

ENGIE Brasil Energia apresenta crescimentos de 20,0% no Lucro Líquido e 42,4% no Ebitda do 2T18

Companhia emite R$ 2,5 bilhões em debêntures de longo prazo

Florianópolis (SC), 8 de agosto de 2018. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia", "EBE" ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Segundo Trimestre e ao período acumulado de seis meses encerrados em 30 de junho de 2018 (2T18, 6M18/1S18). 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.

Destaques

- ✓ O lucro líquido da ENGIE Brasil Energia no segundo trimestre de 2018 (2T18) foi de R$ 589,2 milhões (R$ 0,9026/ação), valor 20,0% (R$ 98,1 milhões) acima do alcançado no segundo trimestre de 2017 (2T17).
- ✓ O Ebitda[1] alcançou R$ 1.217,9 milhões no 2T18, aumento de 42,4% (R$ 362,4 milhões) em comparação ao 2T17. A margem Ebitda foi de 57,0% no 2T18, crescimento de 6,1 p.p. em relação ao 2T17.
- ✓ A receita operacional líquida alcançou R$ 2.135,0 milhões no 2T18, incremento de 26,9% (R$ 453,1 milhões) em comparação ao montante apurado no 2T17.
- ✓ O preço médio dos contratos de venda de energia, líquido das exportações e dos tributos sobre a receita, foi de R$ 181,56/MWh no 2T18, valor 1,7% superior ao registrado no 2T17.
- ✓ A quantidade de energia vendida no 2T18 foi de 9.582 GWh (4.388 MW médios), volume 7,9% maior que o comercializado no 2T17.
- ✓ A Companhia emitiu, por meio de suas controladas Companhia Energética Jaguara e Companhia Energética Miranda, o valor total de R$ 1,8 bilhão em debêntures, que respondem ao objetivo de alongar o perfil de seu endividamento.
- ✓ Foi aprovada a instalação do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas para analisar e acompanhar eventuais acordos entre as partes que formam o grupo investidor interessado na aquisição da Transportadora Associada de Gás (TAG).
- ✓ No 2T18, a EBE iniciou a operação remota integral do Complexo Eólico Trairi, a partir do Centro de Operação de Geração (COG), localizado na Sede da Companhia, em Florianópolis.
- ✓ Em maio de 2018, foi emitida a Licença de Operação (LO) e iniciada a operação em teste da Central Eólica Campo Largo VII. Em 4 de julho de 2018, iniciou-se a operação comercial com a inclusão de 29,7 MW de energia renovável não convencional ao parque gerador da Companhia.

Eventos Subsequentes

- ✓ Foi assinado acordo vinculante para a aquisição da totalidade das ações ainda não detidas na ENGIE Geração Solar Distribuída, pelo valor de R$ 35,1 milhões, representando, assim, passo estratégico à inserção da Companhia no contexto da transição energética.
- ✓ Em julho, foi encerrada a emissão de R$ 746,6 milhões em debêntures da EBE, em duas séries, com vencimentos em sete e dez anos, respectivamente, obtendo demanda 1,7 vez superior à oferta, com custo competitivo.
- ✓ O Conselho de Administração aprovou a distribuição de R$ 1.146,0 milhões sob a forma de dividendos intercalares, o que corresponde a R$ 1,7557267392/ação e a 100% do lucro líquido distribuível apurado no primeiro semestre de 2018. As ações ficarão ex-dividendos intercalares no dia 21 de agosto de 2018.

Para Divulgação Imediata

Mais informações:

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

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

ri.BREnergia@engie.com

Teleconferência com *webcast*
Dia 9/08/2018 às 11h (horário de Brasília): em português (tradução simultânea para inglês).

Mais detalhes na seção Próximo Evento, na página 24.

Visite nosso Site
www.ENGIEenergia.com.br

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

ENGIE Brasil Energia - Consolidado

(Valores em R$ milhões)	2T18	2T17	Var.	6M18	6M17	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.135,0	1.681,9	26,9%	4.003,8	3.287,9	21,8%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.039,3	688,4	51,0%	1.914,9	1.423,0	34,6%
Ebitda (1)	1.217,9	855,5	42,4%	2.264,4	1.741,0	30,1%
Ebitda / RLV - (%) (1)	57,0	50,9	6,1 p.p.	56,6	53,0	3,6 p.p.
Lucro Líquido	589,2	491,1	20,0%	1.078,5	941,8	14,5%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) (2)	29,4	25,4	4,0 p.p.	29,4	25,4	4,0 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) (3)	22,3	23,5	-1,2 p.p.	22,3	23,5	-1,2 p.p.
Dívida Líquida (4)	6.192,2	1.510,2	310,0%	6.192,2	1.510,2	310,0%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios)(5)	3.429	3.570	-4,0%	4.026	4.163	-3,3%
Energia Vendida (MW médios) (6)	4.388	4.067	7,9%	4.281	4.046	5,8%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) (7)	181,56	178,53	1,7%	179,72	179,12	0,3%
Número de Empregados - Total	1.220	1.125	8,4%	1.220	1.125	8,4%
Empregados EBE	1.171	1.081	8,3%	1.171	1.081	8,3%
Empregados em Projetos em Construção	49	44	11,4%	49	44	11,4%

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



MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Encerrado o primeiro semestre de 2018, a ENGIE Brasil Energia tem uma série de destaques positivos para compartilhar. Ampliamos receitas e rentabilidade, mantivemos custos sob controle e demos importantes passos na implementação de nossa estratégia de longo prazo.

A Companhia apresentou relevante crescimento em suas principais linhas no período. A quantidade de energia vendida foi de 9.582 GWh, volume 7,9% maior que o comercializado no 2T17, o que aliado ao reconhecimento das receitas das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, impactaram positivamente a Receita Líquida, que cresceu 26,9%, atingindo R$ 2,1 bilhões. Com custos e despesas crescendo em menor proporção, nosso Ebitda registrou aumento de 42,4% no trimestre, atingindo R$ 1,2 bilhão, com Margem Ebitda de 57,0%, 6,1 p.p. superior ao observado no mesmo período do ano anterior.

A capacidade de gestão operacional e financeira da EBE traduz-se não apenas em resultados como o deste trimestre, mas também no reconhecimento do mercado.

O grande destaque do trimestre foram os avanços nos projetos eólicos da Companhia no norte da Bahia: Campo Largo VII iniciou a operação comercial no início de julho, e Umburanas apresentou avanços relevantes nas obras civis. O cluster Campo Largo/Umburanas, com capacidades instaladas de, respectivamente, 326,7 MW e 360 MW em suas primeiras fases, é o maior que a ENGIE Brasil Energia já fez, tendo recebido R$ 766,7 milhões em investimentos apenas nesse primeiro semestre de 2018. Essas usinas já nascem operadas pelo Centro de Operação de Geração (COG), reforçando a estratégia de digitalização.

Além de se beneficiarem da sinergia de suas infraestruturas, os projetos têm levado diversos avanços à população local, carente de infraestrutura e serviços, reiterando, portanto, o foco na sustentabilidade que sempre foi uma marca da EBE: são mais de 2.300 pessoas atuando nos dois complexos, além de investimentos da ordem de R$ 6 milhões em projetos sociais.

Seguindo nossa estratégia de crescimento em energia sustentável, as eólicas e solares respondem por cerca de 60% da capacidade dos projetos em fase de desenvolvimento mais avançada, ou seja, aqueles que ainda não tiveram a construção iniciada, mas que estão aptos a participar de leilões regulados de compra de energia. Exemplo disso é o projeto Santo Agostinho (700 MW), no Rio Grande do Norte. No médio prazo, com todos os investimentos, a capacidade instalada da Companhia poderá ser ampliada em 2 GW.

Ainda no 2T18, foi assinado acordo vinculante para a aquisição dos 50% das ações remanescentes da ENGIE Geração Solar Distribuída, reafirmando nossa atuação nesse segmento e contribuindo para uma matriz energética mais dinâmica e próxima do consumidor final.

Ainda no caminho da descentralização, estamos desenvolvendo ações para padronização de contratos e a digitalização do varejo, para fazer frente ao crescente número de clientes no mercado livre, que cresceu 21,2% em relação ao mesmo trimestre de 2017.

A capacidade de gestão operacional e financeira da EBE traduz-se não apenas em resultados como o deste trimestre, mas também no reconhecimento do mercado. A Companhia realizou, em junho, por meio de suas controladas Companhia Energética Jaguara e Companhia Energética Miranda, emissão de debêntures da ordem de R$ 1,8 bilhão, com demanda de quase duas vezes a oferta, o que levou as taxas dos papéis a saírem abaixo dos tetos previstos, mesmo considerando o cenário macroeconômico desafiador. Outros R$ 746,6 milhões em debêntures foram emitidos em julho de 2018 pela EBE, em duas séries, com vencimentos em sete e dez anos, respectivamente, obtendo demanda 1,7 vez superior à oferta, também com custo competitivo.

Portanto, fechamos este primeiro semestre de 2018 com grandes resultados. Reforçamos nossos pilares estratégicos, descarbonização, descentralização e digitalização e seguimos extremamente confiantes na resiliência de nossa tese de investimento e na capacidade da ENGIE Brasil Energia de entregar ainda mais valor a seus acionistas ao longo dos próximos períodos.

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente

Carlos Freitas
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores



DESEMPENHO OPERACIONAL

Parque Gerador

A ENGIE Brasil Energia integra do maior grupo produtor independente de energia do País e, com a entrada em operação comercial da Central Eólica Campo Largo VII, conta com 7.707,8 MW de capacidade instalada e opera um parque gerador de 9.428,5 MW, composto de 31 usinas, sendo 11 hidrelétricas, três termelétricas e 17 complementares - centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares -, das quais 27 pertencem integralmente à Companhia e quatro (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito, e a usina de cogeração a biomassa Ibitiúva Bioenergética) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.

Parque Gerador da ENGIE Brasil Energia

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original da Concessão/ Autorização	Energia assegurada (MW médios) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia		
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	out/30	564,7
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0	set/28	733,3
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	403,9	jul/32	165,3
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO/MA)	1.087,0	435,6	nov/37	256,9
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.078,0	1.078,0	set/28	502,6
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	ago/33	260,8
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	dez/47	341,0
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguari (MG)	408,0	408,0	dez/47	198,2
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	abr/37	148,2
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	set/28	113,1
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	set/34	133,6
Total - Hidrelétricas			**8.102,3**	**6.391,7**		**3.417,7**
Complexo Jorge Lacerda[1]	Termelétrica	Capivari de Baixo (SC)	857,0	857,0	set/28	649,9
Total - Termelétricas			**857,0**	**857,0**		**649,9**
Complexo Trairi[2]	Eólica	Trairi (CE)	115,4	115,4	set/41	63,9
Complexo Santa Mônica[2]	Eólica	Trairi (CE)	97,2	97,2	jan/45	47,4
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
Campo Largo VII	Eólica	Umburanas (BA)	29,7	29,7	jul/50	16,3
Lages	Biomassa	Lages (SC)	28,0	28,0	out/32	11,1
Rondonópolis	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6	dez/32	10,1
José Gelazio da Rocha	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	23,7	23,7	dez/32	9,2
Cidade Azul	Solar	Tubarão (SC)	3,0	3,0	não aplicável[3]	0,0
Tubarão P&D	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável[3]	0,0
Total - Complementares			**469,2**	**459,1**		**216,7**
Total			**9.428,5**	**7.707,8**		**4.284,3**

[1] Complexo composto de três usinas.
[2] Complexo composto de quatro usinas.
[3] Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW, o instrumento legal aplicável é o registro.

