimo de R\$ 1,4 milhão nas despesas com material e serviços de terceiros; e (iii) R\$ 2,2 milhões oriundos da ENGIE Solar.

Desconsiderando o efeito da ENGIE Solar, houve aumento de R\$ 9,3 milhões (19,5%) no 1T19, em comparação ao 1T18.

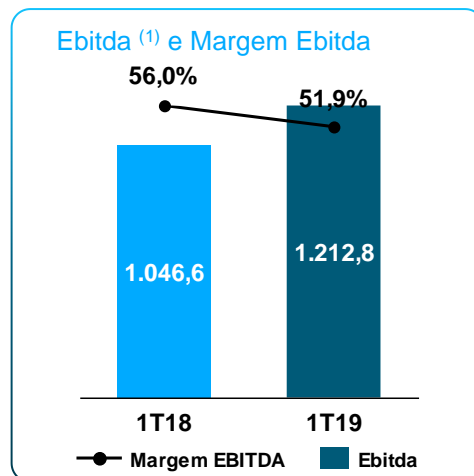
Ebitda e Margem Ebitda

Como reflexo dos efeitos mencionados anteriormente, o Ebitda do 1T19 foi de R\$ 1.212,8 milhões, isto é, 15,9% ou R\$ 166,2 milhões acima do apurado no 1T18, que foi de R\$ 1.046,6 milhões. A elevação é consequência da combinação dos seguintes **efeitos positivos**: (i) R\$ 77,3 milhões em função de aumento do preço médio líquido de venda, desconsiderando as operações de *trading*; (ii) R\$ 59,2 milhões motivados pela elevação de volume de energia contratada, sem considerar as operações de *trading*; (iii) redução R\$ 55,0 milhões referentes às compras de energia para a gestão do portfólio da Companhia; (iv) aumento de R\$ 21,5 milhões no resultado das transações realizadas no mercado de curto prazo no segmento de geração e comercialização; (v) incremento de receita de remuneração e variação monetária sobre ativos das Usinas Hidrelétricas Jaguarua e Miranda, de R\$ 15,4 milhões; (vi) aumento de R\$ 2,5 milhões no resultado das operações realizadas de *trading*; e (vii) redução de R\$ 0,6 milhão dos demais custos e despesas operacionais.

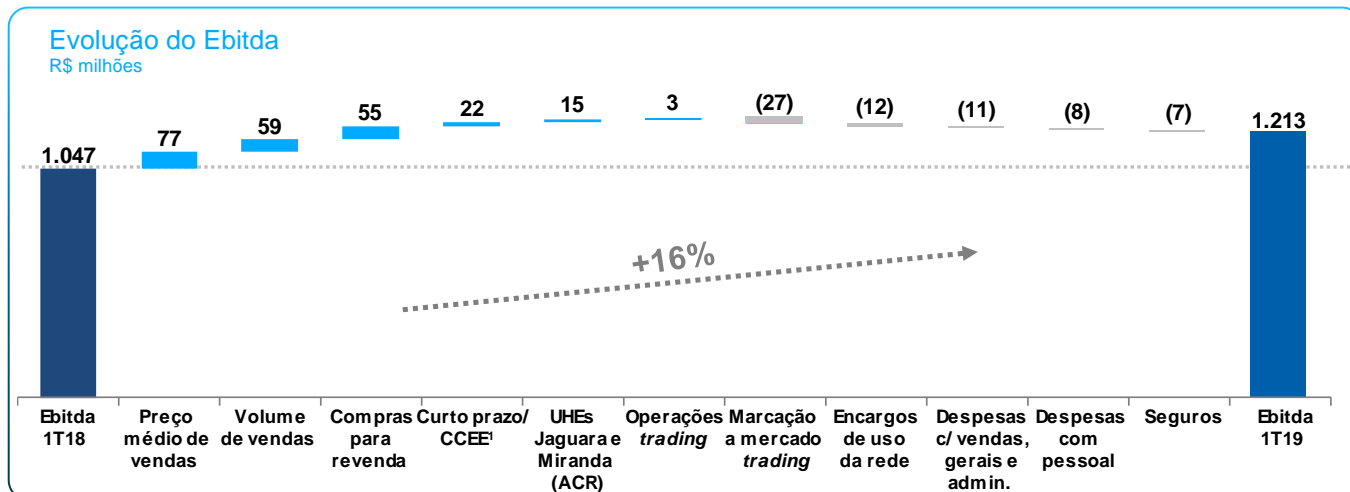
Os referidos efeitos positivos foram contrabalanceados pelos seguintes **efeitos negativos**: (i) resultado negativo líquido na marcação a mercado das perdas não realizadas em operações de *trading*, de R\$ 26,6 milhões; (ii) elevação de R\$ 12,4 milhões nos custos com encargos de uso de rede elétrica e conexão; (iii) aumento de R\$ 11,5 milhões nas despesas com vendas, gerais e administrativas; (iv) crescimento de R\$ 8,2 milhões de custos com pessoal; e (v) incremento de R\$ 6,6 milhões de custos com seguros.

