

ENGIE Brasil Energia registra crescimento de 29,8% no lucro líquido do 1T17, que totalizou R$ 450,7 milhões

Complexo Eólico Santa Mônica atinge plena operação comercial

Florianópolis (SC), 25 de abril de 2017. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia", "EBE" ou "Companhia") — BM&FBovespa: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao primeiro trimestre de 2017 (1T17). As informações financeiras e operacionais a seguir são apresentadas em base consolidada e de acordo com os princípios e com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Os valores estão expressos em reais (R$), salvo quando indicado de modo diferente.

Destaques

- ✓ A ENGIE Brasil Energia obteve lucro líquido de R$ 450,7 milhões no 1T17 (R$ 0,6905/ação), valor 29,8% (R$ 103,6 milhões) acima do alcançado no primeiro trimestre de 2016 (1T16).
- ✓ O Ebitda[1] atingiu R$ 885,5 milhões no período, crescimento de 11,7% (R$ 92,8 milhões) em comparação ao 1T16. A margem Ebitda foi de 55,1% no 1T17, aumento de 5,6 p.p. em relação ao 1T16.
- ✓ A receita líquida de vendas aumentou 0,2% (R$ 3,3 milhões) em comparação ao montante apurado no 1T16, totalizando R$ 1.605,9 milhões no 1T17.
- ✓ No 1T17, a quantidade de energia vendida foi de 8.694 GWh (4.025 MW médios), volume 0,9% menor que o comercializado no mesmo período de 2016.
- ✓ O preço médio dos contratos de venda de energia, líquido das exportações e dos tributos sobre a receita, foi de R$ 179,69/MWh no 1T17, valor 1,4% superior ao registrado no 1T16.
- ✓ A Usina de Cogeração Lages encerrou, em março de 2017, seu ciclo de emissões de Certificados de Redução de Emissão de Carbono (CERs) da Organização das Nações Unidas (ONU). Em 10 anos de vigência do projeto a Usina gerou 2,5 milhões de tCO2e de redução de emissão e receita bruta de 17 milhões de euros.
- ✓ Os trabalhos de modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago, iniciados ao fim de 2012, foram concluídos em março de 2017. O investimento foi de aproximadamente R$ 400 milhões.
- ✓ Em março, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) aprovou o projeto de P&D da Companhia, com objetivo de testar sistemas de armazenamento de energia com baterias eletroquímicas, em cooperação com a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). O período de execução será de 36 meses, com orçamento total de R$ 25,4 milhões.

Eventos Subsequentes

- ✓ Com a entrada em operação comercial da Central Eólica Ouro Verde, o Complexo Santa Mônica atingiu sua capacidade total em 6 de abril de 2017.
- ✓ Em 12 de abril, a agência Fitch Ratings reafirmou o *Rating* Nacional de Longo Prazo em 'AAA(bra)', com perspectiva estável e em escala global 'BB+' com perspectiva negativa, ainda um nível acima do *rating* soberano.
- ✓ Aprovou-se, em Assembleia Geral Ordinária realizada no dia 17 de abril a distribuição de dividendos complementares ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016, no valor de R$ 409,6 milhões, correspondentes a R$ 0,6275749291 por ação. As ações deverão ser negociadas ex-dividendos a partir de 30 de maio, e o pagamento ocorrerá dia 21 de junho de 2017.

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) 3221-7221

ri.BREnergia@engie.com

Teleconferência com *webcast*
Dia 26/04/2017 às 11h (horário de Brasília): em português (tradução simultânea para inglês).

Mais detalhes na seção Próximo Evento, na página 21.

Visite nosso Site

www.ENGIEenergia.com.br

Resumo dos Indicadores Econômicos e Operacionais

ENGIE Brasil Energia - Consolidado			
(Valores em R$ milhões)	**1T17**	**1T16**	**Var.**
Receita Líquida de Vendas (RLV)	1.605,9	1.602,7	0,2%
Resultado do Serviço (EBIT)	735,8	638,6	15,2%
Ebitda [1]	885,5	792,7	11,7%
Ebitda / RLV - (%) [1]	55,1	49,5	5,6 p.p.
Lucro Líquido	450,7	347,1	29,8%
Dívida Líquida [2]	1.220,1	1.074,9	13,5%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios)[3]	4.762	5.493	-13,3%
Energia Vendida (MW médios)	4.025	4.060	-0,9%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [4]	179,69	177,29	1,4%
Número de Empregados	1.086	1.167	-6,9%

(1) Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização.
(2) Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de *hedge*.
(3) Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.
(4) Líquido de exportações e impostos sobre a venda.

EGIE3 NOVO MERCADO BM&FBOVESPA
IBOVESPA
Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada IGC
Índice de Ações com Tag Along Diferenciado ITAG
Índice de Sustentabilidade Empresarial ISE 2017
MSCI 2015 Constituent MSCI Global Sustainability Indexes



MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

O ano de 2017 iniciou com muito trabalho na ENGIE Brasil Energia. São diversos movimentos que buscam, acima de tudo, gerar valor a todos os nossos *stakeholders* no longo prazo.

Iniciamos em fevereiro um processo de sondagem de mercado para identificar potenciais compradores para nossos ativos de geração a carvão - Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, de 857 MW, localizado em Santa Catarina, e Usina Termelétrica Pampa Sul, de 340 MW, em implantação no Rio Grande do Sul. Estamos, no momento, na fase de negociação de acordos de confidencialidade, visando o recebimento de propostas não vinculantes, que serão analisadas para fundamentar a decisão de dar ou não prosseguimento ao processo.

Paralelamente, nosso parque gerador seguiu em evolução e expansão. Ao fim de janeiro, a última pá do último aerogerador do Complexo Eólico Santa Mônica foi montada, totalizando 36 turbinas eólicas instaladas. Com a entrada em operação da Central Eólica Ouro Verde no início de abril, o Complexo Santa Mônica já está operando em sua capacidade total, de 97,2 MW. Em março, encerramos os trabalhos de modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago, iniciados ao fim de 2012, que consumiram investimentos de aproximadamente R$ 400 milhões. Além de ampliar a vida útil da Usina, as obras resultaram em ampliação de rendimento de 3,6%, para 747 MW médios, em razão principalmente dos novos rotores instalados nas turbinas das unidades geradoras.

A Companhia tem se preparado para ampliar sua atuação no segmento de transmissão de energia. Participamos do leilão de transmissão realizado no dia 24 de abril de 2017 pela Aneel, que ofertou 7,4 mil quilômetros de linhas de transmissão em 20 estados. Dos 35 lotes ofertados, entregamos propostas para 4 lotes localizados nos Estados de Santa Catarina, Paraná, São Paulo e Maranhão, - onde já mantemos operações. Continuaremos buscando criar nesse segmento uma nova linha de negócio, complementar ao nosso portfólio atual de geração de energia, e com taxas de retorno que estejam em linha com nossas projeções e metas de geração de valor aos acionistas.

Na área de sustentabilidade, o destaque foi a última emissão, em março, de 720 mil CERs (Certificados de Redução de Emissão de Carbono), referentes ao Projeto Lages no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) da ONU. Ao longo dos 10 anos de vigência do projeto, a Usina de Cogeração Lages gerou 2,5 milhões de tCO2e de redução de emissão - valor 15% superior ao inicialmente projetado - e receita bruta de 17 milhões de euros.

Entre as novas frentes de negócios da Companhia, um dos destaques é a ampliação da atuação na área de geração distribuída. Em 30 de março, a Aneel aprovou a proposta de projeto de P&D da ENGIE Brasil Energia, cujo objetivo é testar sistemas de armazenamento de energia com baterias eletroquímicas considerando três focos principais: escala de grande porte (1MWh), escalas comercial e residencial (100 a 400 kWh) e escala residencial (10kWh) - incluindo o desenvolvimento da estação de recarga rápida cc-cc (bateria-bateria) para veículos elétricos. O projeto será desenvolvido em cooperação com a Universidade Federal de Santa Catarina. O período de execução será de 36 meses, com orçamento total de R$ 25,4 milhões.

Ainda em geração distribuída, iniciamos a instalação dos sistemas de geração fotovoltaica vinculados ao programa Bônus Eficiente, no Estado de Santa Catarina.