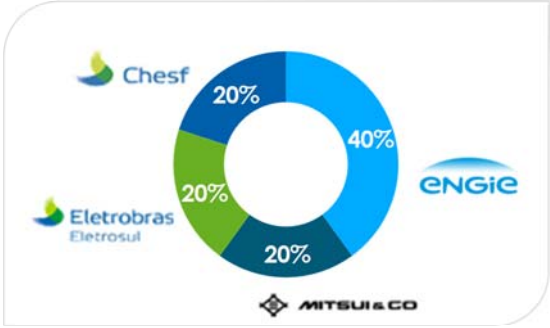


Expansão

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

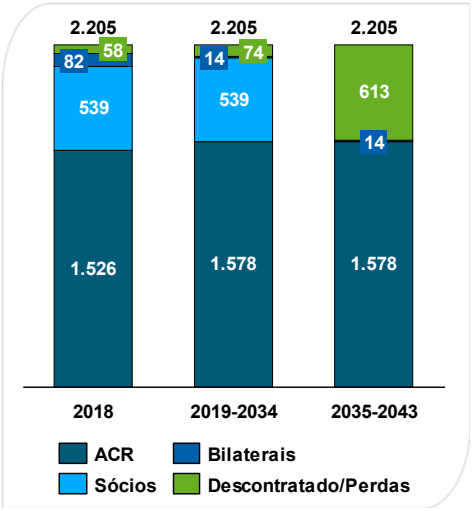
Desde novembro de 2016, a UHE Jirau conta com todas as suas 50 unidades geradoras em funcionamento, totalizando 3.750 MW de capacidade instalada. Sua inauguração ocorreu em 16 de dezembro de 2016.

ESBR - Estrutura Societária



Portfólio de Contratos da ESBR

MW médios



Em maio de 2017, a ENGIE Brasil Participações (EBP) divulgou a contratação do Banco Itaú BBA S.A. para a prestação de serviços de assessoria financeira na preparação de estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia (EBE) de sua participação de 40% na ESBR Participações S.A. (ESBRpar), detentora de 100% do capital social da ESBR, e sua participação de 100% na Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda.

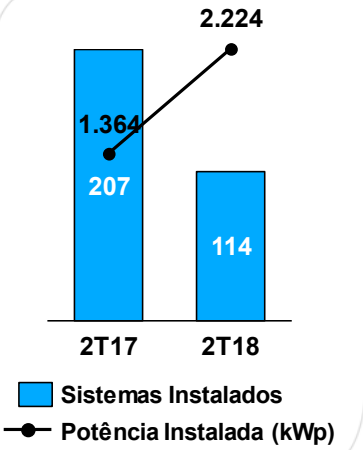
No 2T18, a Usina gerou 2.497,3 MW médios, 7,0% abaixo dos 2.685,0 MW médios gerados no 2T17, atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 99,3% no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

ENGIE Geração Solar Distribuída. A Companhia atua desde 2016 no mercado de geração distribuída, por meio da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A., na qual detém 50% do capital. Em julho de 2018, foi assinado acordo vinculante, para a aquisição dos 50% do capital remanescentes, no valor de R$ 35,1 milhões. 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.



Fachada da sede da EBE com 214 módulos e 57 kWp

Número de unidades e potência instalada



O Programa Indústria Solar, uma iniciativa da Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina (Fiesc), com realização da ENGIE Geração Solar Distribuída e da WEG S.A., atingiu 1.984 inscritos no perfil residencial e 629 no perfil industrial, no fim do 2T18. Em virtude do sucesso desse Programa, a iniciativa será replicada para os Estados do Rio Grande do Sul e Mato Grosso, com expectativa para lançamento ainda em 2018. A participação no agronegócio também foi expressiva no período, com destaque para um projeto a ser executado para uma Cooperativa no município de Concórdia (SC), que terá potência instalada de 2 MW. Ainda no segmento de agronegócio, destaque para o Estado de Goiás, onde foram firmados os primeiros contratos que somarão potência instalada aproximada de 1 MW.

No 2T18, foram instalados 114 sistemas, com capacidade instalada de 2.224,1 kWp, um crescimento de 63% quando comparado ao 2T17, que foi de 1.364,4 kWp, em 207 sistemas instalados. Desde o início de suas operações, a ENGIE Geração Solar Distribuída atingiu total de 1.660 sistemas, com capacidade instalada de 9.933,7 kWp, estando presente em 13 estados.



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 1.050 quilômetros de extensão, localizado no Estado do Paraná, marcando a entrada da EBE no setor 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 o início da operação da linha de transmissão é 9 de março de 2023, mas a EBE visualiza antecipação desse prazo, além de uma redução no investimento inicial previsto pela Aneel.

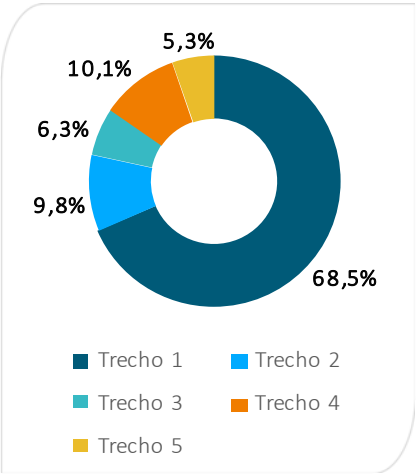
A assinatura do contrato de concessão ocorreu no dia 8 de março de 2018, na sede da Aneel, em Brasília.

Lote	Localização	RAP Contratada (R$ milhões)	Investimento previsto pela Aneel (R$ milhões)
1	Paraná (PR)	231,7	2.017,0
Total		**231,7**	**2.017,0**



Localização das linhas de transmissão e subestações

Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) (%)



No fim do 2T18, todos os processos de licenciamento foram iniciados, e os contatos com as 25 prefeituras municipais afetadas já realizados. Foi iniciado o levantamento fundiário das cerca de 2.500 propriedades atingidas.

As equipes de topografia, meio ambiente, fundiário e arqueologia estão mobilizadas em campo para a realização de estudos e levantamento dos traçados, e os estudos ambientais estão em estágio de revisão e consolidação. O aerolevantamento a *laser* do traçado foi realizado, bem como o levantamento topográfico das áreas das subestações. O Projeto Básico da Aneel está em elaboração.

O contrato com o fornecedor da implantação das subestações foi assinado, assim como o contrato de prestação de serviços de transmissão com o Operador Nacional do Sistema (ONS). A assinatura do Contrato da Linha de Transmissão ocorreu em 12 de julho de 2018.

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		
Complexo Umburanas - Fase I	Eólica	Umburanas (BA)	360,0	360,0	De ago/49 a ago/50	207,5
Pampa Sul	Termelétrica	Candiota (RS)	345,0	345,0	mar/50	323,5
Complexo Campo Largo - Fase I	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	297,0	297,0	De jul/50 a mai/52	148,6
Total			**1.002,0**	**1.002,0**		**679,6**



Complexo Eólico Umburanas – Bahia (Fase I). Localizado no Município de Umburanas (BA), o Complexo tem **capacidade instalada total de 605 MW**, que serão desenvolvidos em duas fases. A Fase I tem capacidade instalada de 360 MW, dos quais 257,5 MW serão destinados ao mercado livre, e 102,5 MW foram comercializados no Leilão de Energia de Reserva A-5/2014 pelo **preço de R$ 170,8/MWh, atualizado até 30 de junho de 2018**. A Companhia destinará investimentos de cerca de R$ 1,8 bilhão (em setembro de 2017) nessa Primeira Fase do Complexo. Os 245 MW remanescentes serão futuramente desenvolvidos na Fase II. O projeto está sendo desenvolvido ao lado do Complexo Eólico Campo Largo, capturando sinergias durante a implantação e operação comercial.



CE Umburanas – montagem das torres dos aerogeradores

Os serviços de construção dos acessos às Centrais Eólicas estão em andamento, com 93% da supressão vegetal, 73% da terraplenagem e 29% da pavimentação executados.

Os serviços das fundações dos aerogeradores estão em andamento, com 66% da escavação, 55% da armação e 48% da concretagem concluídos, totalizando 69 das 144 fundações concretadas.

Está em andamento também a construção da subestação, com a execução de fundações e a montagem de estruturas de concreto. A atividade de supressão vegetal para a construção da linha de transmissão teve avanço de 50%, e as fundações avançaram 14%.

O progresso total do projeto é de 31%, e o início da operação comercial é esperado a partir de janeiro de 2019.



UTE Pampa Sul - visão geral

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 da jazida - também situada em Candiota. Esta será conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) pela linha de transmissão de 525 kv na subestação Candiota II, construída pela Companhia.

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$ 239,6/MWh, atualizado até 30 de junho de 2018**. Foi aprovado investimento de aproximadamente R$ 1,8 bilhão (em novembro de 2014) para a construção da Usina. Ainda em novembro de 2014, a Companhia protegeu a parcela do investimento em moeda estrangeira contra efeitos da variação cambial, por meio de operações de *hedge*.

No 2T18, foi realizado o teste hidrostático da caldeira, com sucesso em 100% das tubulações sem apresentar vazamentos. Foi iniciado o comissionamento dos painéis do sistema de tratamento de água e o comissionamento a frio da correia transportadora de carvão, que conecta a mina à usina. As obras civis e a montagem no *bay* da subestação de Candiota tiveram bom andamento e deu-se início a seu comissionamento. A obra principal apresenta avanço físico de 86%, destacando o andamento da montagem dos refratários da caldeira, do precipitador eletrostático, do sistema de dessulfurização, da chaminé, da turbina e do gerador.

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



Complexo Eólico Campo Largo – Bahia (Fase I). O Complexo Eólico Campo Largo (CECL) é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, que serão desenvolvidos em etapas, cujo potencial de desenvolvimento é de 656,7 MW, sendo a Fase I com 326,7 MW e a Fase II com 330 MW de capacidade instalada. Todos os empreendimentos estão localizados nos Municípios de Umburanas e Sento Sé, a aproximadamente 420 km da cidade de Salvador, no Estado da Bahia. No Leilão A-5, de 28 de novembro de 2014, a ENGIE Brasil Energia comercializou, pelo prazo de 20 anos, 82,6 MW médios ao **preço de R$ 175,3/MWh, atualizado até 30 de junho de 2018**, a serem gerados por seis parques eólicos, com capacidade instalada de 178,2 MW.



Complexo Eólico Campo Largo

Outros cinco parques eólicos do Complexo, com capacidade instalada total de 148,5 MW (75,2 MW médios), estão sendo desenvolvidos nessa etapa do projeto, sendo a energia já contratada no Ambiente de Contratação Livre (ACL). O investimento aprovado para os 11 parques foi de aproximadamente R$ 1,7 bilhão (em junho de 2014). A parcela denominada em moeda estrangeira foi protegida contra efeitos da variação cambial, por meio de operações de *hedge*.