A margem Ebitda foi de 51,9% no 1T19, decréscimo de 4,1 p.p. em relação ao mesmo período de 2018. Tal redução é consequência, principalmente, dos impactos, no 1T19 e no 1T18, 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.

Desconsiderando-se estes efeitos, a margem Ebitda no 1T19 seria de 59,7% e, no 1T18, de 57,4%, o que representaria acréscimo de 2,3 p.p. entre os trimestres em análise.



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



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

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

(Valores em R\$ milhões)	1T19	1T18	Var. %
Lucro líquido	565,5	489,3	15,6
(+) Imposto de renda e contribuição social	237,0	229,4	3,3
(+) Resultado financeiro	214,1	156,9	36,5
(+) Depreciação e amortização	191,3	169,1	13,1
Ebitda	1.207,9	1.044,7	15,6
(+) Provisão para redução ao valor recuperável	4,9	0,0	100,0
(+) Resultado de participações societárias	0,0	1,9	-100,0
Ebitda ajustado	1.212,8	1.046,6	15,9

Provisão para Redução ao Valor Recuperável (*Impairment*)

Em 2019, a Companhia complementou a provisão para redução ao valor recuperável (*impairment*) de ativos, no montante de R\$ 4,9 milhões, correspondentes aos ativos de geração da Usina Termelétrica William Arjona, cuja conclusão da venda depende apenas do cumprimento de determinadas condições precedentes previstas no contrato de venda. No primeiro trimestre de 2018, não houve reconhecimento de *impairment*.

Resultado Financeiro

Receitas financeiras: no 1T19, as receitas financeiras atingiram **R\$ 27,1 milhões**, isto é, R\$ 2,3 milhões ou **9,1% acima** dos R\$ 24,8 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2018, em razão, substancialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) elevação de R\$ 3,9 milhões na receita com aplicações financeiras, motivado pelo aumento no saldo médio de caixa e equivalentes de caixa no período; e (ii) redução 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\$ 1,6 milhão.

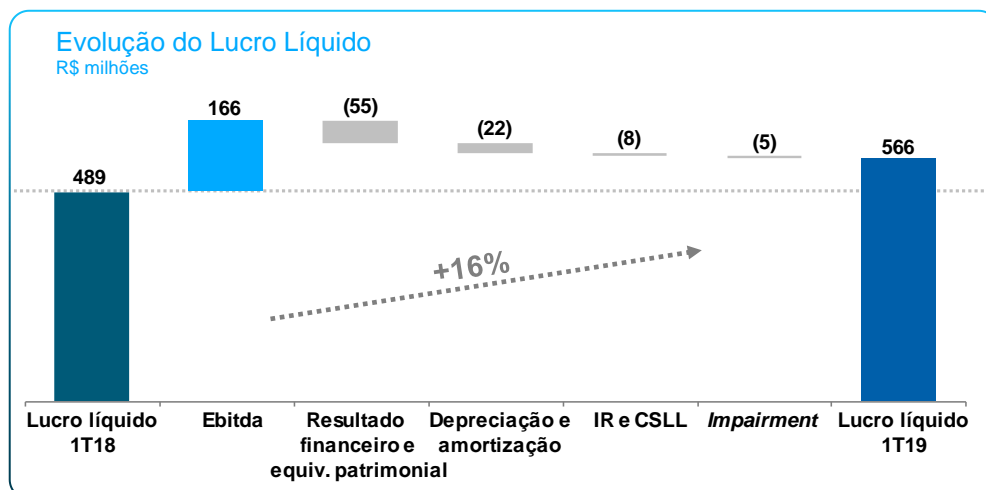
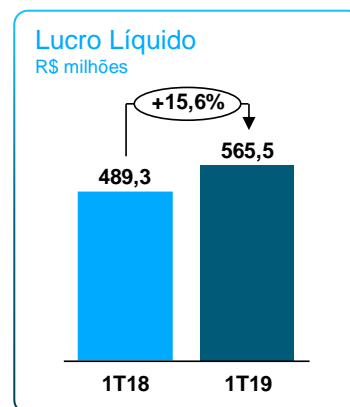
Despesas financeiras: as despesas no 1T19 foram de **R\$ 241,2 milhões**, isto é, R\$ 59,5 milhões ou **32,7% acima** das registradas no mesmo trimestre do ano anterior, que foram de R\$ 181,7 milhões. As principais variações observadas foram: (i) aumento de R\$ 38,1 milhões nos juros e na variação monetária 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 da contratação de empréstimos e financiamentos ao longo de 2018; e (ii) elevação de R\$ 17,1 milhões nos juros e na correção monetária sobre as concessões a pagar, motivada pelo aumento do IPCA e do IGPM entre o 1T19 e o 1T18.