Por fim, nosso desempenho financeiro no trimestre apresentou significativa evolução em relação ao mesmo trimestre de 2016. Embora apresentando queda de 0,9% na quantidade de energia vendida e avanço de 0,2% na receita líquida de vendas em comparação ao 1T16, o Ebitda apresentou evolução de 11,7%, atingindo R$ 885,5 milhões no período, em decorrência, principalmente da melhoria nos resultados das transações realizadas no mercado de curto prazo e decréscimo no consumo de combustíveis. Essa evolução do Ebitda contribuiu para o acréscimo de 29,8% no lucro líquido do 1T17 comparado ao 1T16, que totalizou R$ 450,7 milhões (R$ 0,6905/ação) no período.

Carlos Freitas
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor Presidente



DESEMPENHO OPERACIONAL

Parque Gerador

Com a entrada em operação comercial das duas últimas centrais eólicas pertencentes ao Complexo Eólico Santa Mônica (Estrela e Ouro Verde), ambas com 29,7 MW de capacidade instalada, adicionou-se ao parque gerador da Companhia 59,4 MW de capacidade instalada, que passou a totalizar 7.069,5 MW: são 31 usinas, das quais nove hidrelétricas, quatro termelétricas e 18 complementares - centrais a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), eólicas e solares -, das quais 27 pertencem integralmente à Companhia e quatro (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito, e 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
			Total	Participação da Companhia/Grupo	
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	out/30
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0	set/28
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	403,9	jul/32
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO/MA)	1.087,0	435,6	nov/37
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.078,0	1.078,0	set/28
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	ago/33
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	set/28
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	abr/37
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	set/34
Total - Hidrelétricas			**7.270,3**	**5.559,7**	
Complexo Jorge Lacerda[1]	Termelétrica	Capivari de Baixo (SC)	857,0	857,0	set/28
William Arjona	Termelétrica	Campo Grande (MS)	190,0	190,0	abr/29
Total - Termelétricas			**1.047,0**	**1.047,0**	
Ferrari	Biomassa	Pirassununga (SP)	80,5	80,5	jun/42
Ibitiúva Bioenergética	Biomassa	Pitangueiras (SP)	33,0	22,9	abr/30
Complexo Trairi[2]	Eólica	Trairi (CE)	115,4	115,4	set/41
Lages	Biomassa	Lages (SC)	28,0	28,0	out/32
Rondonópolis	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6	dez/32
José Gelazio da Rocha	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	23,7	23,7	dez/32
Complexo Santa Mônica[2]	Eólica	Trairi (CE)	97,2	97,2	jan/45
Beberibe[3]	Eólica	Beberibe (CE)	25,6	25,6	ago/33
Areia Branca[3]	PCH	Rio Manhuaçu (MG)	19,8	19,8	mai/30
Pedra do Sal[3]	Eólica	Parnaíba (PI)	18,0	18,0	out/32
Cidade Azul	Solar	Tubarão (SC)	3,0	3,0	não aplicável[4]
Tubarão P&D	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável[4]
Total - Complementares			**472,9**	**462,8**	
Total			**8.790,2**	**7.069,5**	

[1] Complexo composto de três usinas.
[2] Complexo composto por quatro usinas.
[3] Os Parques Eólicos Beberibe e Pedra do Sal e a Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca estão em processo de alienação, conforme deliberação do Conselho de Administração da Companhia de 23 de dezembro de 2016.
[4] 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 (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. A ENGIE Brasil Participações Ltda., controladora da Companhia, detém participação de 40% no projeto, enquanto a Chesf, a Eletrosul (subsidiárias da Eletrobras) e a Mitsui & Co. Ltd. permanecem com 20% cada uma.



Vista aérea UHE Jirau (2017)

A ESBR venceu o leilão de concessão organizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) (Leilão A-5/2008), em 19 de maio de 2008, ao oferecer a melhor proposta para os 70% da energia a ser produzida pela Usina, então com 44 unidades geradoras, para os consumidores cativos atendidos pelas distribuidoras de energia, com contrato de concessão de 35 anos. No leilão de energia realizado em 17 de agosto de 2011 (Leilão A-3/2011), a ESBR vendeu 209,3 MW médios, com entrega a partir de 2014, por 30 anos — resultado da ampliação do projeto da Usina para 50 unidades geradoras. Em 10 de novembro de 2015, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou, na Portaria nº 337, a nova capacidade comercial da UHE Jirau, passando de 2.184,3 MW médios para 2.205,1 MW médios, a partir dessa data. O acréscimo concedido de 20,5 MW médios equivale à revisão das perdas hidráulicas da Usina Hidrelétrica Jirau. Como consequência desse acréscimo, a ESBR comercializou, no Leilão de Energia A-1, realizado em 13 de dezembro de 2015, 18 MW médios adicionais.

Em 26 de dezembro de 2012, a Usina tornou-se elegível à venda de créditos de carbono, ao obter registro na Organização das Nações Unidas (ONU), passando a ter direito de comercializar aproximadamente 6 milhões de toneladas de CO_2/ano. Em setembro de 2016, a ONU divulgou a primeira emissão de créditos de carbono (1,7 milhão) gerados pela Usina Hidrelétrica Jirau durante o período de comissionamento: julho de 2014 a fevereiro de 2015. Esta primeira emissão concluiu um ciclo iniciado em 2008, ocasião em que a Usina Hidrelétrica Jirau foi concebida como projeto apoiado pelo Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).

A UHE Jirau, inaugurada em 16 de dezembro de 2016, conta com todas as suas 50 unidades geradoras em funcionamento, totalizando 3.750 MW de capacidade instalada.

A Usina gerou 2.467,7 MW médios no 1T17, atingindo um Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 99,7% no período.

Seguindo o modelo de negócios vigente, a transferência da participação da ENGIE Brasil Participações Ltda. no projeto para a Companhia deverá ser avaliada no curto prazo.

Projetos em Construção

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original da Concessão/Autorização
			Total	Participação da Companhia/Grupo	
Pampa Sul	Termelétrica	Candiota (RS)	340,0	340,0	mar/50
Complexo Campo Largo - Fase I	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	326,7	326,7	jul/50
Assú V	Solar	Assú (RN)	36,7	36,7	jun/51
Total			**703,4**	**703,4**	

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 340 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) por uma linha de transmissão de 525 kv na subestação Candiota II, a ser 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$ 229,0/MWh, atualizado até 31 de março de 2017**. O investimento aprovado para a construção da Usina foi de aproximadamente R$ 1,8 bilhão (em novembro de 2014). 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*.





UTE Pampa Sul - peça principal da turbina sendo descarregada

A UTE Pampa Sul foi aprovada como empreendimento prioritário para geração de energia pela Portaria nº 187, de 8 de maio de 2015, do MME. Em 19 de junho de 2015, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) emitiu a Licença de Instalação para a planta.

No 1T17, iniciou-se o enchimento do reservatório e concluiu-se a montagem e lançamento de cabos de 49 das 51 torres da linha de transmissão. A obra atingiu progresso acumulado de 55%. A entrada em operação comercial da Usina está prevista para o quarto trimestre de 2018.

Ainda no 1T17, a Companhia mandatou o Banco Morgan Stanley S.A. para prestar assessoria financeira em uma sondagem de mercado, não vinculante, visando identificar potenciais compradores para a UTE Pampa Sul.

Complexo Eólico Campo Largo – Bahia (Fase I). O Complexo Eólico Campo Largo (CECL) é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, cujo potencial de desenvolvimento é de 656,7 MW. Todos os empreendimentos, que serão desenvolvidos em etapas, 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$ 166,7/MWh, atualizado até 31 de março de 2017**, a serem gerados por seis parques eólicos, com capacidade instalada de 178,2 MW. Outros cinco parques eólicos do Complexo, com capacidade instalada total de 148,5 MW (75,2 MW médios), serão desenvolvidos nessa etapa do projeto, sendo a energia possivelmente direcionada ao 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*.



Concretagem das bases dos aerogeradores

No 1T17, foram iniciadas as atividades de movimentação de terras e execução de sub-base nas estradas de acesso interno ao Complexo e concretagem das bases dos aerogeradores.

Estão implementadas 96% das torres da rede de distribuição de 13,8kV e 80% de lançamento de cabos que fornecerão eletricidade ao canteiro de obras do Complexo Eólico Campo Largo.

O início da operação comercial dos primeiros projetos está previsto para o quarto trimestre de 2018.

Central Fotovoltaica Assú V. Em novembro de 2015, a Companhia comercializou, por intermédio de empresa controlada e pelo prazo de 20 anos, no Segundo Leilão de Energia de Reserva de 2015, promovido pela Aneel (Leilão Aneel 009/2015), 9,2 MW médios de energia solar **ao valor de R$ 328,2/MWh, atualizado até 31 de março de 2017**. A energia será gerada pela Central Fotovoltaica Assú V, que terá capacidade instalada de 36,7 MW, integrante do Complexo Fotovoltaico Assú, a ser implantado no Município de Assú, Estado do Rio Grande do Norte.