No 2T18, o progresso total do complexo chegou a 85%. Seguiu em andamento a montagem dos aerogeradores, atingindo a conclusão de 42 máquinas, correspondendo a 34% do total. Destacamos que as Centrais Eólicas III e VII encontram-se com todos os equipamentos eletromecânicos montados e comissionados, e as Centrais Eólicas I e IV estão com todas as torres e *nacelles* montadas.

Na Subestação Campo Largo, a linha de transmissão 230kV e o *bay* de conexão da Subestação Ourolânida II foram finalizados, incluindo todas as atividades de construção e comissionamento, os quais já estão energizados e em operação.

O Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (Inema) emitiu portaria concedendo a Licença de Operação às Centrais Eólicas Campo Largo III, IV e VII.

Em 3 de julho de 2018, a Aneel emitiu, por meio do Despacho nº 1.470/2018, autorização para entrada em operação comercial da Central Eólica Campo Largo VII, primeira das 11 Centrais Eólicas que compõem o Complexo Eólico Campo Largo, assegurando antecipação de 5 meses da data inicialmente prevista.

Projetos em Desenvolvimento

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Participação da Companhia
Complexo Santo Agostinho	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	600,0	600,0
Norte Catarinense	Termelétrica	Garuva (SC)	600,0	600,0
Complexo Campo Largo - Fase II	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	330,0	330,0
Complexo Umburanas - Fase II	Eólica	Umburanas (BA)	245,0	245,0
Assú - Centrais I, II, III e IV	Solar	Assú (RN)	146,8	146,8
Alvorada	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	90,0	90,0
Total			**2.011,8**	**2.011,8**

Complexo Eólico Santo Agostinho – Rio Grande do Norte. O Complexo é composto de 24 Sociedades de Propósito Específico (SPEs), cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, **totalizando potencial de desenvolvimento de 600 MW**. Todos os parques estão localizados nos Municípios de Lajes e Pedro Avelino, a aproximadamente 120 km da Cidade de Natal, capital do Estado do Rio Grande do Norte. Em junho de 2016 foi emitida a Licença Prévia pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (Idema), órgão ambiental do Estado do Rio Grande do Norte, declarando o empreendimento ambientalmente viável. O projeto está apto para participar de leilões de energia.



Complexo Eólico Campo Largo – Bahia (Fase II). A Companhia pretende acrescentar aproximadamente **330 MW de capacidade instalada** ao Complexo Eólico Campo Largo com o desenvolvimento da sua segunda fase, visando a venda da energia para os mercados livre e/ou regulado. Assim como o Complexo Eólico Santo Agostinho, a Fase II do Complexo Eólico Campo Largo está apta para participar de leilões de energia, sendo que a Companhia pretende cadastrar o projeto para o próximo leilão, agendado para o dia 31 de agosto de 2018.

Complexo Eólico Umburanas – Bahia (Fase II). Com **capacidade instalada de 245 MW**, a Segunda Fase conta com licenciamento ambiental regularizado e será futuramente desenvolvida pela EBE ao lado do Complexo Eólico Campo Largo, capturando sinergias durante a implantação e operação comercial.

Complexo Fotovoltaico Assú. Localizado no Município de Assú (RN), terá **capacidade instalada total aproximada de 183 MWp**. O Complexo 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.

Complexo 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 **Complexo 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.



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

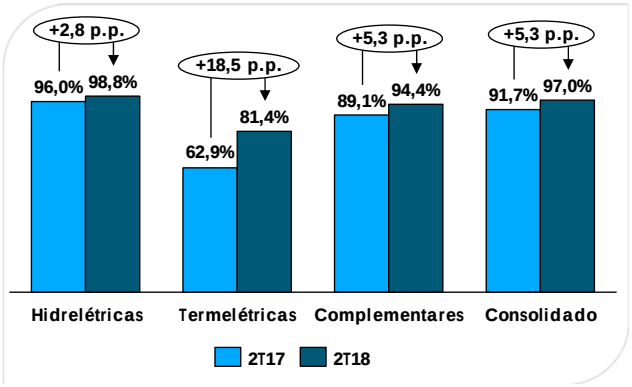
Usina Termelétrica Norte Catarinense – Santa Catarina. A Companhia está desenvolvendo um projeto para implantação de uma usina termelétrica a gás natural, em ciclo combinado, na Cidade de Garuva, ao norte do Estado de Santa Catarina. **A UTE Norte Catarinense terá capacidade instalada de aproximadamente 600 MW.** Em março de 2016, foi emitida a Licença Prévia, representando um grande marco para a possibilidade de participação em leilões de energia.

Disponibilidade

As usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de **97,0% no 2T18, desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 98,8% nas usinas hidrelétricas, 81,4% nas termelétricas e 94,4% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas.

Considerando também as paradas programadas, a disponibilidade global no 2T18 foi de 90,7%, sendo 93,2% nas usinas hidrelétricas, 69,0% nas termelétricas e 88,1% nas usinas de fontes complementares.

Disponibilidade
Desconsiderando as paradas programadas



No 2T18, mesmo com as manutenções programadas, o índice de disponibilidade das usinas hidrelétricas manteve-se acima do verificado no mesmo período de 2017. Adicionalmente, em 30 de maio de 2018 foram concluídas as atividades de reparo nas oito unidades geradoras da Usina Hidrelétrica Estreito que sofreram danos em decorrência do distúrbio sistêmico ocorrido em 21 de março de 2018.

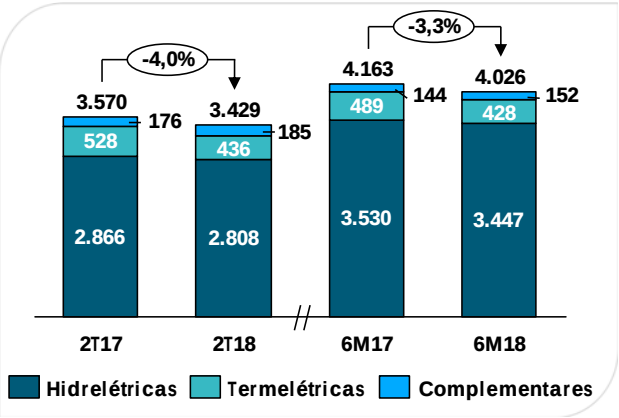


Em relação às usinas termelétricas, apesar da realização de manutenções corretivas nas Unidades Geradoras 2 e 7 e da manutenção programada na Unidade Geradora 3, todas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, a disponibilidade das usinas, no 2T18, ficou bastante superior à registrada no 2T17.

Produção

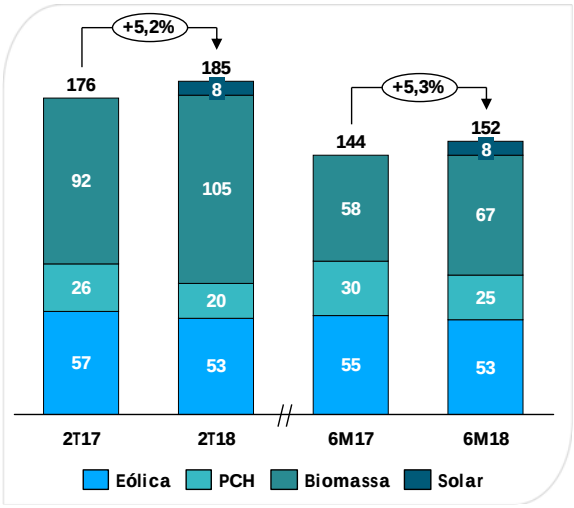
A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 7.489 GWh (3.429 MW médios) no 2T18, resultado **4,0% inferior** à produção do 2T17. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 6.131 GWh (2.808 MW médios); as termelétricas, por 953 GWh (436 MW médios); e as complementares, por 405 GWh (185 MW médios). Esses resultados representam, respectivamente, reduções de 2,1% e 17,3% na geração das usinas hidrelétricas e termelétricas e aumento de 5,2% na geração das complementares, em comparação ao 2T17.

Geração
MW médios



A queda na geração total das usinas hidrelétricas, comparando o 2T18 com o 2T17, se deve, principalmente, às condições hidrológicas menos favoráveis no 2T18 nas respectivas bacias hidrográficas onde localizam-se as usinas da Companhia. Além deste fato, destaca-se a entrada em operação e motorização de novas usinas no Sistema Interligado Nacional (SIN), acarretando na necessidade de restringir a geração do parque hidráulico existente, com o objetivo de acomodar a geração proveniente das usinas recém incorporadas ao sistema.

Geração por Fonte Complementar
MW médios



Já a redução na geração das termelétricas (17,3%) deve-se principalmente à menor geração no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, que se restringiu ao atendimento dos requisitos elétricos do sistema, da geração por mérito de custo, além do gerenciamento do estoque de carvão e indisponibilidade prolongada da Usina Termelétrica Jorge Lacerda C.

A elevação da geração das usinas complementares fica a cargo do início da operação comercial da Central Fotovoltaica Assú V e início da geração em teste da Central Eólica Campo Largo VII, apesar da venda das Usinas Eólicas Beberibe e Pedra do Sal e da PCH Areia Branca.

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

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

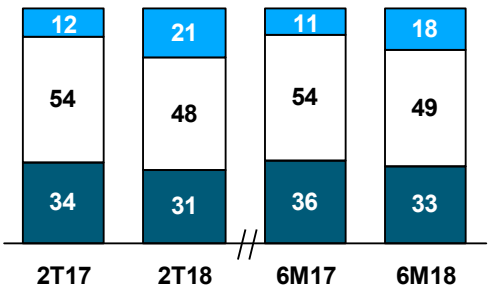


Clientes

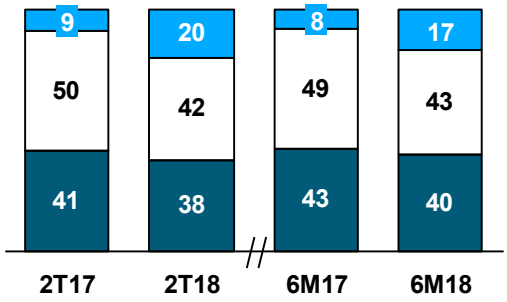
No 2T18, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia alcançou 48,3% do total das vendas físicas e 42,0% do total da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), redução de 5,5 p.p. e 7,7 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior.

A redução na participação de consumidores livres reflete tanto a queda de consumo de clientes industriais quanto a redução do preço de novos contratos.

Participação dos Clientes nas Vendas Físicas
(%)



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





¹ A representatividade das exportações sobre as vendas físicas foi de 0,01% nos 6M17 e sobre a receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas) foi de 0,02% nos 6M17.