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

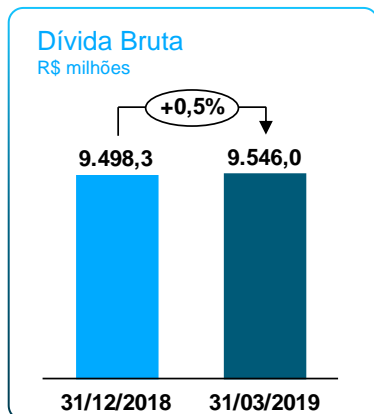
As despesas com IR e CSLL no 1T19 foram de **R\$ 237,0 milhões**, R\$ 7,6 milhões (3,3%) superiores à despesa com IR e CSLL registrada no mesmo trimestre de 2018, que foi de R\$ 229,4 milhões, em decorrência, principalmente, do acréscimo do lucro antes dos tributos das empresas sob o regime de apuração pelo lucro real, parcialmente suavizado pela manutenção da base de apuração dos tributos das empresas sob o regime de apuração pelo lucro presumido e pelo acréscimo do volume de incentivo fiscal entre os trimestres sob comparação. A taxa efetiva de IR e CSLL no 1T19 foi de 29,5% ante 31,9% no 1T18.

Lucro Líquido

O lucro líquido do 1T19 foi de R\$ 565,5 milhões, R\$ 76,2 milhões ou **15,6% superior** aos R\$ 489,3 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Essa elevação é consequência dos seguintes efeitos: (i) elevação de R\$ 166,2 milhões no Ebitda; (ii) aumento de R\$ 57,2 milhões das despesas financeiras líquidas; (iii) acréscimo de R\$ 22,2 milhões da depreciação e amortização; (iv) acréscimo de R\$ 7,6 milhões do imposto de renda e da contribuição social; (v) reconhecimento no 1T19 do *impairment* de ativos de R\$ 4,9 milhões; e (vi) impacto positivo de R\$ 1,9 milhão referente ao resultado negativo de equivalência patrimonial do 1T18, tendo em vista que o controle da ENGIE Solar foi adquirido no segundo semestre de 2018.