O empreendimento teve sua licença de instalação emitida em janeiro de 2017 e demandará investimento total de aproximadamente R$ 220,0 milhões (em junho de 2015). As obras iniciaram em março de 2017, e a entrada em operação está prevista para dezembro desse mesmo ano.



Projetos em Desenvolvimento

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Participação da Companhia/Grupo
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
Alvorada	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	90,0	90,0
Assú - Centrais I, II, III e IV	Solar	Assú (RN)	146,8	146,8
Total			**1.766,8**	**1.766,8**

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 LP 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 já conta com toda a documentação necessária para participação em leilões de energia, que inclui, entre outros, estudo de geração de energia, contratos de posse da área e licença ambiental.



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 deixando a Usina apta a participar de futuros leilões de energia nova.

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 já dispõe de toda a documentação necessária para participação em leilões de energia.

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.

Complexo Fotovoltaico Assú. A ENGIE Brasil Energia exerceu a opção de compra de mais dois projetos pertencentes ao Complexo Fotovoltaico Assú, que agora passa a ser composto de cinco projetos, a serem desenvolvidos no Município de Assú, Estado do Rio Grande do Norte, ampliando, dessa maneira, sua **capacidade instalada total aproximada para 183 MWp**. Conforme mencionado anteriormente, a energia a ser gerada pela Central Fotovoltaica Assú V foi vendida no Segundo Leilão de Energia de Reserva de 2015. As demais centrais solares estão em fase de medição da irradiação solar e já tiveram sua Licença Prévia emitida, estando aptos 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.



ENGIE Geração Solar Distribuída. A Companhia ingressou no mercado de geração distribuída ao adquirir 50% do capital da GD Brasil Energia Solar S.A. (empresa fundada a partir da Araxá Solar - que passou a se chamar ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. -, sendo uma das líderes nesse mercado). Esse investimento possibilita o ingresso da ENGIE Brasil Energia num mercado com grande potencial de crescimento no Brasil, que no momento está extremamente pulverizado, sem um participante dominante, o que responde aos desafios de uma matriz energética dinâmica e próxima do consumidor final. O investimento poderá atingir até R$ 24,3 milhões (em abril de 2016), tendo em vista o fortalecimento da capacidade de execução e gestão da empresa, bem como o provimento do capital de giro necessário para o crescimento de suas operações.



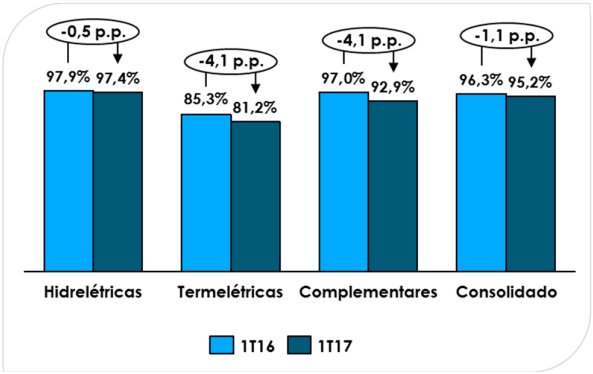
No 1T17, foi lançado, no Estado de Santa Catarina, o Programa Bônus Eficiente – Linha Fotovoltaica, que obteve demanda 11 vezes superior ao ofertado. As instalações dos sistemas relativos ao Programa foram iniciadas no trimestre em análise.

Adicionalmente, no período em análise, a Associação Catarinense de Supermercados, dentro de seu programa de eficiência energética, firmou convênio com a EBE para promover a instalação de sistemas de geração fotovoltaica para seus associados.

Disponibilidade

As usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de **95,2% no 1T17, desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 97,4% nas usinas hidrelétricas, 81,2% nas termelétricas e 92,9% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaica.

Disponibilidade
Desconsiderando as paradas programadas



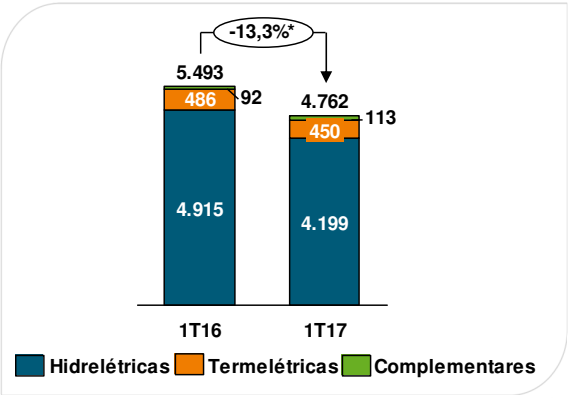
Considerando todas as paradas programadas, a disponibilidade global no primeiro trimestre de 2017 foi de 87,2%, sendo 91,4% nas usinas hidrelétricas, 64,7% nas termelétricas e 69,7% nas usinas de fontes complementares,

A disponibilidade das usinas hidrelétricas no trimestre em análise foi afetada principalmente pela modernização da Unidade Geradora 4 da Usina Hidrelétrica Salto Santiago e por manutenções corretivas em Unidades Geradoras da Usina Hidrelétrica São Salvador e Passo Fundo. Em relação às usinas termelétricas, a disponibilidade foi afetada por manutenções programadas nas Unidades Geradoras 4 e 6 do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e por manutenções corretivas das Unidades Geradoras da Usina Termelétrica William Arjona.



Produção

Geração
MW médios



(*) A diferença entre os percentuais calculados em GWh e MW médios ocorre em razão de 2016 ser ano bissexto.

A produção de energia elétrica nas Usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 10.287 GWh (4.762 MW médios) no 1T17, resultado **14,2% inferior** à produção do 1T16. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 9.071 GWh (4.199 MW médios); as termelétricas, por 971 GWh (450 MW médios); e as complementares, por 244 GWh (113 MW médios). Esses resultados representam, respectivamente, reduções de 15,5% e 8,5% na geração das usinas hidrelétricas e termelétricas e aumento de 21,8% na geração das complementares, em comparação ao 1T16.

A redução na geração das usinas hidrelétricas, comparando o 1T17 com o mesmo período do ano anterior, deve-se principalmente às condições hidrológicas menos favoráveis no 1T17. Já a redução na geração das termelétricas deve-se ao fato de a Usina Termelétrica Willian Arjona permanecer desligada devido à conveniência operacional e também à manutenção de um transformador elevador, além do fim da operação comercial da Usina Termelétrica Charqueadas a partir de 1º de janeiro de 2017. A elevação da geração das usinas complementares fica a cargo do início da operação comercial das Centrais Eólicas Santa Mônica, Cacimbas e Estrela, além dos testes de comissionamento da Usina Ouro Verde.

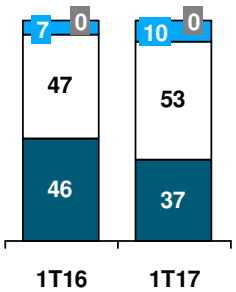
Cumpre destacar que um aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria de seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, uma redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à aplicação 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 função do nível de contratação da Companhia) a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sendo o inverso também verdadeiro, mantidas as outras variáveis.

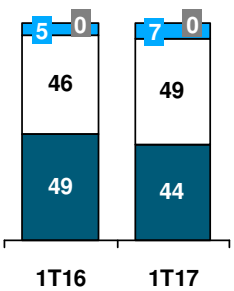
Clientes

No 1T17, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia alcançou 53,3% do total das vendas físicas e 48,9% do total da receita líquida de vendas, incremento de 6,4 p.p. e 3,2 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior.

Participação dos Clientes nas Vendas Físicas
(%)



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



Distribuidoras | Consumidores Livres | Comercializadoras | Exportação[1]

[1] A representatividade das exportações sobre as vendas físicas e sobre a receita líquida de vendas foi de 0,02% e 0,04%, respectivamente, no 1T17.