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

Balanço de Energia
(em MW médios)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)
Recursos Próprios	4.089	4.477	4.707	4.715	4.728	4.726			
+ Compras para Revenda	1.395	1.012	590	457	406	333			
= Recursos Totais (A)	**5.484**	**5.489**	**5.297**	**5.172**	**5.134**	**5.059**			
Vendas Leilões do Governo[1]	1.638	1.997	2.013	2.013	2.013	2.013			
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	222,2
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	244,2
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	254,6
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	229,5
2014-EE-2014-06	103	103	-	-	-	-	270,7	mai-14	342,2
Proinfa	19	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	266,3
1º Leilão de Reserva	14	14	14	14	14	14	158,1	ago-08	274,0
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva / GD)	18	17	14	14	14	14	-	-	258,8
2014-EN-2019-25	-	173	295	295	295	295	183,5	mar-14	239,6
2014-EN-2019-25	-	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	259,5
2014-EN-2019-20	-	83	83	83	83	83	139,3	nov-14	175,3
2015-EN-2018-20	-	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	215,9
8º Leilão de Reserva	9	9	9	9	9	9	303,0	nov-15	346,9
2017-EN-2019-20	-	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	170,8
Vendas Reguladas - Cotas									
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	239	239	239	239	239	239	-	jul-17	127,2
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	139	139	139	139	139	139	-	jul-17	142,7
+ Vendas Bilaterais	3.234	2.988	2.816	2.242	1.808	1.176			
= Vendas Totais (B)	**4.872**	**4.985**	**4.829**	**4.255**	**3.821**	**3.189**			
Saldo (A - B)	**612**	**504**	**468**	**917**	**1.313**	**1.870**			
Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)** [2, 3]	182,4	189,7	184,9						
Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)** [4]:	182,0	186,6	169,3						

[1] XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:
XXXX → ano de realização do leilão
YY → EE = energia existente ou EN = energia nova
WWWW → ano de início de fornecimento
ZZ → duração do fornecimento (em anos)
[2] Preço de venda líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/Cofins, P&D), ou seja, não considera a inflação futura.
[3] Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).
[4] Preço de aquisição líquido, considerando os benefícios de crédito do PIS/Cofins, ou seja, não considera 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.



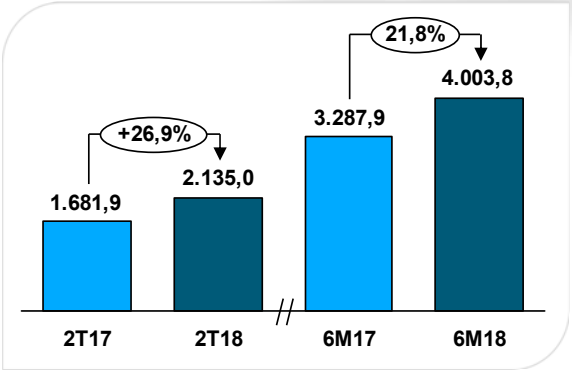
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Receita Operacional Líquida

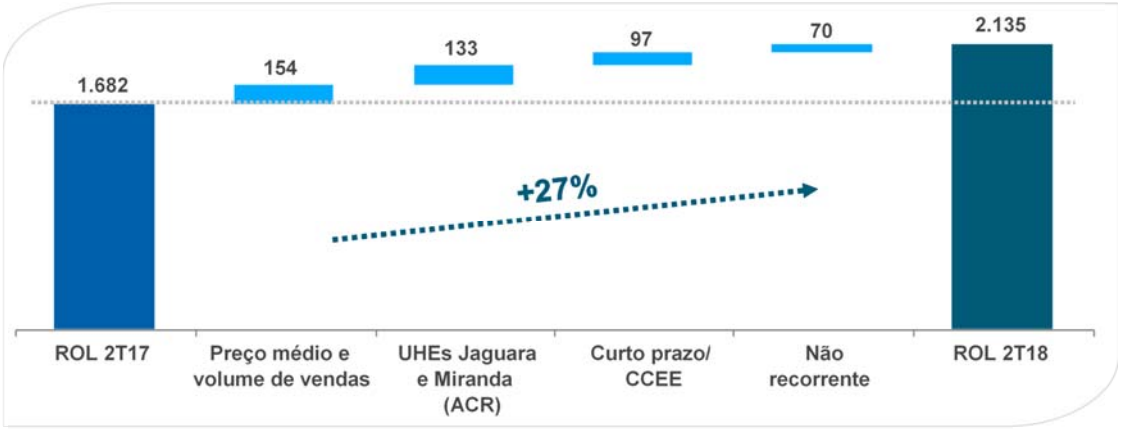
No 2T18, **a receita operacional líquida apresentou aumento de 26,9%** (R$ 453,1 milhões), quando comparada à auferida no 2T17, passando de R$ 1.681,9 milhões para R$ 2.135,0 milhões.

Os principais fatores que resultaram essa variação foram: (i) R$ 153,9 milhões, decorrentes do maior volume de energia vendida e da elevação do preço médio de venda para distribuidoras e comercializadoras; (ii) R$ 133,1 milhões, devido ao reconhecimento de receita decorrente da operação das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), dos quais R$ 105,2 milhões correspondem à remuneração do ativo financeiro, e R$ 27,9 milhões, à receita de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) para cobrir os custos de operação, manutenção e melhorias; (iii) R$ 96,9 milhões, de acréscimo na receita fruto das transações realizadas no mercado de curto prazo, em especial as realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); e (iv) R$ 69,6 milhões, referentes às receitas não recorrentes de direito a indenização por interrupção de negócios, motivada por sinistro na Usina Termelétrica Jorge Lacerda A e de cobrança de multa contratual de fornecedor, resultante de atraso parcial em obra de modernização de uma das máquinas da Usina Hidrelétrica Salto Santiago.

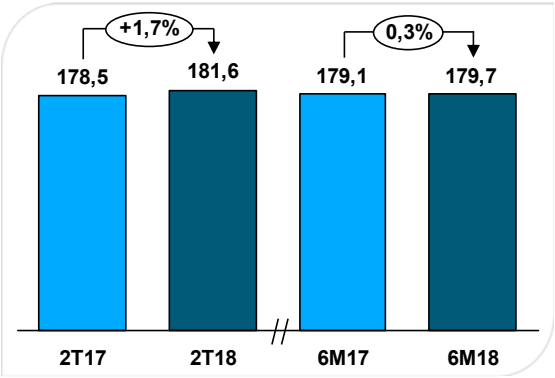
Receita Operacional Líquida
R$ milhões



Evolução da Receita Operacional Líquida
R$ milhões



Preço Médio Líquido de Venda*
R$/MWh



(*) Líquido de exportações e impostos sobre a venda.

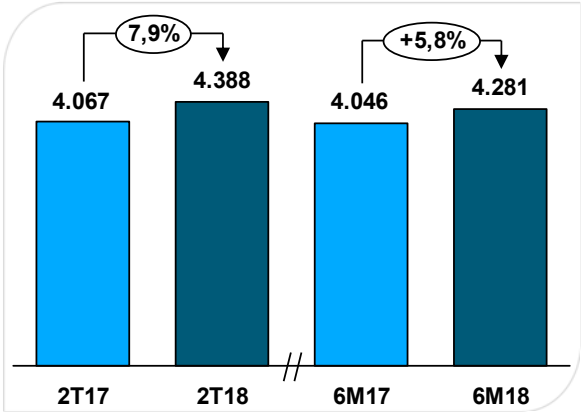
✓ **Preço Médio Líquido de Venda**

O preço médio de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita, atingiu R$ 181,6/MWh no 2T18, **1,7% acima** do auferido no 2T17, cujo valor foi de R$ 178,5/MWh.

A elevação do preço ocorreu, essencialmente, em razão dos novos contratos de venda de energia para comercializadoras com preços superiores à média dos contratos existentes ou finalizados, parcialmente atenuada por novas contratações de clientes industriais com preços inferiores à média dos contratos em curso ou encerrados.



Volume de Vendas
MW médios



✓ **Volume de Vendas**

A quantidade de energia vendida passou de 8.883 GWh (4.067 MW médios) no 2T17 para 9.582 GWh (4.388 MW médios) no 2T18, **aumento de 700 GWh** (321 MW médios), **ou 7,9%,** entre os períodos comparados.

Tais variações decorreram, substancialmente, da combinação do acréscimo de venda de energia para comercializadoras, inclusive operações de *trading*, parcialmente atenuado pela redução de vendas para distribuidoras decorrente do Mecanismo de Compensação de Sobras e *Deficits* (MCSD) e da queda de consumo de clientes industriais.

Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

✓ **Receita de Venda de Energia Elétrica - Distribuidoras**

A receita operacional líquida a distribuidoras alcançou R$ 654,1 milhões no 2T18, montante **1,2% inferior** aos R$ 662,0 milhões auferidos no 2T17, variação ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) R$ 15,6 milhões — redução de 70 GWh (33 MW médios) na quantidade vendida, passando de 3.026 GWh (1.386 MW médios) no 2T17 para 2.956 GWh (1.353 MW médios) no 2T18; e (ii) R$ 7,7 milhões — elevação de 1,2% no preço médio líquido de venda.

O decréscimo no volume de vendas entre os períodos em análise é resultado, principalmente, das reduções decorrentes do MCSD, parcialmente atenuadas pelo início das vendas da energia gerada pela Usina Fotovoltaica Assú V, cujo início da operação foi antecipado para o fim de dezembro de 2017. O acréscimo no preço médio líquido de vendas decorre, principalmente, da atualização monetária de contratos existentes.

✓ **Receita de Venda de Energia Elétrica - Comercializadoras**

No trimestre em análise, **a receita operacional líquida a comercializadoras** foi de R$ 356,6 milhões, **162,8% superior** à receita auferida no 2T17 (R$ 135,7 milhões). Esse crescimento é fruto dos seguintes aspectos: (i) R$ 89,5 milhões - aumento de 514 GWh (235 MW médios) no volume de energia vendida; (ii) R$ 79,9 milhões – contratos de venda em operações de *trading* (191 MW médios); e (iii) R$ 51,5 milhões - acréscimo de 38,0% no preço médio líquido de vendas, desconsideradas as operações de *trading*.

A variação do volume observada no trimestre em análise decorre, substancialmente, de novos contratos de venda para comercializadoras, inclusive em operações de *trading*. A elevação do preço ocorreu, basicamente, devido às novas contratações com preços superiores à média dos contratos vigentes ou finalizados.

✓ **Receita de Venda de Energia Elétrica - Consumidores Livres**

A **receita operacional líquida a consumidores livres reduziu 7,5%**, passando de R$ 788,3 milhões no 2T17 para R$ 729,2 milhões no 2T18. Os seguintes eventos contribuíram para essa variação: (i) R$ 33,7 milhões — redução de 4,3% no preço médio líquido de venda da energia decorrente, substancialmente, das novas contratações com preços inferiores à média dos contratos existentes ou finalizados; e (ii) R$ 25,4 milhões — decréscimo de 161 GWh (72 MW médios) na quantidade de energia vendida, que passou de 4.783 GWh (2.189 MW médios) no 2T17 para 4.622 GWh (2.117 MW médios) no 2T18, em virtude, basicamente, da queda de consumo de clientes industriais. A quantidade de consumidores livres na carteira da Companhia passou de 283 no 2T17 para 343 no 2T18, crescimento de 21,2%.

✓ **Transações no Mercado de Curto Prazo – em Especial no Âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)**

No 2T18, **a receita auferida no mercado de curto prazo,** em especial no âmbito da CCEE, foi de R$ 183,9 milhões, enquanto no 2T17 foi de R$ 87,0 milhões, **aumento de R$ 96,9 milhões** entre os trimestres comparados. Detalhes sobre tais operações e variações podem ser obtidos em "Detalhamento das Operações de Curto Prazo – em Especial as Transações na CCEE".



