

ENGIE Brasil Energia anuncia *payout* de 100% no primeiro semestre de 2017

Lucro líquido e Ebitda atingem R$ 491,1 milhões e R$ 855,5 milhões, respectivamente, no 2T17

Florianópolis (SC), 27 de julho 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 segundo trimestre de 2017 (2T17). 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 apurou lucro líquido de R$ 491,1 milhões no 2T17 (R$ 0,7524/ação), valor 49,4% (R$ 162,3 milhões) acima do alcançado no segundo trimestre de 2016 (2T16).
- O Ebitda[1] alcançou R$ 855,5 milhões no período em análise, crescimento de 13,8% (R$ 103,8 milhões) em comparação ao 2T16. A margem Ebitda foi de 50,9% no 2T17, aumento de 3,0 p.p. em relação ao 2T16.
- A receita líquida de vendas cresceu 7,1% (R$ 111,2 milhões) em comparação ao montante apurado no 2T16, totalizando R$ 1.681,9 milhões no 2T17.
- A quantidade de energia vendida no 2T17 foi de 8.883 GWh (4.067 MW médios), volume 4,6% maior 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$ 178,53/MWh no 2T17, valor 1,1% inferior ao registrado no 2T16.
- Em maio, a ENGIE Brasil Participações (EBP) comunicou a contratação do Banco Itaú BBA S.A. para elaboração de proposta de transferência para a EBE, de sua participação de 40% na ESBR Participações S.A e de 100% na Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda.
- Em função de atualização do Ministério de Minas e Energia (MME), a Usina Hidrelétrica Salto Santiago teve um ganho adicional de 7,9 MW médios, os quais, somados aos 24,2 MW médios já definidos em função da modernização das quatro unidades geradoras, totalizaram incremento de 32,1 MW médios na garantia física da Usina.
- Com o patrocínio da EBE e outras sete empresas, em 25 de maio foi inaugurado o Link Lab, ambiente inovador criado para conectar grandes empresas e *startups*.
- Em linha com a estratégia de digitalização, entrou em operação a conexão remota da primeira unidade geradora da Usina Hidrelétrica Cana Brava, via Centro de Operação de Geração (COG), localizado na Sede da Companhia.
- A Companhia recebeu o Prêmio Top of Mind na categoria Empresa, Instituição ou Fundação Catarinense Destaque em Sustentabilidade e Responsabilidade Ambiental. O prêmio é uma realização dos jornais RBS SC com parceria do Instituto Mapa.

Eventos Subsequentes

- No dia 5 de julho, o MME divulgou a Nota Técnica 5/2017 que propõe aprimoramentos do marco legal do setor elétrico. Poderão ser realizadas contribuições na consulta pública até 4 de agosto.
- Em 11 de julho, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) autorizou a operação de transferência de controle societário, uma das últimas condições precedentes para a conclusão da alienação das Usinas Eólicas Beberibe e Pedra do Sal e da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca.
- O Conselho de Administração aprovou a distribuição de R$ 938,9 milhões sob a forma de dividendos intercalares, o que corresponde a R$ 1,4384206188/ação e a 100% do lucro líquido distribuível apurado no primeiro semestre de 2017 (1S17), mesmo em período de forte Capex. As ações ficarão ex-dividendos intercalares no dia 10 de agosto.

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 28/07/2017 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)	2T17	2T16	Var.	6M17	6M16	Var.
Receita Líquida de Vendas (RLV)	1.681,9	1.570,7	7,1%	3.287,9	3.173,3	3,6%
Resultado do Serviço (EBIT)	689,0	594,0	16,0%	1.424,7	1.232,6	15,6%
Ebitda [1]	855,5	751,7	13,8%	1.741,0	1.544,4	12,7%
Ebitda / RLV - (%) [1]	50,9	47,9	3,0 p.p.	53,0	48,7	4,3 p.p.
Lucro Líquido	491,1	328,8	49,4%	941,8	675,9	39,4%
Dívida Líquida [2]	1.510,2	1.202,7	25,6%	1.510,2	1.202,7	25,6%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios)[3]	3.570	4.919	-27,4%	4.163	5.206	-20,0%
Energia Vendida (MW médios)	4.067	3.887	4,6%	4.046	3.974	1,8%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [4]	178,53	180,44	-1,1%	179,12	178,83	0,2%
Número de Empregados - Total	1.125	1.183	-4,9%	1.125	1.183	-4,9%
Empregados EBE	1.081	1.148	-5,8%	1.081	1.148	-5,8%
Empregados em Projetos em Construção	44	35	25,7%	44	35	25,7%