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 2017**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

Balanço de Energia
(em MW médios)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)
Recursos Próprios *	3.497	3.523	3.939	3.965	3.975	3.990			
+ Compras para Revenda	1.091	987	690	420	320	315			
= Recursos Totais (A)	**4.588**	**4.510**	**4.629**	**4.385**	**4.295**	**4.305**			
Vendas Leilões do Governo[1]	1.264	1.316	1.710	1.587	1.587	1.587			
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	212,6
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	233,1
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	243,9
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	219,3
2014-EE-2014-06	116	120	120	-	-	-	270,7	mai-14	320,0
Proinfa	19	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	251,4
1º Leilão de Reserva	14	14	14	14	14	14	158,1	ago-08	266,4
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva / GD)	18	18	17	14	14	14	-	-	249,8
2014-EN-2019-25	-	-	295	295	295	295	183,5	mar-14	229,0
2014-EN-2019-25	-	-	10	10	10	10	206,2	nov-14	246,7
2014-EN-2019-20	-	-	83	83	83	83	139,3	nov-14	166,7
2015-EN-2018-20	-	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	209,5
8º Leilão de Reserva	-	2	9	9	9	9	303,0	nov-15	328,2
+ Vendas Bilaterais	2.885	2.786	2.269	1.551	965	739			
= Vendas Totais (B)	**4.149**	**4.102**	**3.979**	**3.138**	**2.552**	**2.326**			
Saldo (A - B)	**439**	**408**	**650**	**1.247**	**1.743**	**1.979**			
Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)**[2]:	181,0	180,7	184,0						
Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)**[3]:	173,5	182,6	186,7						

[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] 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.
- 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.

* Considera a venda das Usinas Eólicas Beberibe e Pedra do Sal e da PCH Areia Branca, entre outros ajustes.

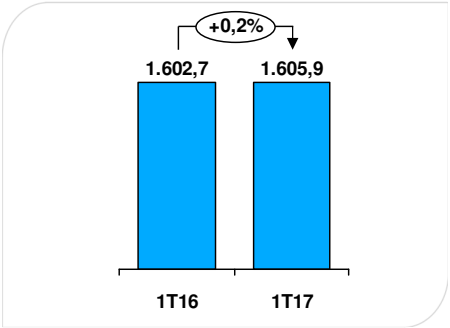


DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Receita Líquida de Vendas

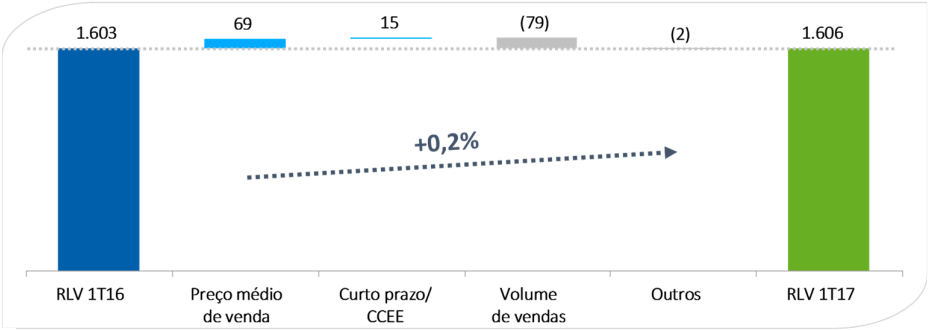
No 1T17, **a receita líquida de vendas apresentou aumento de 0,2%**, (R$ 3,2 milhões), quando comparada à auferida no 1T16, passando de R$ 1.602,7 milhões para R$ 1.605,9 milhões.

Receita Líquida de Vendas
R$ milhões

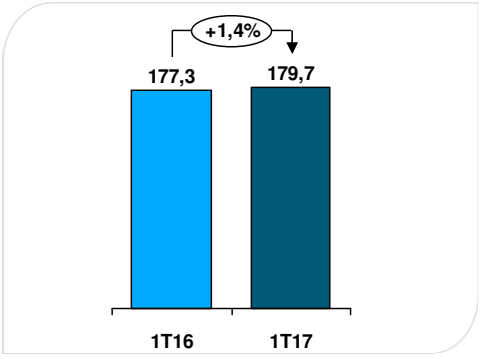


Os principais fatores que provocaram essa variação: (i) R$ 69,2 milhões - elevação do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 14,7 milhões - acréscimo na receita decorrente das transações realizadas no mercado de curto prazo, em especial as realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), e (iii) R$ 78,7 milhões - menor volume de energia vendida.

Evolução da Receita Líquida de Vendas
R$ milhões



Preço Médio Líquido de Venda*
R$/MWh



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

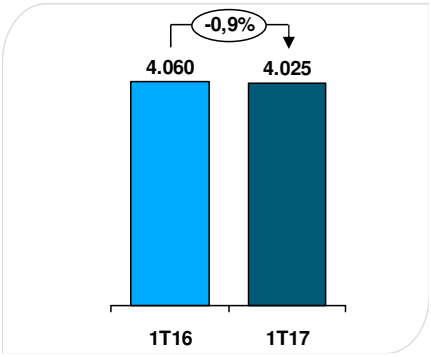
✓ **Preço Médio Líquido de Venda**

O preço médio de venda de energia, líquido das exportações e dos tributos sobre a receita, atingiu R$ 179,69/MWh no 1T17, **1,4% acima** do obtido no 1T16, cujo valor foi de R$ 177,29/MWh. A elevação do preço ocorreu, essencialmente, em razão da atualização monetária dos contratos existentes, parcialmente atenuada pelo encerramento de contratos de venda para consumidores livres e comercializadoras com preços superiores à média dos contratos vigentes e menores preços praticados em novas contratações.



✓ **Volume de Vendas**

Volume de Vendas
MW médios



A quantidade de energia vendida passou de 8.867 GWh (4.060 MW médios) no 1T16 para 8.694 GWh (4.025 MW médios) no 1T17, **redução de 173 GWh** (35 MW médios) entre os períodos comparados. Tais variações decorreram, substancialmente, do término ou da redução de contratos de venda existentes, suavizada pelo acréscimo de venda de energia convencional para comercializadoras para revenda de energia incentivada a consumidores livres.

Comentários sobre as Variações da Receita Líquida de Vendas - por Classe de Clientes

✓ **Distribuidoras**

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 682,9 milhões no 1T17, montante **11,4% inferior** aos R$ 770,9 milhões auferidos no 1T16. Essas variações foram ocasionadas pelos seguintes efeitos: (i) R$ 192,3 milhões - redução de 905 GWh (398 MW médios) na quantidade de vendas; e (ii) R$ 104,3 milhões - elevação de 13,5% no preço médio líquido de venda. O decréscimo no volume de vendas entre os períodos em análise é resultado, principalmente, do término do contrato de Leilão de Energia Existente no fim de 2016, aliado às reduções decorrentes do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD). Adicionalmente, a variação do preço médio de venda acima da inflação ocorreu em razão do encerramento do contrato do mencionado leilão, cujo preço era inferior ao médio praticado nos contratos vigentes.

✓ **Comercializadoras**

No trimestre em análise, **a receita líquida de venda a comercializadoras** foi de R$ 114,5 milhões, **37,8% superior** à receita auferida no 1T16, que foi de R$ 83,1 milhões. Essa ampliação resultou dos seguintes aspectos: (i) R$ 34,3 milhões - aumento de 253 GWh (120 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R$ 2,9 milhões - decréscimo de 3,5% no preço médio líquido de vendas. A variação do volume observada no trimestre em análise decorre, substancialmente, de venda de energia convencional, concomitantemente à compra de energia incentivada de comercializadoras para revenda a consumidores livres, que migraram do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

✓ **Consumidores Livres**

A receita de venda a consumidores livres aumentou 6,5% entre os trimestres em análise, passando de R$ 718,0 milhões no 1T16 para R$ 764,5 milhões no 1T17. Os seguintes eventos contribuíram para esta variação: (i) R$ 78,7 milhões - elevação de 477 GWh (242 MW médios) na quantidade de energia vendida devido ao maior volume de vendas de energia incentivada no ano corrente para clientes que migraram do ACR para o ACL, parcialmente atenuado pela queda de consumo de clientes industriais; e (ii) R$ 32,2 milhões - redução de 4,5% no preço médio líquido de venda da energia.

✓ **Transações no Mercado de Curto Prazo – em especial no Âmbito da CCEE**

No 1T17, **a receita auferida no mercado de curto prazo**, em especial no âmbito da CCEE, foi de R$ 36,5 milhões, enquanto no 1T16 foi de R$ 21,8 milhões, representando, assim, **aumento de R$ 14,7 milhões** (67,4%) entre os trimestres comparados. Mais explicações sobre tais operações e variações podem ser obtidas em "Detalhamento das operações de curto prazo, em especial as transações na CCEE".