✓ **Remuneração dos ativos financeiros de concessões**

O montante equivalente a 70% da garantia física das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, cuja vigência dos contratos de concessão teve início em 29 de dezembro de 2017, é remunerado pelo recebimento do Retorno da Bonificação de Outorga (RBO), que compõe a Receita Anual de Geração (RAG) a ser auferida pelas empresas. Pela essência econômica da transação, a parte equivalente ao valor pago pela outorga da concessão foi registrada como ativo financeiro, e a remuneração desses ativos está sendo reconhecida como receita financeira operacional. O montante dessa remuneração, reconhecido no 2T18, nas Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, foi de R$ 65,3 milhões e R$ 39,9 milhões, respectivamente.

✓ **Receita de serviços prestados**

Ainda para as Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, para a energia vendida no ACR, também como parte da RAG, as empresas receberão a parcela referente à Gestão dos Ativos de Geração (GAG), para cobertura dos custos com operação e manutenção, além de gastos com melhorias e investimentos durante o prazo de concessão. O valor da GAG reconhecida no 2T18, para as Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, foi de R$ 15,4 milhões e R$ 12,5 milhões, respectivamente.

✓ **Outras receitas**

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

Custos da Venda de Energia e Serviços

Os **custos da venda de energia e serviços aumentaram em R$ 76,1 milhões (8,0%)**, passando de R$ 947,0 milhões no 2T17 para R$ 1.023,1 milhões no 2T18. Tais variações decorreram, essencialmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

✓ **Energia elétrica comprada para revenda:** elevação de R$ 137,5 milhões (34,5%) no 2T18 em comparação ao 2T17, reflexo, sobretudo, da combinação do que se segue: (i) R$ 77,2 milhões – compras de energia elétrica destinadas para operações de *trading* (184 MW médios); (ii) R$ 39,0 milhões – acréscimo de 232 GWh (106 MW médios), em razão da elevação de compras de médio e de longo prazo para a gestão do portfólio da Companhia; e (ii) R$ 21,3 milhões – aumento de 5,4% no preço médio líquido de compras, devido a novas contratações com preços superiores à média dos contratos finalizados e atualização monetária de contratos existentes. Adicionalmente, a energia elétrica vendida para operações de *trading*, em montante acima das compras, foi liquidada na CCEE.

✓ **Transações no mercado de curto prazo - em especial no âmbito da CCEE:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações reduziram em R$ 97,8 milhões (83,4%) em comparação ao 2T17. Os detalhes estão descritos a seguir em item específico.

✓ **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R$ 6,9 milhões (6,6%) entre os trimestres em análise, decorrente, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão e dos encargos relativos à parcela de energia das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda comercializada no Ambiente de Contratação Livre (ACL), parcialmente atenuada pelos efeitos da paralização das operações da Usina Termelétrica William Arjona, em consequência de sua inviabilidade econômica, motivada pela elevação do custo do gás.

✓ **Combustíveis para produção de energia elétrica:** redução de R$ 203,3 milhões (84,2%) em relação ao 2T17, ocasionado, essencialmente, pelo acordo judicial com o fornecedor de gás natural em ação na qual se discutia a diferença do preço do combustível fornecido no período entre setembro de 2014 e junho de 2017. Em razão do acordo, no 2T17, a Companhia reconheceu o custo do gás no montante de R$ 216,6 milhões, tendo revertido, concomitantemente, a provisão para perda anteriormente constituída, no valor de R$ 219,2 milhões, mitigando os efeitos no seu resultado. Adicionalmente, no 2T18, a Companhia reconheceu o valor remanescente de R$ 18,0 milhões referente ao acordo judicial supracitado.

✓ **Pessoal:** elevação de R$ 0,7 milhões (0,1%) entre os trimestres comparados, em virtude, de novas contratações no 2T18, de reajuste anual da remuneração e dos benefícios dos empregados, quase que totalmente atenuada pelas ações voltadas à incremento de eficiência operacional, que resultaram em redução relacionada à readequação do quadro e dos custos com pessoal.

✓ **Materiais e serviços de terceiros:** acréscimo de R$ 5,7 milhões (11,8%) entre os trimestres analisados, em razão, basicamente, do reconhecimento dos custos de operação e manutenção, no 2T18, das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda.



✓ **Depreciação e amortização:** redução de R$ 10,1 milhões (6,2%) entre os trimestres comparados, resultante, sobretudo, dos seguintes aspectos: (i) alienação das Usinas Eólicas Beberibe e Pedra do Sal e da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca em outubro de 2017; e (ii) fim da vida útil de grandes manutenções realizadas no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda em períodos anteriores. Esse decréscimo foi parcialmente atenuado pelo reconhecimento da amortização de ativo intangível referente à aquisição das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda no 2T18.

✓ **Seguros:** elevação de R$ 3,4 milhões (50,1%) entre os trimestres analisados, resultante, substancialmente, da revisão do valor contratual de prêmio de seguro de danos materiais e lucros cessantes e da inclusão de novas usinas na apólice, principalmente as Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda.

✓ **Provisões operacionais líquidas:** decréscimo de R$ 233,0 milhões (105,3%) entre os trimestres comparados, em razão, principalmente, do reconhecimento de R$ 219,2 milhões, no 2T17, da reversão da provisão para perda, em decorrência do acordo judicial sobre o preço de gás natural, conforme anteriormente mencionado.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo – em Especial as Transações na CCEE

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, ele 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 2T18 e no 2T17, **os resultados líquidos** (diferença entre receitas e custos, deduzidos dos tributos incidentes sobre as receitas e os custos) decorrentes de transações de curto prazo, em especial as transações no âmbito da CCEE, **foram positivos em R$ 164,6 milhões** e negativos em R$ 30,1 milhões, respectivamente.

Essa variação é consequência, essencialmente, das seguintes variações: (i) ampliação da posição credora na CCEE, em razão da estratégia de alocação dos recursos hídricos, aliada à ativa gestão do portfólio; (ii) impacto negativo decorrente da elevação dos efeitos do GSF, já deduzido dos efeitos positivos da repactuação do risco hidrológico; (iii) redução da geração termelétrica, principalmente no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda; (iv) redução da receita de transações entre os submercados Norte, Nordeste e Sudeste, proveniente do menor descolamento entre os PLD's no 2T18; e (v) elevação da despesa no MRE, resultado da menor geração hidrelétrica no trimestre em análise.

Em dezembro de 2017, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2018 em R$ 505,18/MWh e R$ 40,16/MWh, respectivamente. Na comparação entre os trimestres, o PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste aumentou 3,4%, passando de R$ 292,76/MWh no 2T17 para R$ 302,68/MWh no 2T18. Adicionalmente, o PLD do submercado Norte subiu 95,0%, passando de R$ 111,53 para R$ 217,52, e o PLD médio do submercado Nordeste reduziu de R$ 311,40/MWh no 2T17 para R$ 254,06/MWh no 2T18, ou seja, 18,4%.

Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas com vendas, gerais e administrativas, entre os trimestres em análise, aumentaram em R$ 3,6 milhões (7,7%), em virtude, substancialmente, de gastos adicionais com serviços de informática e acréscimo de dispêndio de materiais de reposição e consumo.

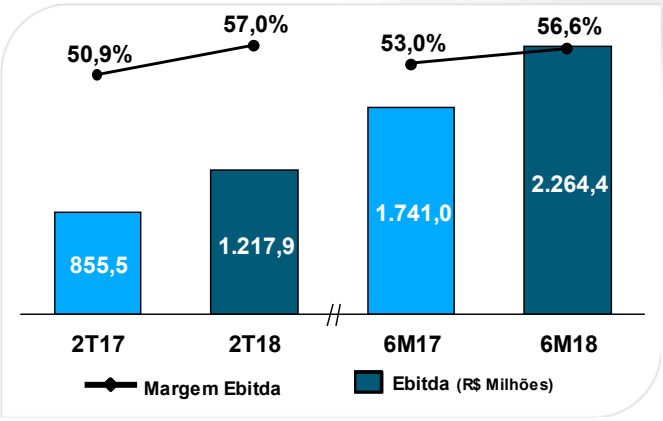


Ebitda e Margem Ebitda

Refletindo os efeitos anteriormente mencionados, **o Ebitda** do 2T18 foi de R$ 1.217,9 milhões, isto é, **R$ 362,4 milhões (42,4%) acima** do apurado no 2T17, que foi de R$ 855,5 milhões. A margem Ebitda foi de 57,0% no 2T18, acréscimo de 6,1 p.p. em relação ao 2T17.

As elevações supracitadas são consequência da combinação dos seguintes fatores: (i) efeito positivo de R$ 194,8 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo - em especial as realizadas no âmbito da CCEE; (ii) elevação de R$ 153,9 milhões na combinação de preço e volume de energia vendida por meio de contratos; (iii) reconhecimento de R$ 133,1 milhões referente a receita financeira operacional e receita relativa a cobertura do Custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) de operação, manutenção e melhorias das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda no 2T18; (iv) reconhecimento de R$ 69,6 milhões de receitas não recorrentes de direito à indenização por interrupção de negócios motivada por sinistro e cobrança de multa contratual de fornecedor resultante de atraso parcial em obra de modernização de uma usina; (v) acréscimo de R$ 5,7 milhões nos custos com materiais e serviços de terceiros; (vi) elevação de R$ 6,9 milhões nos encargos de uso de rede; (vii) efeito negativo de R$ 29,7 milhões nas provisões operacionais líquidas; (viii) aumento de R$ 137,5 milhões nas compras de energia para *trading* e composição de portfólio; e (ix) aumento de R$ 9,2 milhões dos demais custos e despesas operacionais.