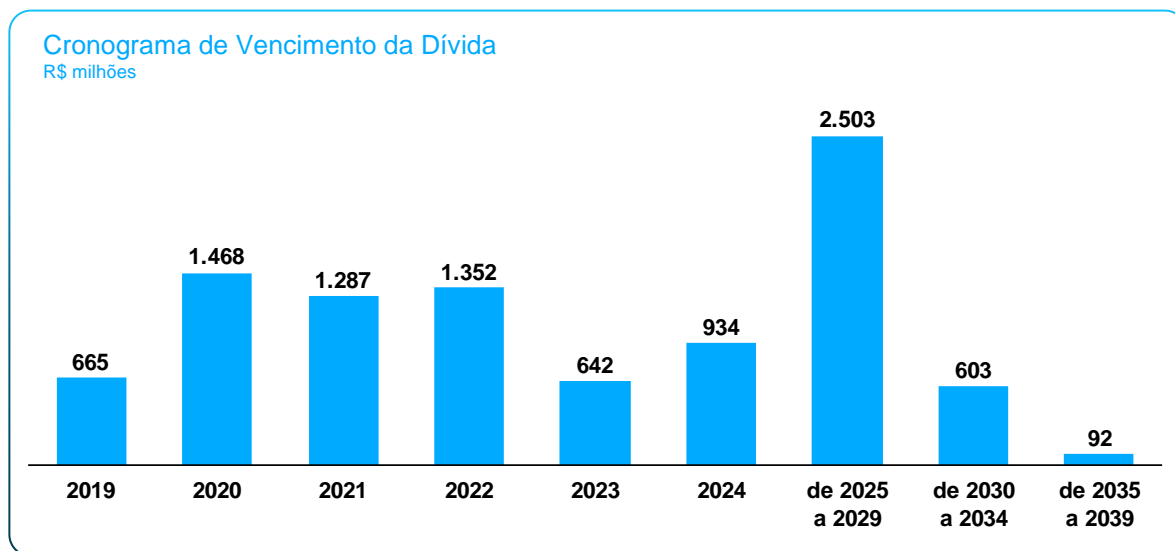


Endividamento

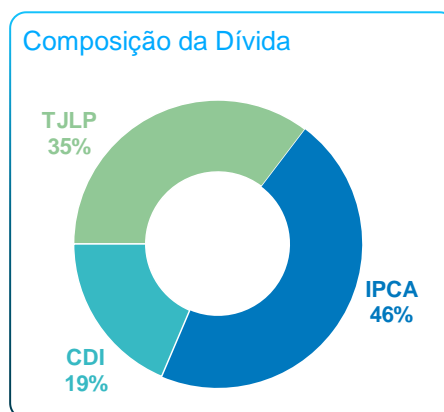


Em 31 de março de 2019, a **dívida bruta total consolidada**, representada principalmente por empréstimos, financiamentos e debêntures, líquida dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R\$ 9.546,0 milhões — aumento de 0,5%** (R\$ 47,7 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2018.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores ocorridos no 1T19: (i) saque no BNDES, no valor total de R\$ 58,7 milhões, destinados à construção do Conjunto Eólico Campo Largo; (ii) geração de R\$ 207,8 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (iii) R\$ 221,4 milhões em amortizações de empréstimos e financiamentos.



O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do primeiro trimestre de 2019 foi **9,1%** (7,9% no fim do 1T18).



Em 31 de março 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\$ 8.322,0 milhões, aumento de 21,4%** em relação ao registrado ao fim de 2018.

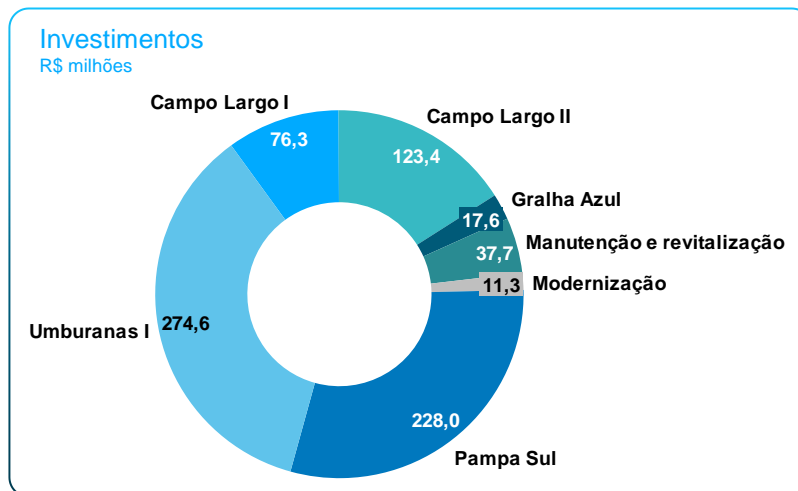
Dívida Líquida

R\$ milhões

	31/03/2019	31/12/2018	Var. %
Dívida bruta	9.773,5	9.720,2	0,5
Resultado de operações com derivativos	(227,5)	(221,9)	2,5
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(273,7)	(226,2)	21,0
Caixa e equivalentes de caixa	(950,3)	(2.415,8)	-60,7
Dívida líquida total	8.322,0	6.856,3	21,4

Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 1T19 foram de R\$ 768,9 milhões, dos quais (i) R\$ 719,9 milhões foram aplicados na construção dos novos projetos: R\$ 76,3 milhões concentrados no Conjunto Eólico Campo Largo – Fase I, R\$ 123,4 milhões aplicados no Conjunto Eólico Campo Largo – Fase II, R\$ 228,0 milhões destinados à construção da Usina Termelétrica Pampa Sul, R\$ 274,6 milhões no Conjunto Eólico Umbranas – Fase I e R\$ 17,6 milhões no Sistema de Transmissão Galha Azul; (ii) R\$ 37,7 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; e (iii) R\$ 11,3 milhões designados para as modernizações das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e 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 31 de março de 2019, das 55 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 81,3% 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

- » Foram obtidos os resultados da pesquisa de percepção em 2018 dos colaboradores, Pesquisa ENGIE&Me, com avanços consideráveis na maioria dos indicadores, fruto dos planos de ação desenvolvidos com base nas pesquisas anteriores.
- » Foi aprovada, na 181ª Reunião do Conselho de Administração, ocorrida em 19 de fevereiro, a constituição do Comitê de Segurança de Barragens, órgão de assessoramento da Diretoria Executiva, responsável pela gestão estratégica dos assuntos relacionados à segurança de barragens, com foco na prevenção do risco e adoção das melhores práticas, em conformidade com os compromissos da Companhia.
- » Ocorreu nos dias 19 de 20 de março o 6º Seminário de Geração ENGIE Brasil Energia, que visou o compartilhamento de experiências, aumento do engajamento e capacitação das equipes para os desafios do presente e futuro da energia. O evento ocorreu presencialmente na Sede da Companhia, com transmissão *online* para todos os colaboradores.
- » O mês de março foi inteiramente dedicado à reflexão e debates sobre a importância da diversidade e igualdade, com foco especial para a questão de gênero, por meio da campanha interna “Competência não tem gênero”, que promoveu eventos presenciais e online abertos a todos os colaboradores.
- » Também em março foram realizadas cinco Reuniões Públicas Técnico Informativas do Projeto de Transmissão Gralha Azul nos municípios de: Castro, Teixeira Soares, Ibituva, Guarapuava e União da Vitória, todos no Paraná. As reuniões são parte do rito de licenciamento ambiental e contaram com a presença das comunidades locais, autoridades, proprietários atingidos, dentre outros interessados em obter maiores informações sobre o projeto.

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 1T19 e 1T18, associando cada indicador aos da GRI padrão *Standard*.

Indicadores de Sustentabilidade¹

Item	Dimensão ²	Indicador ³	Temas materiais	Indicador GRI ⁴	1T19	1T18	Varição
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Transição energética para economia de baixo carbono	102-7, EU1	55	30	25
2		Capacidade instalada operada (MW)		102-7, EU1	9.996	9.399	6,3%
3		Capacidade instalada própria (MW)		102-7, EU1	8.275	7.678	7,8%
4		Número de usinas certificadas		102-16, EU6	12	12	0
5		Capacidade instalada certificada (MW)		102-16, EU6	8.127	8.127	0,0%
6		Capacidade instalada certificada em relação à total		102-16, EU6	81,3%	86,5%	-5,2 p.p.
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis		102-7, EU1	9.139	8.542	7,0%
8		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total		102-7, EU1	91,4%	90,9%	0,5 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)		EU2	11.399	10.001	14,0%
10		Geração de energia certificada		102-16, EU6	9.842	9.056	8,7%
11		Geração certificada em relação à total		102-16, EU6	86,3%	90,6%	-4,2 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	10.437	9.097	14,7%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	91,6%	91,0%	0,6 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas		EU30	97,2%	98,2%	-1,1 p.p.
15		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas		EU30	92,9%	94,0%	-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	122.972	153.723	-20,0%
17		Número de visitantes às usinas	- Engajamento com comunidades locais e partes interessadas	413-1	8.925	2.177	310,0%
18		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)	- Gestão Ambiental	D305-1, D305-2, D305-3	0,945	0,937	0,8%
19		Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,080	0,085	-5,8%
20	Saúde e Segurança	Taxa de Frequência (TF) empregados próprios ⁵	- Desenvolvimento, igualdade e segurança das pessoas	403-2	0,000	0,000	-
21		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios ⁶		403-2	0,000	0,000	-
22		Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços longo prazo ⁵	- Gestão de impactos na cadeia produtiva	403-2	0,920	0,000	↑
23		Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviço curto prazo + obras em construção ⁵		403-2	0,410	3,100	↓
24	Responsabilidade Social ⁷	Investimentos não incentivados	- Engajamento com as comunidades locais e partes interessadas	201-1, 413-1	581,7	649,4	-10,4%
25		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		201-1, 413-1	1.298,6	383,9	238,3%
26		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet		201-1, 413-1	3.868,7	3.385,8	14,3%
27		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		201-1, 413-1	340,0	320,0	6,3%
28		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON		201-1, 413-1	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	-
30		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso		201-1, 413-1	209,0	492,4	-57,6%