Custos da Venda de Energia e Serviços

Os custos da venda de energia e serviços foram reduzidos em R$ 89,9 milhões **(9,8%)** entre os trimestres comparados, passando de R$ 916,3 milhões no 1T16 para R$ 826,4 milhões no 1T17. Tais variações decorreram, essencialmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

✓ **Energia elétrica comprada para revenda:** redução de R$ 10,7 milhões (2,7%) no 1T17, em comparação ao 1T16, reflexo, sobretudo, do encerramento de contratos de compra de energia com preços superiores à média praticada e menores preços em novas contratações, parcialmente atenuada pelo aumento de 510 GWh (245 MW médios) de compras para mitigar os efeitos da exposição na CCEE e de compras de energia incentivada para revenda a consumidores livres.



✓ **Transações no mercado de curto prazo - em especial no âmbito da CCEE:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram de R$ 45,3 milhões (63,0%) inferiores. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

✓ **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R$ 8,9 milhões (9,5%) entre os trimestres em análise, decorrente, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão.

✓ **Combustíveis para geração de energia elétrica:** decréscimo de R$ 24,1 milhões (45,7%) na comparação do 1T17 com o mesmo trimestre de 2016 devido, basicamente, à redução de consumo de gás natural pela Usina Termelétrica William Arjona (UTWA), em virtude de a Usina praticamente não ter sido despachada no trimestre corrente.

✓ **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (Royalties):** queda de R$ 16,1 milhões (31,4%) entre os trimestres comparados, refletindo, principalmente, a menor geração das usinas hidrelétricas no 1T17, bem como a redução da Tarifa Atualizada de Referência (TAR) em aproximadamente 23% em 2017.

✓ **Pessoal:** redução de R$ 7,2 milhões (12,9%) no 1T17 em relação ao 1T16, em virtude, substancialmente, da readequação do quadro e dos custos decorrentes do Plano de Demissão Voluntária (PDV), concluído em novembro de 2016.

✓ **Materiais e serviços de terceiros:** acréscimo de R$ 9,1 milhões (28,6%) entre os trimestres analisados, em razão, basicamente, do reconhecimento de ganhos extraordinários no 1T16, no valor de R$ 15,3 milhões, decorrentes da recuperação de crédito de PIS e Cofins incidentes sobre materiais e contratações de serviços de terceiros, parcialmente atenuado pela renegociação de contratos de serviços relacionados à conservação das unidades geradoras termelétricas.

✓ **Depreciação e amortização:** redução de R$ 4,4 milhões (2,9%) entre os trimestres comparados, resultante da classificação das Usinas Eólicas Beberibe e Pedra do Sal e da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca, para ativo não circulante mantido para venda, bem como da redução ao valor recuperável dos ativos de geração termelétrica da Companhia - ambos os eventos realizados em 2016. Essa queda foi compensada parcialmente pela entrada em operação no fim do ano de 2016 e em 2017 de ativos de geração eólica, no Estado do Ceará.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo – em especial as Transações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (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 de Diferenças (PLD). O presente item engloba também as transações na CCEE, dado o caráter volátil e sazonal — e, 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 1T17, o resultado líquido (diferença entre receitas e custos, deduzidos dos tributos incidentes sobre as receitas e os custos) decorrente de transações de curto prazo, em especial as realizadas na CCEE, foi positivo em R$ 9,9 milhões, ao passo que, no 1T16, o resultado foi negativo em R$ 50,1 milhões, ou seja, **variação positiva de R$ 60,0 milhões** entre os trimestres comparados.



Essa variação é consequência, essencialmente, da combinação destes fatores: (i) no 1T17 auferiu-se receita de energia secundária, enquanto no 1T16 registrou-se um efeito negativo decorrente do ajuste de garantia física pela aplicação do GSF; (ii) mudança da posição vendedora na CCEE no 1T16 para compradora no 1T17, em decorrência da estratégia de alocação de energia da Companhia; (iii) aumento do valor da exposição termelétrica, em virtude do menor despacho entre os períodos comparados e do maior PLD médio no 1T17, bem como do encerramento da operação da Usina Termelétrica Charqueadas no fim de 2016; (iv) ressarcimento de custos através da aplicação do ESS no 1T16 pelo despacho fora da ordem de mérito da UTE William Arjona (UTWA); (v) decréscimo do impacto negativo proveniente da exposição entre os submercados, em consequência do menor descolamento entre os PLDs médios no trimestre corrente; e (vi) menor receita de MRE entre os trimestres comparados.

Cabe considerar que os expressivos aumentos do PLD médio entre os trimestres, contribuíram de maneira expressiva para o efeito positivo fruto da energia secundária e, em contrapartida, para o impacto negativo da exposição termelétrica e da posição compradora na CCEE.

Em dezembro de 2016, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2017 em R$ 533,82/MWh e R$ 33,68/MWh, respectivamente. Na comparação entre os trimestres, o PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste aumentou 349,0%, passando de R$ 34,60/MWh no 1T16 para R$ 155,37/MWh no 1T17.

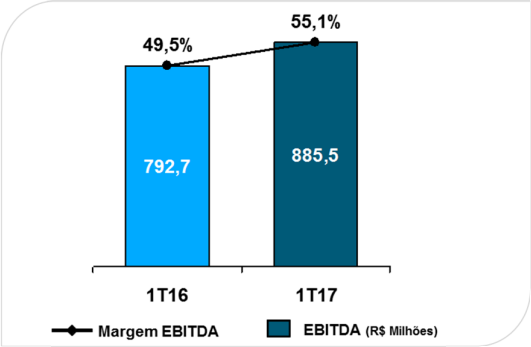
Despesas Gerais e Administrativas

As despesas com vendas, gerais e administrativas, entre os trimestres em análise, reduziram em R$ 3,9 milhões (8,2%), passando de R$ 48,5 milhões no 1T16 para R$ 44,6 milhões no 1T17, em virtude, substancialmente, da readequação do quadro e dos gastos com pessoal em consequência dos efeitos do Plano de Demissão Voluntária (PDV) concluído em 2016.

Ebitda e Margem Ebitda

Refletindo os efeitos mencionados anteriormente, **o Ebitda** do 1T17 atingiu R$ 885,5 milhões, isto é, R$ 92,8 milhões **(11,7%) acima** dos R$ 792,7 milhões apurados no 1T16. A **margem Ebitda** foi de 55,1% no 1T17, **acréscimo de 5,6 p.p.** em relação ao ao mesmo período de 2016.

Ebitda (1) e Margem Ebitda



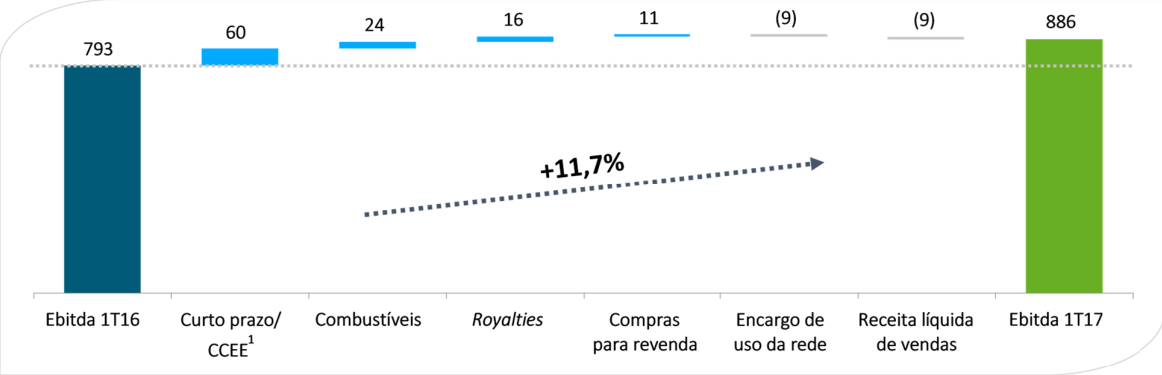
(1) Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + despesas financeiras, líquidas + depreciação e amortização.

As elevações supracitadas são consequência da combinação dos seguintes fatores: (i) efeito positivo de R$ 60,0 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo - em especial as realizadas no âmbito da CCEE; (ii) decréscimo de R$ 24,1 milhões no consumo de combustível; (iii) queda de R$ 16,1 milhões nos custos com *royalties*; (iv) redução de R$ 10,6 milhões nas compras de energia; (v) elevação de R$ 8,9 milhões nos encargos de uso de rede; (vi) diminuição de R$ 9,5 milhões na receita líquida de venda de energia contratada; e (vii) queda de R$ 0,4 milhões dos demais custos e despesas operacionais.