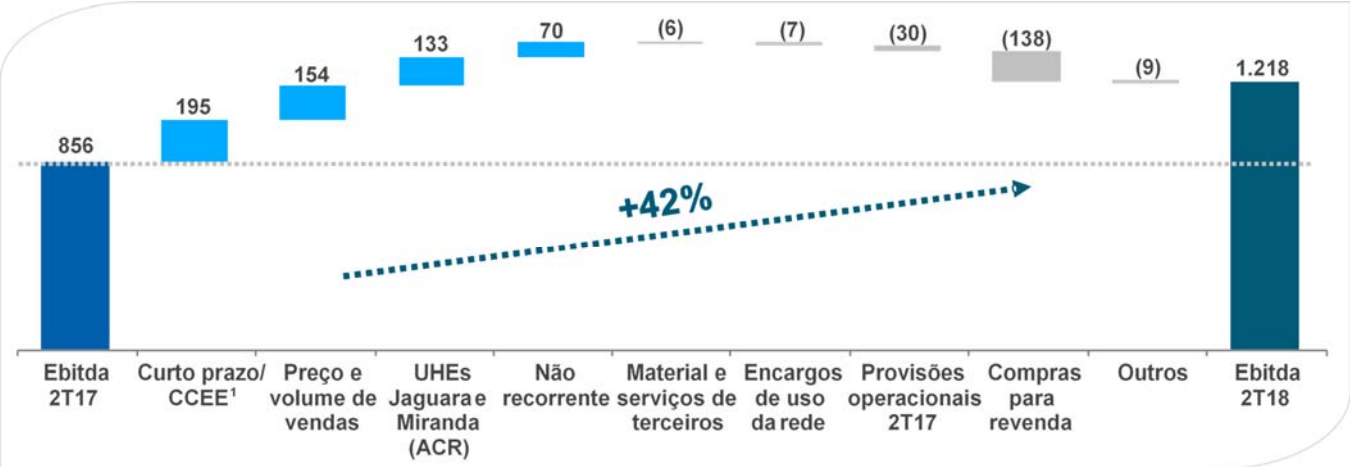
Ebitda (1) e Margem Ebitda



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

Evolução do Ebitda

R$ milhões



(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)	2T18	2T17	Var. %	6M18	6M17	Var. %
Lucro líquido	589,2	491,1	20,0	1.078,5	941,8	14,5
(+) Imposto de renda e contribuição social	264,4	190,4	38,9	493,7	402,7	22,6
(+) Resultado financeiro	185,7	6,8	2.630,9	342,6	78,5	336,4
(+) Depreciação e amortização	157,0	166,6	-5,8	326,1	316,3	3,1
Ebitda	1.196,3	854,9	39,9	2.240,9	1.739,3	28,8
(+) Provisão para redução ao valor recuperável	22,4	0,0	100,0	22,4	0,0	100,0
(+) Resultado de participações societárias	-0,8	0,6	-233,3	1,1	1,7	-35,3
Ebitda ajustado	1.217,9	855,5	42,4	2.264,4	1.741,0	30,1

Resultado Financeiro

Receitas financeiras: no 2T18, as receitas financeiras atingiram R$ 30,8 milhões, isto é, **R$ 31,8 milhões (50,8%) abaixo** dos R$ 62,6 milhões auferidos no 2T17, em razão, substancialmente da redução de R$ 31,9 milhões na receita com aplicações financeiras, em consequência do menor volume de recursos investidos e da queda na taxa de juros.

Despesas financeiras: as despesas financeiras **no 2T18** foram de R$ 216,5 milhões, isto é, **R$ 147,1 milhões (211,6%) acima** das registradas no 2T17 (R$ 69,5 milhões). As principais variações observadas foram: (i) aumento de R$ 126,0 milhões na variação monetária e de R$ 5,3 nos juros sobre as concessões a pagar, visto a ampliação dos índices inflacionários no 2T18; (ii) elevação de R$ 21,6 milhões nos juros e variação monetária sobre dívidas, em razão, substancialmente, de juros sobre as notas promissórias emitidas para o financiamento do pagamento de parte do bônus de outorga na aquisição das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, e sobre empréstimos contratados recentemente; e (iii) decréscimo de R$ 6,0 milhões nos juros e na variação monetária sobre provisões e passivo atuarial.

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

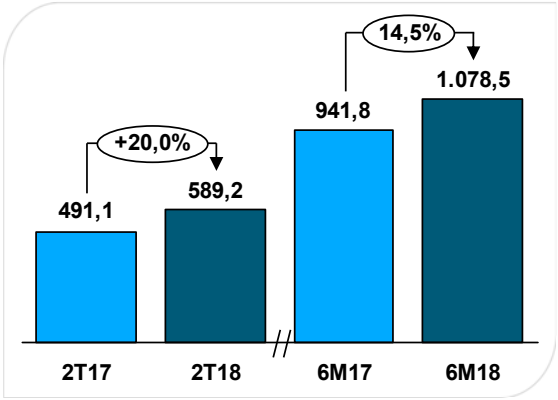
As despesas com IR e CSLL no 2T18 foram de R$ 264,4 milhões, valor superior em R$ 74,0 milhões (38,9%) ao do 2T17, que foi de R$ 190,4 milhões fruto, principalmente, do aumento do lucro antes dos tributos e do reconhecimento, no 2T17, do montante, de janeiro a junho de 2017, do incentivo fiscal da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (Sudene), devido à concessão do benefício em junho de 2017. A taxa efetiva de IR e CSLL, no 2T18, foi de 31,0% ante 27,9% no 2T17.

Lucro Líquido

O lucro líquido do 2T18 foi de R$ 589,2 milhões, **R$ 98,1 milhões (20,0%) superior** aos R$ 491,1 milhões apresentados no 2T17.

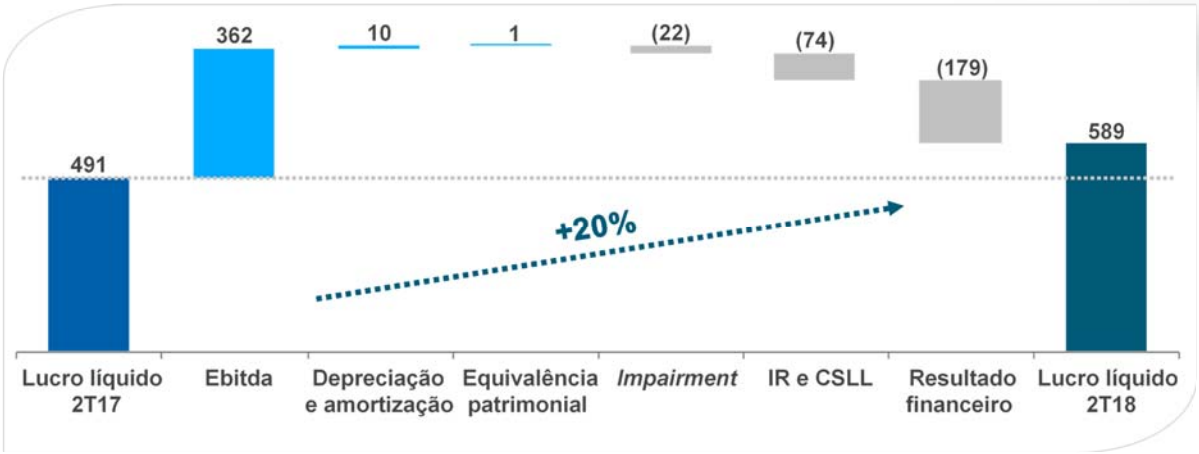
Esse aumento é efeito dos seguintes fatores: (i) crescimento de R$ 362,4 milhões no Ebitda; (ii) aumento de R$ 178,9 milhões das despesas financeiras líquidas; (iii) elevação de R$ 74,0 milhões da despesa com imposto de renda e da contribuição social; (iv) decréscimo de R$ 9,6 milhões da depreciação e amortização; (v) reconhecimento de *impairment* de ativos de R$ 22,4 milhões; e (vi) resultado positivo de equivalência patrimonial de R$ 1,4 milhão.

Lucro Líquido
R$ milhões



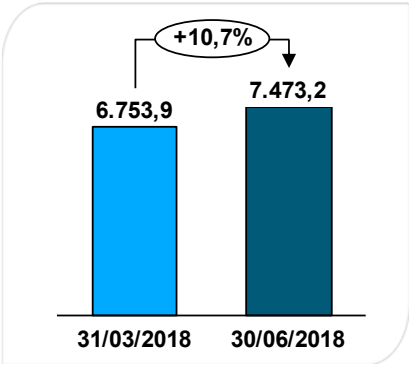


Evolução do Lucro Líquido
R$ milhões



Endividamento

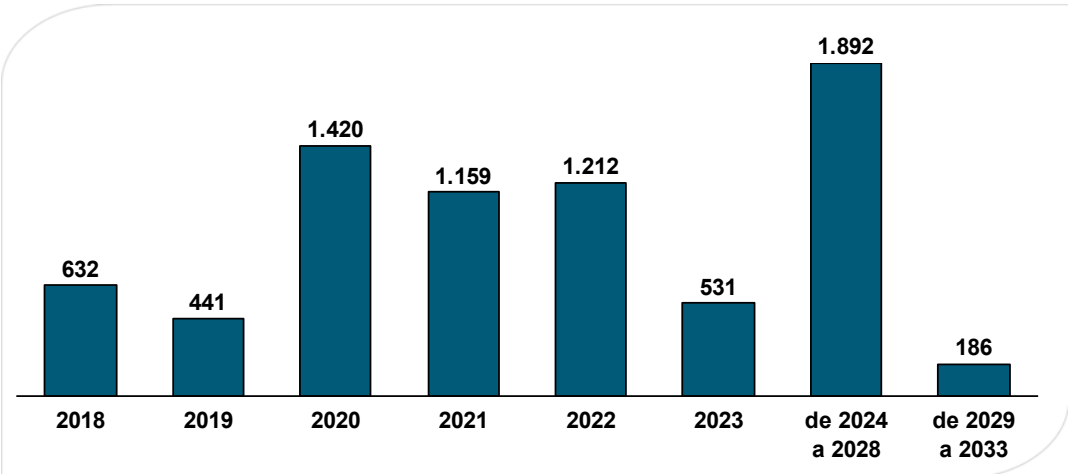
Dívida Bruta
R$ milhões



Em 30 de junho de 2018, a **dívida bruta total consolidada,** representada principalmente por empréstimos, financiamentos, debêntures e notas promissórias, líquida dos efeitos de operações de *hedge,* **totalizava R$ 7.473,2 milhões - aumento de 10,7%** (R$ 719,3 milhões) comparativamente à posição de 31 de março de 2018.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores ocorridos no 2T18: (i) saques no BNDES e em seus agentes financeiros no valor total acumulado de R$ 49,3 milhões, destinados aos investimentos para modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago, bem como para a construção do Complexo Eólico Santa Mônica; (ii) emissão de R$ 1.759,2 milhões em debêntures das controladas Companhia Energética Jaguara e Companhia Energética Miranda; (iii) contratação de empréstimos, protegidos por operações de *swap,* destinados principalmente à implementação do plano de negócios da Companhia, no valor de R$ 681,0 milhões; (iv) geração de R$ 141,3 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; e (v) R$ 1.900,8 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.

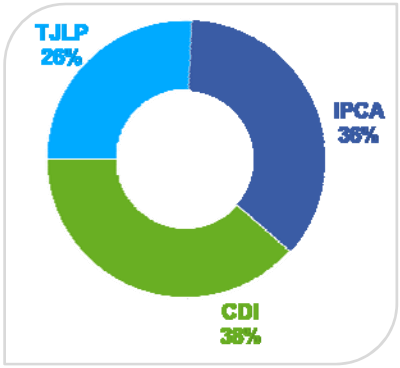
Cronograma de Vencimento da Dívida
R$ milhões





O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do 2T18 foi **8,2%** (9,4% no fim do 2T17).

Composição da Dívida



Em 30 de junho de 2018, a **dívida líquida** (dívida total menos resultado de operações com derivativos, depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de **R$ 6.192,2 milhões, aumento de 6,8%** em relação ao registrado ao fim do 1T18.