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 31/03/2019.
- 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 de 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.

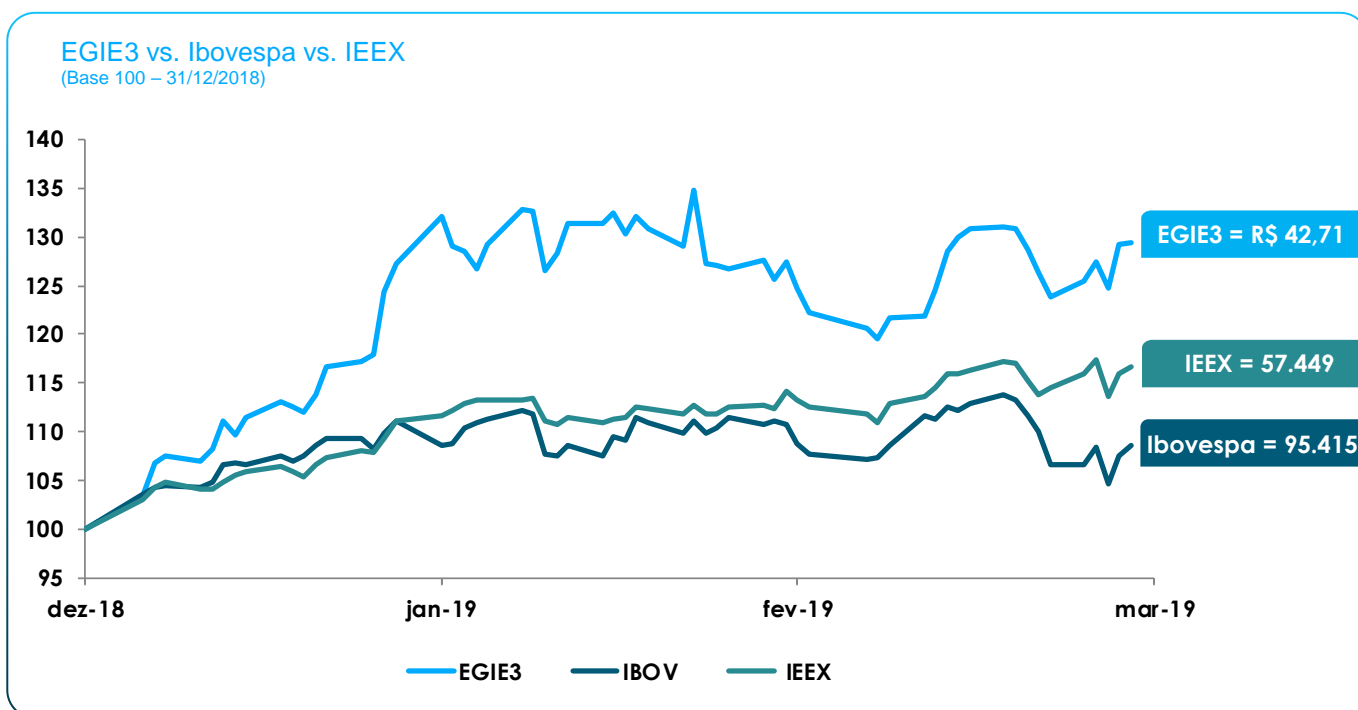
Desempenho das Ações – EGIE3

O clima de otimismo com o novo governo e a proposta de implantação do novo plano econômico repercutiu positivamente no início do primeiro trimestre do ano, o que resultou no bom desempenho para o Ibovespa, principal índice da B3. Entretanto, o aumento da tensão em torno da reforma da previdência social no Brasil fez com que o índice perdesse fôlego no final do trimestre. Ainda assim, apresentou valorização de 8,6% e acima de 95 mil pontos.