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)	1T17	1T16	Var. %
Lucro líquido	450,7	347,1	29,8
(+) Imposto de renda e contribuição social	212,3	163,3	30,0
(+) Despesas financeiras, líquidas	71,7	128,2	-44,1
(+) Depreciação e amortização	149,7	154,1	-2,9
Ebitda	**884,4**	**792,7**	**11,6**
(+) Resultado de Participações Societárias	1,1	0,0	0,0
Ebitda ajustado	**885,5**	**792,7**	**11,7**

Resultado Financeiro

Receitas financeiras: no 1T17, as receitas atingiram R$ 62,9 milhões, isto é, **R$ 62,0 milhões (49,6%) abaixo** dos R$ 124,9 milhões auferidos no 1T16, em razão, substancialmente: (i) da redução de R$ 23,5 milhões na receita com aplicações financeiras, em virtude do menor volume de recursos investidos e da queda na taxa de juros; (ii) do reconhecimento, no 1T16, de R$ 37,2 milhões, de encargos financeiros sobre valores recebidos fruto de decisão favorável à Companhia em disputa judicial com agente do setor elétrico brasileiro; e (iii) da queda de R$ 2,4 milhões na variação monetária de depósitos judiciais.

Despesas financeiras: as despesas no 1T17 foram de R$ 134,6 milhões, ou seja, **R$ 118,5 milhões (46,8%) aquém** das registradas no 1T16, que foram de R$ 253,1 milhões. As principais variações observadas foram: (i) redução de R$ 33,9 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas; (ii) reconhecimento, no 1T16, de R$ 46,3 milhões de variação monetária sobre os valores que estavam pendentes de liquidação na CCEE, em razão de liminares que impediam a aplicação dos efeitos do GSF; (iii) queda de R$ 34,0 milhões na variação monetária sobre as concessões a pagar; e (iv) decréscimo de R$ 6,2 milhões nos juros e na variação monetária sobre provisões e passivo atuarial.

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

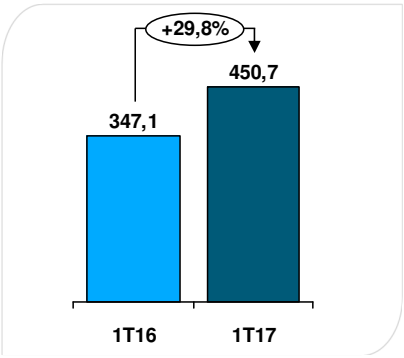
As despesas com IR e CSLL, **no 1T17, foram de R$ 212,3 milhões**, valor superior em R$ 49,0 milhões (30,0%) ao valor do mesmo trimestre de 2016, que foi de R$ 163,3 milhões, consequência, sobretudo, do aumento do lucro antes dos tributos.



Lucro Líquido

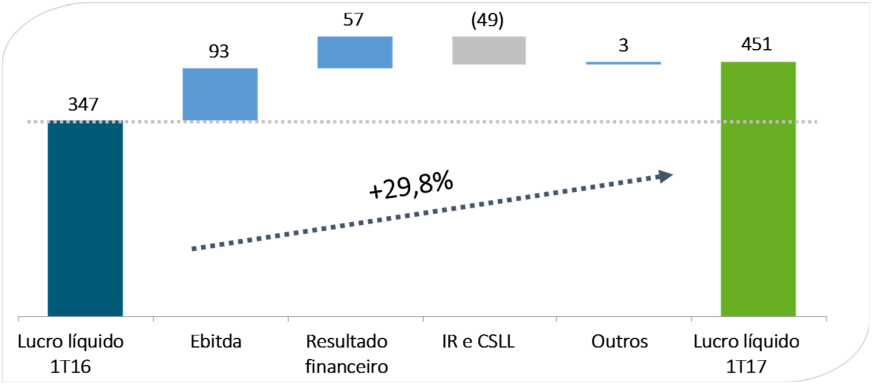
O **lucro líquido** do 1T17 foi de R$ 450,7 milhões, R$ 103,6 milhões **(29,8%) superior** aos R$ 347,1 milhões apresentados no 1T16.

Lucro Líquido
R$ milhões



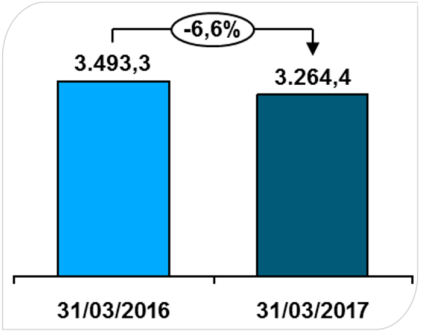
O aumento é efeito da combinação do seguinte: (i) crescimento de R$ 92,8 milhões no Ebitda; (ii) redução de R$ 56,5 milhões das despesas financeiras líquidas; (iii) aumento de R$ 49,0 milhões do imposto de renda e da contribuição social; (iv) diminuição de R$ 4,4 milhões da depreciação e amortização; e (v) despesa de equivalência patrimonial de R$ 1,1 milhão.

Evolução do Lucro Líquido
R$ milhões



Endividamento

Dívida Bruta
R$ milhões

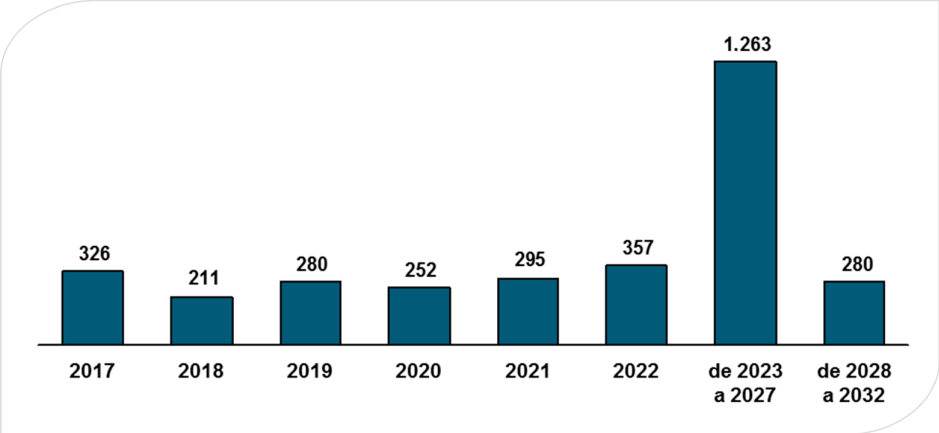


Em 31 de março de 2017, a **dívida bruta total consolidada,** representada principalmente por empréstimos, financiamentos e debêntures, **totalizava R$ 3.264,4 milhões - decréscimo de 6,6%** (R$ 228,9 milhões) comparativamente à posição de 31 de março de 2016, líquida dos efeitos de operações de *hedge*.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores ocorridos entre o 1T16 e o 1T17: (i) saques no BNDES e em seus agentes financeiros no valor total acumulado de R$ 246,8 milhões, destinados aos investimentos para modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo e do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, bem como para a construção do Complexo Eólico Santa Mônica; (ii) geração de R$ 359,4 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária e cambial; (iii) 6ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, no montante líquido de R$ 585,8 milhões; (iv) R$ 1.270,4 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures; e (v) R$ 150,7 milhões em transferência de financiamentos de subsidiárias reclassificadas para ativo mantido para venda.

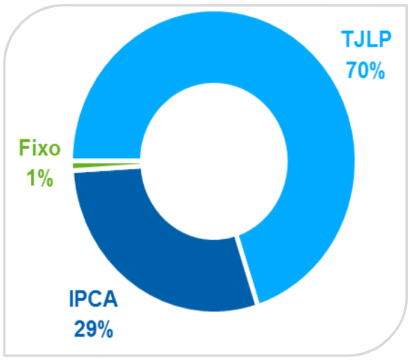


Cronograma de Vencimento da Dívida
R$ milhões



O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do 1T17 foi **10,1%** (11,2% no 1T16).

Composição da Dívida



Em 31 de março de 2017, a **dívida líquida** (dívida total menos depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de **R$ 1.220,1 milhões, aumento de 13,5%** em relação ao registrado ao fim do 1T16.