Dívida Líquida
R$ milhões

	30/06/2018	31/03/2018	Var. %
Dívida bruta	7.746,3	6.751,4	14,7
Resultado de operações com derivativos	(273,1)	2,5	-10.941,8
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(234,6)	(237,4)	-1,2
Caixa e equivalentes de caixa	(1.046,4)	(716,1)	46,1
Dívida líquida total	**6.192,2**	**5.800,3**	**6,8**

Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia **no 2T18 foram de R$ 755,6 milhões**, dos quais (i) R$ 87,4 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; (ii) R$ 652,9 milhões aplicados na construção dos novos projetos - R$ 378,8 milhões concentrados no Complexo Eólico Campo Largo, R$ 159,0 milhões foram aplicados na construção da UTE Pampa Sul, R$ 114,3 milhões no Complexo Eólico Umburanas e R$ 0,8 milhão em outros investimentos - e; (iii) R$ 15,3 milhões designados para as modernizações: R$ 9,1 milhões na Usina Hidrelétrica Salto Santiago e R$ 6,2 milhões na Usina Hidrelétrica 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, Meio Ambiente, Saúde e Segurança no Trabalho, Responsabilidade Social e Gestão da Energia. Em 30 de junho de 2018, das 30 usinas instaladas em 12 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 86,5% 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. Durante 2018, serão conduzidos os processos de certificação das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, que já possuíam certificações quando operadas pelo antigo proprietário.

Além da Política de Gestão Sustentável, outras relacionadas ao compromisso da Companhia com o desenvolvimento sustentável estão disponíveis em seu website, sobre temas como Direitos Humanos, Engajamento de Stakeholders e Mudanças Climáticas, assim como o Regimento Interno do Comitê de Sustentabilidade, os códigos de Meio Ambiente e Ética, e os Relatórios de Sustentabilidade publicados anualmente de acordo com as recomendações da Global Reporting Iniciative (GRI) e, desde a edição de 2014, agregando as 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

- ✓ Em maio de 2018 foi finalizada a instalação de painéis solares fotovoltaicos em quatro Centros de Cultura e Sustentabilidade – apoiados pela ENGIE nas comunidades do entorno de seus empreendimentos. Tais painéis foram doados pela Companhia, num montante de R$ 120 mil, de recursos não incentivados, e auxiliarão a diminuir as contas de energia dessas instalações em até 90%, com vistas à sustentabilidade econômica e ambiental dos Centros.
- ✓ Ainda em maio foi obtida a Licença de Operação do Parque Eólico Campo Largo VII e renovada a Licença da Usina Termelétrica Ferrari.
- ✓ No dia 5 de junho ocorreu, na Sede da EBE, o Seminário de Gestão Sustentável 2018, que contou com a presença de colaboradores e *stakeholders* da Companhia para debater e aprofundar temas relacionados à sustentabilidade e inovação. Mais informações em: http://www.engieenergia.com.br/wps/portal/internet/sustentabilidade/responsabilidade-social/seminario-etica-sustentabilidade-energia.
- ✓ No dia 14 de junho, foi realizado o II Encontro de Educação Ambiental da Usina Hidrelétrica Passo Fundo (RS), que reuniu aproximadamente 100 pessoas entre representantes da Companhia, secretários de educação, diretores, professores e alunos das escolas dos nove municípios da área de abrangência da Usina. O evento teve como temática central a transversalização da educação ambiental, com o objetivo de desenvolver uma rede de interações entre os envolvidos.
- ✓ Ocorreu no dia 27 de junho o evento de encerramento do primeiro semestre do Projeto de Alfabetização de Jovens e Adultos (AJA), de Umburanas (BA). O evento contou com a participação de representantes da comunidade, do poder público municipal, além da participação da equipe de implantação da EBE. O AJA é um projeto do investimento social privado da Companhia, relacionado aos Complexos Eólicos Campo Largo e Umburanas.



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 2T18, associando cada indicador aos da GRI.

Indicadores de Sustentabilidade[1]

Item	Dimensão[2]	Indicador	Temas materiais	Indicador GRI[3]	2T18	2T17	Variação	6M18	6M17	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	- Energia e mudanças do clima	102-7, EU1	30 [4]	31	-1	30 [4]	31	-1
2		Capacidade instalada operada (MW)		102-7, EU1	9.399 [4]	8.790	6,9%	9.399 [4]	8.790	6,9%
3		Capacidade instalada própria (MW)		102-7, EU1	7.678 [4]	7.069	8,6%	7.678 [4]	7.069	8,6%
4		Número de usinas certificadas		102-16, EU6	12	12	0	12	12	0
5		Capacidade instalada certificada (MW)		102-16, EU6	8.127	8.127	0,0%	8.127	8.127	0,0%
6		Capacidade instalada certificada em relação à total		102-16, EU6	86,5%	92,5%	-6,0 p.p.	86,5%	92,5%	-6,0 p.p.
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis		102-7, EU1	8.542	7.743	10,3%	8.542	7.743	10,3%
8		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total		102-7, EU1	90,9%	88,1%	2,8 p.p.	90,9%	88,1%	2,8 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)		EU2	7.489	7.797	-3,9%	17.491	18.083	-3,3%
10		Geração de energia certificada		102-16, EU6	6.633	7.413	-10,5%	15.689	17.449	-10,1%
11		Geração certificada em relação à total		102-16, EU6	88,6%	95,1%	-6,5 p.p.	89,7%	96,5%	-6,8 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)		EU2	6.536	6.644	-1,6%	15.632	15.960	-2,1%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total		EU2	87,3%	85,2%	2,1 p.p.	89,4%	88,3%	1,1 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas		EU30	97,0%	91,7%	5,3 p.p.	97,6%	93,4%	4,1 p.p.
15		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas		EU30	90,7%	86,9%	3,9 p.p.	92,4%	87,0%	5,4 p.p.
16	Meio Ambiente	Total de mudas plantadas e doadas	- Energia e mudanças do clima - Engajamento com comunidades locais e partes interessadas - Biodiversidade	304-2, 413-1	66.681	58.639	13,7%	219.887	110.738	98,6%
17		Número de visitantes às usinas		413-1	33.793	30.527	10,7%	47.493	36.920	28,6%
18		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,965	1,007	-4,2%	0,951	0,998	-4,7%
19		Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)		D305-1, D305-2, D305-3	0,123	0,149	-17,7%	0,101	0,117	-13,8%
20	Saúde e Segurança	Taxa de Frequência (TF) empregados próprios[5]	- Saúde e Segurança, Desenvolvimento e Igualdade - Gestão de impactos na cadeia produtiva	403-2	0,000	0,000	-	0,000	0,000	-
21		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[6]		403-2	0,000	0,000	-	0,000	0,000	-
22		Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços longo prazo[5]		403-2	0,920	0,000	↑	0,470	0,000	↑
23		Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviço curto prazo + obras em construção[5]		403-2	1,950	0,000	↑	2,530	0,000	↑
24	Responsabilidade Social[7]	Investimentos não incentivados	- Engajamento com comunidades locais e partes interessadas	203-2, 413-1	466,2	670,4	-30,5%	1.089,1	1.238,5	-12,1%
25		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA		203-2, 413-1	303,4	561,0	-45,9%	723,3	757,0	-4,5%
26		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet		203-2, 413-1	2.955,2	430,0	587,3%	6.605,6	4.737,0	39,4%
27		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte		203-2, 413-1	240,0	0,0	100,0%	560,0	0,0	100,0%
28		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON		203-2, 413-1	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
29		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD		203-2, 413-1	0,0	0,0	-	0,0	0,0	-
30		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso		203-2, 413-1	0,0	48,4	-100,0%	492,4	370,4	32,9%

Notas:
1) Mais indicadores encontram-se disponíveis no ITR (ENGIE Brasil Energia / Investidores / Informações Financeiras / ITRs, DFPs, e Formulário de Referência)
2) Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.
3) GRI: Global Reporting Initiative, versão Standards, e complemento setorial G4.
4) O Complexo Eólico Campo Largo já gerava energia no fim do 2T18, mas ainda em fase de testes/comissionamento e, portanto, não está somado ao montante.
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

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

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



Em 2017, a Bolsa divulgou o novo Regulamento do Novo Mercado. A ENGIE Brasil Energia votou favoravelmente à totalidade das alterações propostas no regulamento, por entender como relevantes os avanços nos aspectos de transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa aplicáveis às empresas listadas no segmento. As Companhias devem implementar as novas exigências até o início de 2021, e aquelas que se sobrepõem às regras já estabelecidas anteriormente passam a vigorar a partir de janeiro de 2018. A Companhia, percebendo valor à sua gestão e governança nas novas exigências, está empreendendo esforços para implementação das mudanças com maior brevidade possível. Um grupo de trabalho já foi composto e o planejamento e estudo das ações já estão em curso.

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

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

Em relação ao modelo de transferência de ativos e demais transações com partes relacionadas, a Companhia e sua controladora entenderam ser necessário elevar os padrões de governança corporativa por elas adotados. Entre as iniciativas aplicadas, destaca-se a criação, por meio da adaptação do Estatuto Social da Companhia, de um **Comitê Independente para Transações com Partes Relacionadas**, de caráter não permanente e que, quando convocado, será composto, em sua maioria, de membros independentes do Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia.

MERCADO DE CAPITAIS

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

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

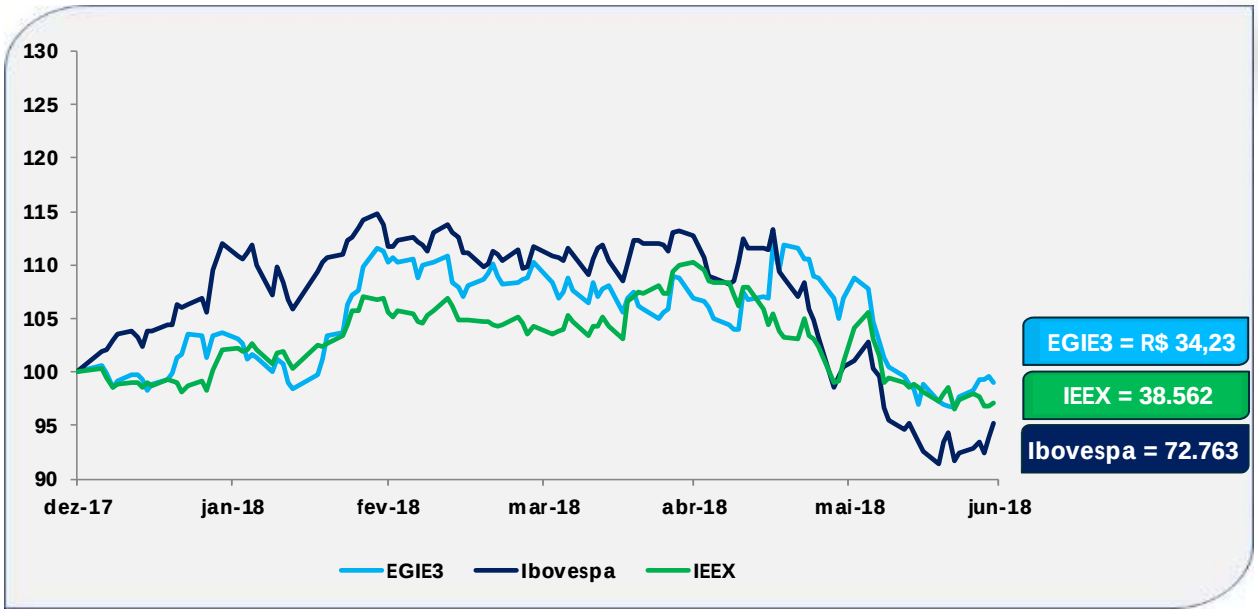
Desempenho das Ações – EGIE3

O Ibovespa, principal índice da B3, encerrou o 2T18 com desvalorização de 14,8%, ao passo que, no 2T17 desvalorizou 3,2%. No acumulado do primeiro semestre, a perda do Ibovespa foi de 4,8%. Esse desempenho reflete um trimestre marcado pelas incertezas em torno do cenário eleitoral, pressionando os investimentos e agravado pela greve dos caminhoneiros, combinado com a guerra comercial entre Estados Unidos e China, no cenário externo.