As ações da **ENGIE Brasil Energia** seguiram a alta do mercado e fecharam o primeiro trimestre de 2019 com **valorização de 29,4%**, superando amplamente o desempenho do Ibovespa e do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX), que apresentou ganho de 16,6% no 1T19.

O volume médio diário da EGIE3 foi de R\$ 61,1 milhões no 1T19, 68,6% acima do registrado no 1T18, quando atingiu R\$ 36,2 milhões.

As ações da EBE encerraram o último pregão de março de 2019 cotadas a R\$ 42,71/ação, **o que confere à Companhia valor de mercado de R\$ 34,8 bilhões.**



Próximo Evento

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

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

Data: 9 de maio 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 9 a 15 de maio de 2019. Acesso pelo telefone: (11) 3127-4999, código: 97649301 (português) e 59744438 (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)	31/03/2019	31/12/2018
Ativo Circulante	3.489.298	4.556.677
Caixa e equivalentes de caixa	950.274	2.415.792
Contas a receber de clientes	1.357.040	1.181.379
Crédito de imposto de renda e contribuição social	100.502	98.978
Indenização de seguro a receber	-	74.780
Estoques	192.611	125.681
Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>	2.953	3.135
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	333.010	116.202
Depósitos vinculados	37.360	8.956
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	15.089	15.089
Ativo financeiro de concessão	284.973	277.502
Ativo não circulante mantido para venda	8.829	13.728
Outros ativos circulantes	206.657	225.455
Ativo Não Circulante	19.936.000	19.178.868
Realizável a Longo Prazo	3.495.528	3.230.556
Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>	281.228	256.464
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	96.252	44.429
Depósitos vinculados	279.988	232.450
Depósitos judiciais	98.748	97.721
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	127.004	130.776
Ativo financeiro de concessão	2.344.007	2.317.608
Direito de uso de ativos	117.856	-
Outros ativos não circulantes	150.445	151.108
Imobilizado	15.138.036	14.635.467
Intangível	1.302.436	1.312.845
Total	23.425.298	23.735.545

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

(Valores em R\$ mil)	31/03/2019	31/12/2018
Passivo Circulante	2.975.353	4.170.261
Fornecedores	525.258	588.471
Dividendos e juros sobre o capital próprio	661.981	2.137.039
Empréstimos e financiamentos	399.787	454.513
Debêntures	251.963	210.369
Arrendamentos a pagar	14.240	-
Imposto de renda e contribuição social a pagar	117.438	102.033
Outras obrigações fiscais e regulatórias	98.065	104.410
Obrigações trabalhistas	112.957	99.572
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	332.322	98.047
Concessões a pagar	102.360	84.931
Provisões	8.880	8.883
Obrigações com benefícios de aposentadoria	35.369	35.369
Outros passivos circulantes	314.733	246.624
Passivo Não Circulante	13.561.620	13.244.707
Empréstimos e financiamentos	5.889.059	5.854.915
Debêntures	3.232.715	3.200.437
Arrendamentos a pagar	74.158	-
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	80.367	19.395
Concessões a pagar	2.838.635	2.765.538
Provisões	90.058	88.977
Obrigações com benefícios de aposentadoria	283.857	283.765
Imposto de renda e contribuição social diferidos	803.033	768.814
Outros passivos não circulantes	269.738	262.866
Patrimônio Líquido	6.888.325	6.320.577
Capital social	4.902.648	4.902.648
Reservas de lucros	1.117.540	1.106.277
Ajustes de avaliação patrimonial	304.567	307.261
Lucros acumulados	560.119	-
Participação de acionista não controlador	3.451	4.391
Total	23.425.298	23.735.545