Dívida Líquida
R$ milhões

	31/03/2017	31/03/2016	Var. %
Dívida bruta	3.264,4	3.762,1	-13,2
Resultado de operações com derivativos	0,0	(268,8)	-100,0
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(193,0)	(155,0)	24,5
Caixa e equivalentes de caixa	(1.851,3)	(2.263,5)	-18,2
Dívida líquida total	**1.220,1**	**1.074,9**	**13,5**

Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia **no 1T17 foram de R$ 400,5 milhões**, dos quais (i) R$ 15,8 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; (ii) R$ 17,7 milhões, à modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago; (iii) 3,1 milhões para aquisição do Complexo Eólico Santo Agostinho; e (iv) R$ 363,9 milhões aplicados na construção de novas usinas - dos quais R$ 187,9 milhões foram destinados à construção da UTE Pampa Sul, R$ 87,8 milhões direcionados ao Complexo Eólico Campo Largo, R$ 64,1 milhões à Central Fotovoltaica Assú, R$ 16,9 milhões à Central Eólica Cacimbas e R$ 7,2 milhões às demais usinas.



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 31 de março de 2017, das 30 usinas instaladas em 12 estados das cinco regiões do País, 12 (com potência somada que corresponde a 92,8% da total operado pela Companhia) 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). 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 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

- ✓ Visando o aprimoramento das práticas de governança corporativa e *compliance*, criou-se a Política "Prevenção de Conflito de Interesses", aprovada e validada pelo Conselho de Administração.
- ✓ Foi lançada a 3ª Edição do Prêmio ENGIE Brasil de Inovação, que busca soluções inovadoras relacionadas a Cidades do Amanhã nas seguintes áreas: geração descentralizada, mobilidade urbana sustentável, eficiência energética, iluminação pública e *smart grid*. As inscrições serão recebidas até o dia 7 de maio. Mais informações: www.engiefab.com.
- ✓ Em 15 de fevereiro, foi realizada a soltura de cerca de 6.000 peixes nos lagos das Usinas de Itá e Machadinho, como parte do Programa de Monitoramento e Manejo da Ictiofauna, condicionante da Licença de Operação das Usinas.
- ✓ No dia 9 de março, a Usina de Cogeração Lages emitiu seus últimos créditos de carbono, encerrando seu ciclo de 10 anos no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) no âmbito da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (UNFCCC). Implantada em dezembro de 2004, Lages foi um dos primeiros projetos da ENGIE no mundo inteiro a se aplicar ao MDL, sendo um dentre os 17 projetos de mitigação de Gases de Efeito Estufa da ENGIE em todo o mundo (7 no Brasil).

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 1T17, associando cada indicador aos da GRI.



Indicadores de Sustentabilidade[1]

Item	Dimensão[2]	Indicador	Indicador GRI[3]	1T17	1T16	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	EU1, G4-9	30[4]	28	2
2		Capacidade instalada operada (MW)	EU1, G4-9	8.761	8.729	0,4%
3		Capacidade instalada própria (MW)	EU1, G4-9	7.040	7.008	0,4%
4		Número de usinas certificadas	EU6, G4-15	12	14	-2
5		Capacidade instalada certificada (MW)	EU6, G4-15	8.127	7.294	11,4%
6		Capacidade instalada certificada em relação à total	EU6, G4-15	92,77%	83,56%	9,2 p.p.
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis	EU1, G4-9	7.714	7.646	0,9%
8		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total	EU1, G4-9	88,05%	87,59%	0,46 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)	EU2	10.287	11.996	-14,3%
10		Geração de energia certificada	EU6, G4-15	10.036	10.357	-3,1%
11		Geração certificada em relação à total	EU6, G4-15	97,6%	86,3%	11,2 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)	EU2	9.315	10.935	-14,8%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total	EU2	90,6%	91,2%	-0,6 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas	EU30	95,2%	96,3%	-1,1 p.p.
15		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas	EU30	87,2%	86,3%	0,9 p.p.
16	Meio Ambiente	Total de mudas plantadas e doadas[5]	G4-EN27	30.320	97.517	-68,9%
17		Número de visitantes às usinas[5]	G4-26	3.205	11.388	-71,9%
18		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)	G4-EN15	0,9879	1,001	-1,3%
19		Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)	G4-EN15	0,093	0,118	-20,8%
20	Saúde e Segurança no Trabalho (SST)	Nº médio de empregados[6]	G4-10, G4-LA1	1.051	1.133	-7,2%
21		Taxa de Frequência (TF) empregados próprios[7]	G4-LA6	0,000	0,000	-
22		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[8]	G4-LA6	0,000	0,000	-
23		Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços longo prazo[7]	G4-LA6	0,000	1,680	↓
24		Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviço curto prazo + obras em construção[7,10]	G4-LA6	0,000	-	-
25	Responsabilidade Social[9]	Investimentos não incentivados	G4-EC8, G4-SO1	464,00	1.175,03	-60,5%
26		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA	G4-EC8, G4-SO1	201,07	671,30	-70,0%
27		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet	G4-EC8, G4-SO1	4.737,00	5.443,50	-13,0%
28		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte	G4-EC8, G4-SO1	0,00	150,00	-100,0%
29		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON	G4-EC8, G4-SO1	0,00	0,00	-
30		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD	G4-EC8, G4-SO1	0,00	0,00	-
31		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso	G4-EC8, G4-SO1	22,07	0,00	100,0%

Notas:

1) Mais indicadores encontram-se disponíveis no ITR (ENGIE Brasil Energia / Investidores / Informações Financeiras / Demonstrações Financeiras) / e no Relatório de Sustentabilidade, a ser publicado ao fim de abril (ENGIE Brasil Energia / Sustentabilidade / Finanças / Relatório de Sustentabilidade).

2) Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.

3) GRI: *Global Reporting Initiative*, versão G4.

4) Número em 31/03/2017.

5) Sem considerar o do Ceste (Consórcio Estreito Energia).

6) Média no período do número de empregados próprios que trabalham nas usinas em operação, na sede e no escritório de São Paulo.

7) TF = nº de acidentes de trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco, considerados os mesmos empregados do Item 19.

8) TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco, considerados os mesmos empregados do Item 19 e os de terceiros que trabalham nos mesmos locais .

9) Valores em milhares de reais.

10) O monitoramento deste KPI passou a ser realizado a partir de 2017, portanto, não há histórico em 2016. O dado não inclui a construção da Usina Termelétrica Pampa Sul.

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 (antiga BM&FBovespa): o mais alto nível de governança corporativa desta bolsa de valores. Adicionalmente (como já mencionado), a Companhia é integrante do ISE. O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia tem suas reuniões monitoradas em relação ao tempo dedicado a questões estratégicas e de curto prazo, relativamente à sustentabilidade empresarial, e 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.

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 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 BMF&FBovespa – 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

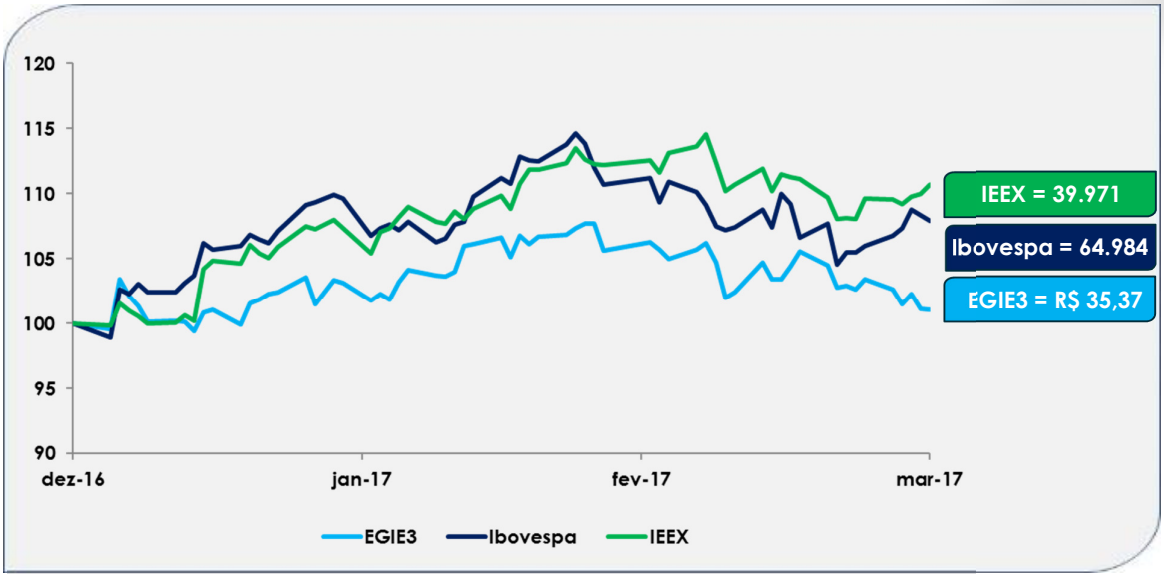
O principal índice da Bovespa registrou valorização de 7,9% no 1T17, enquanto no 1T16 apresentou ganho de 15,5%. A variação refletiu essencialmente as reformas para conter o défice fiscal e a Reforma da Previdência, que estão gerando pressão sobre o atual governo além das incertezas políticas recentes nos Estados Unidos.