As ações da ENGIE Brasil Energia registraram **desvalorização de 10,3%** no 2T18, enquanto no 2T17 a perda foi de 2,3%. O Índice do Setor de Energia Elétrica (IEEX) apresentou redução de 7,0% no 2T18. As ações da EBE encerraram o último pregão de junho de 2018 cotadas a R$ 34,23/ação**, conferindo à Companhia valor de mercado de R$ 22,3 bilhões.**

No 2T18, o volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 36,3 milhões, 17,4% acima do registrado no 2T17, quando atingiu R$ 32,5 milhões.

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





Próximo Evento

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

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

Data: 9 de agosto de 2018
Horário: 11h (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.ENGIEenergia.com.br), na seção Investidores.

Replay disponível de 9 a 15 de agosto de 2018. Acesso pelo telefone: (11) 3127-4999 | código: 54986158 (português) e 13426186 (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)		
Ativo	**30/06/2018**	**31/12/2017**
Ativo Circulante	**3.243.919**	**3.735.779**
Caixa e equivalentes de caixa	1.046.381	1.930.070
Contas a receber de clientes	1.263.455	1.058.469
Estoques	133.262	98.249
Depósitos vinculados	7.639	15.423
Ganhos não realizados em operações de hedge de compromissos com fornecedores	125.560	3.933
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	26.064	26.064
Ativo financeiro de concessão	279.951	301.904
Ativo não circulante mantido para venda	20.370	5.569
Outros ativos circulantes	341.237	296.098
Ativo Não Circulante	**16.984.433**	**15.832.734**
Realizável a Longo Prazo	**3.022.868**	**2.826.648**
Depósitos vinculados	240.663	231.489
Depósitos judiciais	102.689	100.095
Ganhos não realizados em operações de hedge de compromissos com fornecedores	160.636	14.274
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	131.919	144.950
Ativo financeiro de concessão	2.296.273	2.245.463
Outros ativos não circulantes	90.688	90.377
Investimentos	**18.447**	**19.027**
Imobilizado	**12.654.310**	**11.678.108**
Intangível	**1.288.808**	**1.308.951**
Total	**20.228.352**	**19.568.513**



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

(Valores em R$ mil)		
Passivo	**30/06/2018**	**31/12/2017**
Passivo Circulante	**2.872.504**	**5.676.471**
Fornecedores	669.605	617.396
Dividendos e juros sobre o capital próprio	10.234	1.300.516
Empréstimos e financiamentos	1.072.719	948.158
Debêntures e notas promissórias	555.831	2.127.760
Concessões a pagar	68.827	67.051
Imposto de renda e contribuição social a pagar	111.416	181.351
Outras obrigações fiscais e regulatórias	86.551	93.668
Obrigações trabalhistas	75.789	94.879
Provisões	10.646	11.651
Obrigações com benefícios de aposentadoria	30.683	30.683
Outros passivos circulantes	180.203	203.358
Passivo Não Circulante	**10.068.606**	**7.057.317**
Empréstimos e financiamentos	3.609.322	2.867.783
Debêntures	2.508.409	812.715
Concessões a pagar	2.627.520	2.432.348
Provisões	82.948	77.723
Obrigações com benefícios de aposentadoria	281.590	280.971
Imposto de renda e contribuição social diferidos	706.502	507.905
Outros passivos não circulantes	252.315	77.872
Patrimônio Líquido	**7.287.242**	**6.834.725**
Capital social	2.829.056	2.829.056
Reservas de lucros	2.980.833	3.600.738
Ajustes de avaliação patrimonial	327.256	400.800
Lucros acumulados	1.146.038	-
Participação de acionista não controlador	4.059	4.131
Total	**20.228.352**	**19.568.513**



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

(Valores em R$ mil)	2T18	2T17	Var. %	6M18	6M17	Var. %
Receita Operacional Líquida	**2.134.972**	**1.681.943**	**26,9**	**4.003.825**	**3.287.855**	**21,8**
Custos da Energia Vendida e dos Serviços Prestados	**(1.023.065)**	**(946.971)**	**8,0**	**(1.966.646)**	**(1.773.323)**	**10,9**
Energia elétrica comprada para revenda	(535.665)	(398.124)	34,5	(965.347)	(776.783)	24,3
Transações no mercado de curto prazo - em especial no âmbito da CCEE	(19.404)	(117.190)	-83,4	(78.087)	(143.806)	-45,7
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(111.693)	(104.796)	6,6	(223.343)	(208.084)	7,3
Combustíveis para geração	(38.129)	(241.424)	-84,2	(60.449)	(270.057)	-77,6
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(20.716)	(21.588)	-4,0	(55.095)	(56.780)	-3,0
Pessoal	(55.054)	(54.987)	0,1	(105.356)	(103.647)	1,6
Materiais e serviços de terceiros	(53.652)	(47.968)	11,8	(103.342)	(88.868)	16,3
Depreciação e amortização	(154.286)	(164.427)	-6,2	(321.006)	(311.999)	2,9
Constituição (Reversão) de provisões operacionais	(11.629)	221.335	-105,3	(11.663)	221.710	-105,3
Seguros	(10.146)	(6.761)	50,1	(17.265)	(13.339)	29,4
Outros	(12.691)	(11.041)	14,9	(25.693)	(21.670)	18,6
Lucro Bruto	**1.111.907**	**734.972**	**51,3**	**2.037.179**	**1.514.532**	**34,5**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(73.428)**	**(45.992)**	**59,7**	**(121.191)**	**(89.789)**	**35,0**
Despesas com vendas	(4.329)	(4.921)	-12,0	(8.192)	(8.801)	-6,9
Despesas gerais e administrativas	(46.208)	(42.019)	10,0	(90.079)	(82.695)	8,9
Provisão para redução ao valor recuperável	(22.411)	-	100,0	(22.411)	-	100,0
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(480)	948	-150,6	(509)	1.707	-129,8
Resultado de Participações Societárias	**819**	**(601)**	**-236,3**	**(1.114)**	**(1.699)**	**-34,4**
Equivalência patrimonial	819	(601)	-236,3	(1.114)	(1.699)	0,0
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**1.039.298**	**688.379**	**51,0**	**1.914.874**	**1.423.044**	**34,6**
Resultado Financeiro	**(185.735)**	**(6.842)**	**2.614,6**	**(342.637)**	**(78.470)**	**336,6**
Receitas financeiras	30.793	62.639	-50,8	55.641	125.633	-55,7
Despesas financeiras	(216.528)	(69.481)	211,6	(398.278)	(204.103)	95,1
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**853.563**	**681.537**	**25,2**	**1.572.237**	**1.344.574**	**16,9**
Imposto de renda	(190.482)	(132.813)	43,4	(355.724)	(286.988)	24,0
Contribuição social	(73.922)	(57.577)	28,4	(138.019)	(115.744)	19,2
Lucro Líquido do Exercício	**589.159**	**491.147**	**20,0**	**1.078.494**	**941.842**	**14,5**
Número de Ações Ordinárias	**652.742.192**	**652.742.192**		**652.742.192**	**652.742.192**	
Lucro Líquido por Ação	**0,9026**	**0,7524**	**20,0**	**1,6523**	**1,4429**	**14,5**



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

(Valores em R$ mil)	2T18	2T17	6M18	6M17
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	853.563	681.537	1.572.237	1.344.574
Ajustes para conciliar o lucro antes dos tributos ao caixa gerado nas operações:				
Resultado de participações societárias	(819)	601	1.114	1.699
Depreciação e amortização	157.049	166.574	326.110	316.304
Provisão para redução ao valor recuperável *(impairment)*	22.411	-	22.411	-
Variação monetária	90.032	(36.154)	131.293	(1.348)
Juros	124.227	91.902	254.660	178.967
Remuneração do ativo financeiro de concessão	(105.163)	-	(189.977)	-
Constituição (Reversão) de provisões operacionais	11.345	(221.857)	11.437	(223.246)
Outros	(2.204)	1.916	2.558	1.919
Lucro Ajustado	**1.150.441**	**684.519**	**2.131.843**	**1.618.869**
Aumento (redução) nos ativos				
Contas a receber de clientes	(110.728)	88.375	(197.337)	107.535
Estoques	5.003	5.471	(45.428)	732
Depósitos vinculados e judiciais	539	1.151	6.397	(6.664)
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	6.516	6.516	13.031	13.032
Ativo financeiro de concessão	65.772	-	161.120	-
Outros ativos	(44.464)	(20.847)	(112.029)	(75.876)
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	151.849	97.429	37.988	75.246
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(1.256)	3.289	6.676	2.252
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(6.407)	(6.676)	(13.306)	(12.932)
Combustível a pagar à CDE	(16.383)	-	114.676	-
Outros passivos	(17.305)	(24.225)	(947)	208
Caixa Gerado pelas Operações	**1.183.577**	**835.002**	**2.102.684**	**1.722.402**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(146.708)	(51.887)	(197.597)	(95.739)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(82.267)	(65.743)	(249.628)	(176.060)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	**954.602**	**717.372**	**1.655.459**	**1.450.603**
Atividades de Investimento	**(713.393)**	**(553.059)**	**(1.173.948)**	**(928.330)**
Aumento de capital em *joint ventures*	(3.997)	(3.015)	(4.264)	(4.762)
Aplicação no imobilizado e intangível	(767.148)	(537.524)	(1.227.169)	(909.301)
Recebimento pela alienação de investimentos	57.752	-	57.752	-
Caixa e equivalentes de subsidiárias alienadas	-	(9.505)	-	(9.505)
Outros	-	(3.015)	(267)	(4.762)
Atividades de Financiamento	**89.028**	**(510.178)**	**(1.365.200)**	**(832.156)**
Obtenção de empréstimos, financiamentos e debêntures	2.489.486	-	2.489.486	211.471
Empréstimos, financiamentos e notas promssórias pagos, líquidos do *hedg*	(1.754.105)	(80.313)	(1.821.452)	(149.318)
Pagamento de parcelas de concessões a pagar	(17.479)	(17.052)	(34.931)	(34.059)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(633.401)	(407.992)	(1.989.940)	(838.601)
Outros	4.527	(4.821)	(8.363)	(21.649)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**330.237**	**(345.865)**	**(883.689)**	**(309.883)**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa				
Saldo inicial	716.144	1.851.322	1.930.070	1.815.340
Saldo final	1.046.381	1.505.457	1.046.381	1.505.457
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**330.237**	**(345.865)**	**(883.689)**	**(309.883)**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa				
Juros e variação monetária capitalizados	66.486	37.227	123.686	72.088
Fornecedores de imobilizado e intangível	(33.693)	(15.682)	10.612	24.279
Compensação de imposto de renda e contribuição social	6.010	16.497	10.870	23.664
Estimativa para desembolsos futuros para aplicação no imobilizado	(29.850)	48.521	(26.756)	49.166