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

(Valores em R\$ mil)	1T19	1T18	Var. %
Receita Operacional Líquida	2.338.759	1.868.853	25,1
Custos da Energia Vendida e dos Serviços Prestados	(1.257.967)	(943.581)	33,3
Compras de energia	(582.018)	(429.682)	35,5
Transações no mercado de energia de curto prazo	(133.312)	(58.683)	127,2
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(124.097)	(111.650)	11,1
Combustíveis para geração	(20.266)	(22.320)	-9,2
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (<i>royalties</i>)	(38.032)	(34.379)	10,6
Pessoal	(58.531)	(50.302)	16,4
Materiais e serviços de terceiros	(57.326)	(49.690)	15,4
Depreciação e amortização	(187.192)	(166.720)	12,3
Seguros	(13.698)	(7.119)	92,4
Custo da implementação de infraestrutura de transmissão	(15.251)	-	100,0
Custo da venda de painéis solares fotovoltaicos	(14.956)	-	100,0
Outros	(13.288)	(13.036)	1,9
Lucro Bruto	1.080.792	925.272	16,8
Receitas (Despesas) Operacionais	(64.151)	(47.763)	34,3
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(59.115)	(47.734)	23,8
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	(4.900)	-	100,0
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(136)	(29)	369,0
Resultado de Participações Societárias	-	(1.933)	-100,0
Equivalência patrimonial	-	(1.933)	-100,0
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	1.016.641	875.576	16,1
Resultado Financeiro	(214.123)	(156.902)	36,5
Receitas financeiras	27.110	24.848	9,1
Despesas financeiras	(241.233)	(181.750)	32,7
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	802.518	718.674	11,7
Imposto de renda	(169.372)	(165.242)	2,5
Contribuição social	(67.656)	(64.097)	5,6
Lucro Líquido do Exercício	565.490	489.335	15,6
Lucro atribuído aos:			
Acionistas da ENGIE Brasil Energia	565.184	489.038	15,6
Acionista não controlador da Ibitiúva Bionergética S.A.	306	297	3,0
Número de Ações Ordinárias	815.927.740	815.927.740	
Lucro Líquido por Ação	0,6927	0,5994	15,6

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

(Valores em R\$ mil)	1T19	1T18
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	802.518	718.674
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:		
Depreciação e amortização	191.227	169.061
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	4.900	-
Variação monetária	71.655	41.261
Juros	155.097	130.433
Remuneração dos ativos financeiro de concessão	(100.154)	(84.814)
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	26.617	-
Outros	2.951	6.787
Lucro Ajustado	1.154.811	981.402
Aumento (redução) nos ativos		
Contas a receber de clientes	(171.697)	(86.609)
Crédito de imposto de renda e contribuição social	(1.276)	216
Estoques	(66.929)	(50.431)
Depósitos vinculados e judiciais	(28.373)	5.858
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	3.772	6.515
Ativo financeiro e de concessão	64.367	95.348
Indenização de seguro a receber	74.780	-
Outros ativos	24.750	(67.781)
Aumento (redução) nos passivos		
Fornecedores	24.083	(113.861)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(7.395)	7.932
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(7.123)	(6.899)
Combustível a pagar à CDE	(5.046)	131.059
Outros passivos	61.185	16.358
Caixa Gerado pelas Operações	1.119.909	919.107
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de <i>hedge</i>	(36.570)	(50.889)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(131.862)	(167.361)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	951.477	700.857
Atividades de Investimento		
	(658.499)	(460.555)
Aumento de capital em <i>joint ventures</i>	-	(267)
Aquisição de investimento	-	(267)
Aplicação no imobilizado e intangível	(658.499)	(460.021)
Atividades de Financiamento	(1.758.496)	(1.454.228)
Captação de empréstimos e financiamentos	58.653	-
Pagamento de empréstimos e financiamentos, líquido do <i>hedge</i>	(184.809)	(67.347)
Pagamento de parcelas de concessões a pagar	(18.247)	(17.452)
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(1.535.144)	(1.356.539)
Pagamento de arrendamentos	(34.236)	-
Outros	(44.713)	(12.890)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	(1.465.518)	(1.213.926)
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	2.415.792	1.930.070
Saldo final	950.274	716.144
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	(1.465.518)	(1.213.926)
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Crédito de imposto de renda e contribuição social	4.086	4.860
Juros e variação monetária capitalizados	95.637	57.200
Fornecedores de imobilizado e intangível	(87.221)	44.305
Ingresso de ativo não circulante mantido para venda	-	(48.038)