As ações da ENGIE Brasil Energia encerraram o 1T17 **com valorização de 1,1%**, resultado inferior aos obtidos pelo Ibovespa e pelo Índice de Energia Elétrica (IEEX), que alcançaram valorização de 7,9% e 10,7%, respectivamente. A EGIE3 fechou o trimestre cotada em R$ 35,37 por ação, **conferindo à Companhia valor de mercado de R$ 23,1 bilhões.**

No 1T17, o volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 29,5 milhões, 23,6% abaixo do registrado no 1T16, quando atingiu R$ 38,6 milhões.



EGIE vs. Ibovespa vs. IEEX
(Base 100 – 31/12/2016)





Próximo Evento

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

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

Data: 26 de abril de 2017
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 26 de abril a 2 de maio de 2017. Acesso pelo telefone: (11) 3127-4999|código: 37937346 (português) e 74393552 (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	**31/03/2017**	**31/12/2016**
Ativo Circulante	**3.435.856**	**3.355.091**
Caixa e equivalentes de caixa	1.851.322	1.815.340
Contas a receber de clientes	808.334	824.079
Estoques	110.280	105.541
Créditos fiscais a recuperar	14.685	14.589
Combustível a reembolsar	112.653	49.472
Depósitos vinculados	16.237	8.760
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	-	1.490
Hedge de compromissos com fornecedores	-	1.490
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	26.064	26.064
Outros ativos circulantes	76.678	90.153
Ativo não circulante mantido para venda	419.603	419.603
Ativo Não Circulante	**11.356.458**	**11.064.600**
Realizável a Longo Prazo	**615.254**	**612.302**
Créditos fiscais a recuperar	36.318	37.991
Depósitos vinculados	198.854	185.768
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	192.998	180.183
Outros depósitos vinculados	5.856	5.585
Depósitos judiciais	152.011	149.730
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	-	1.965
Hedge de compromissos com fornecedores	-	1.965
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	164.499	171.015
Outros ativos não circulantes	63.572	65.833
Investimentos	**7.281**	**4.886**
Imobilizado	**10.482.995**	**10.194.898**
Intangível	**250.928**	**252.514**
Total	**14.792.314**	**14.419.691**



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

(Valores em R$ mil)		
Passivo	**31/03/2017**	**31/12/2016**
Passivo Circulante	**1.491.991**	**1.800.794**
Fornecedores	392.004	371.149
Dividendos e juros sobre o capital próprio	5.771	372.040
Empréstimos e financiamentos	296.201	283.196
Debêntures	29.424	16.547
Concessões a pagar	65.912	65.408
Imposto de renda e contribuição social a pagar	90.229	81.023
Outras obrigações fiscais e regulatórias	88.519	88.632
Obrigações trabalhistas	102.017	94.753
Provisões	34.390	35.001
Obrigações com benefícios de aposentadoria	27.219	27.219
Passivos relacionados a ativos mantidos para venda	159.496	159.496
Outros passivos circulantes	200.809	206.330
Passivo Não Circulante	**6.241.394**	**6.004.503**
Empréstimos e financiamentos	2.141.537	2.001.081
Debêntures	797.261	787.908
Concessões a pagar	2.340.555	2.281.968
Provisões	297.807	292.106
Obrigações com benefícios de aposentadoria	273.799	272.248
Imposto de renda e contribuição social diferidos	331.485	311.331
Outros passivos não circulantes	58.950	57.861
Patrimônio Líquido	**7.058.929**	**6.614.394**
Capital social	2.829.056	2.829.056
Reservas de lucros	3.342.079	3.336.013
Ajustes de avaliação patrimonial	431.401	446.158
Lucros acumulados	452.944	-
Participação de acionista não controlador	3.449	3.167
Total	**14.792.314**	**14.419.691**



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

(Valores em R$ mil)	1T17	1T16	Var. %
Receita Líquida de Vendas	**1.605.912**	**1.602.655**	**0,2**
Custos da Energia Vendida e dos Serviços Prestados	**(826.352)**	**(916.282)**	**-9,8**
Energia elétrica comprada para rev enda	(378.659)	(389.323)	-2,7
Transações no mercado de curto prazo - em especial no âmbito da CCEE	(26.616)	(71.968)	-63,0
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(103.288)	(94.344)	9,5
Combustív eis para geração	(28.633)	(52.724)	-45,7
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(35.192)	(51.306)	-31,4
Pessoal	(48.660)	(55.886)	-12,9
Materiais e serv iços de terceiros	(40.900)	(31.800)	28,6
Depreciação e amortização	(147.572)	(151.980)	-2,9
(Constituição) Rev ersão de prov isões operacionais	375	488	-23,2
Outros	(17.207)	(17.439)	-1,3
Lucro Bruto	**779.560**	**686.373**	**13,6**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(43.797)**	**(47.773)**	**-8,3**
Despesas com v endas	(3.880)	(4.647)	-16,5
Despesas gerais e administrativ as	(40.676)	(43.875)	-7,3
Outras (despesas)/receitas operacionais, líquidas	759	749	1,3
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**735.763**	**638.600**	**15,2**
Resultado Financeiro	**(71.628)**	**(128.153)**	**-44,1**
Receitas financeiras	62.994	124.966	-49,6
Despesas financeiras	(134.622)	(253.119)	-46,8
Resultado de Participações Societárias	**(1.098)**	**-**	
Equiv alência patrimonial	(1.098)	-	0,0
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**663.037**	**510.447**	**29,9**
Imposto de renda	(154.175)	(118.520)	30,1
Contribuição social	(58.167)	(44.820)	29,8
Lucro Líquido do Exercício	**450.695**	**347.107**	**29,8**
Número de Ações Ordinárias	**652.742.192**	**652.742.192**	
Lucro Líquido por Ação	**0,6905**	**0,5318**	**29,8**



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

(Valores em R$ mil)	1T17	1T16
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais		
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	663.037	510.447
Ajustes para conciliar o lucro antes dos tributos ao caixa gerado nas operações:		
Depreciação e amortização	149.730	154.118
Variação monetária	34.806	49.088
Juros	87.065	150.128
Ajuste a valor justo	-	1.756
(Reversão) de provisões operacionais	(1.389)	(840)
Outros	1.101	23
Lucro Ajustado	**934.350**	**864.720**
Aumento (redução) nos ativos		
Contas a receber de clientes	19.160	(4.882)
Combustível a reembolsar	(63.181)	26.223
Créditos fiscais a recuperar	(4.271)	(3.407)
Estoques	(4.739)	(10.216)
Depósitos vinculados e judiciais	(7.815)	(50.834)
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	6.516	6.516
Outros ativos	12.423	(26.604)
Aumento (redução) nos passivos		
Fornecedores	(22.183)	56.542
Imposto de renda e contribuição social a pagar	(450)	(118)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(1.037)	(21.120)
Obrigações com pesquisa e desenvolvimento	(897)	2.444
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(6.256)	(3.692)
Outros passivos	25.780	5.560
Caixa Gerado pelas Operações	**887.400**	**841.132**
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(110.317)	(77.605)
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(43.852)	(80.871)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	**733.231**	**682.656**
Atividades de Investimento	**(375.271)**	**(200.523)**
Aquisição de investimento, líquido do caixa e equivalentes de caixa recebidos	(3.494)	(7.866)
Aplicação no imobilizado	(370.417)	(190.829)
Aplicação no intangível	(1.360)	(1.828)
Atividades de Financiamento	**(321.978)**	**(615.514)**
Empréstimos e financiamentos obtidos	211.471	58
Empréstimos e financiamentos pagos	(69.005)	(287.759)
Parcelas de concessões pagas	(17.007)	(15.659)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(430.609)	(312.622)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(7.429)	(3.974)
Outros	(9.399)	4.442
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**35.982**	**(133.381)**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa		
Saldo inicial	1.815.340	2.396.854
Saldo final	1.851.322	2.263.473
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**35.982**	**(133.381)**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa		
Juros e variação monetária capitalizados	34.861	25.661
Fornecedores de imobilizado e intangível	39.961	(26.822)
Compensação de imposto de renda e contribuição social	7.167	7.936
Parcelas remanescentes a pagar na aquisição de investimentos, líquidos dos depósitos vinculados	-	13.027