(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 2T17 na ENGIE Brasil Energia foi bastante positivo. A Companhia continua atuando com foco na ampliação de sua rentabilidade e eficiência, incluindo redução de custos operacionais e despesas gerais e administrativas. Os resultados obtidos refletem o crescimento de vendas, a estratégia de mitigação de risco hidrológico e a redução de despesas financeiras e de custos de *royalties*, entre outros fatores.

Tal combinação de maiores receitas e menores despesas impulsionou os resultados da Companhia no período. O lucro líquido totalizou R$ 491,1 milhões no 2T17, aumento de 49,4% em relação ao 2T16. Na comparação semestral, o lucro subiu 39,4%, encerrando o 1S17 em R$ 941,8 milhões. Esse valor será integralmente distribuído aos acionistas, após ajustes, sob a forma de dividendos intercalares, correspondendo a R$ 1,4384206188/ação. Um *payout* de 100% mesmo em período de forte Capex.

Dando seguimento à nossa estratégia, evoluímos com o processo de sondagem de mercado, iniciado no 1T17, 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 345 MW), em implantação no Rio Grande do Sul. Podemos afirmar que houve interesse e o processo está avançando, sendo que o próximo passo será o de recebimento de ofertas não vinculantes dos interessados.

Ainda sobre operações com ativos, a Aneel autorizou, em 11 de julho, a operação de transferência de controle societário das Usinas Eólicas Beberibe (CE) e Pedra do Sal (PI) e da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca (MG). Essa era uma das últimas condições precedentes para a conclusão da alienação, realizada em dezembro de 2016, visando priorizar a expansão da Companhia em ativos que ofereçam maior grau de sinergia entre si.

Outro destaque relevante do trimestre foi a inauguração, em 25 de maio, do Link Lab, iniciativa da Associação Catarinense de Empresas de Tecnologia (ACATE) patrocinada pela EBE e por outras sete empresas, visando conectar grandes empresas, fundos e parceiros a *startups*, fomentando a inovação aberta. Entre os diversos temas sendo desenvolvidos, destacamos o foco em Recursos Energéticos Distribuídos e Eficiência Energética.

Também em linha com a estratégia da Companhia de digitalização, buscando maior automação nos processos internos, com foco na inovação e redução de custos, a primeira unidade geradora da Usina Hidrelétrica Cana Brava passou a ser operada remotamente a partir do Centro de Operação de Geração (COG), localizado na Sede da Companhia. Com isso, já são quatro as usinas operando com conexão remota, e até o final do ano, mais duas estarão ligadas ao sistema - São Salvador (TO) e Passo Fundo (RS).

Destacamos ainda que no último dia 5 de julho o Ministério de Minas e Energia (MME) disponibilizou consulta pública para a "Proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico". A proposta foi bem recebida pelo mercado, já que reforça a melhora no ambiente regulatório, relevante para um setor tão intensivo em capital como o de energia elétrica. As contribuições podem ser feitas no site do MME até o dia 4 de agosto.

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente

Carlos Freitas
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores



DESEMPENHO OPERACIONAL

Parque Gerador

A ENGIE Brasil Energia faz parte do maior grupo produtor independente de energia do País, possuindo capacidade instalada total de 7.069,5 MW e operando um parque gerador de 8.790,2 MW, composto de 31 usinas, sendo 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	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	544,2
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0	set/28	755,1
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	403,9	jul/32	147,2
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	522,0
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	ago/33	273,5
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	abr/37	151,1
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	set/28	119,0
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	set/34	133,5
Total - Hidrelétricas			**7.270,3**	**5.559,7**		**2.902,5**
Complexo Jorge Lacerda[1]	Termelétrica	Capivari de Baixo (SC)	857,0	857,0	set/28	649,9
William Arjona	Termelétrica	Campo Grande (MS)	190,0	190,0	abr/29	136,1
Total - Termelétricas			**1.047,0**	**1.047,0**		**786,0**
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
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
Beberibe[3]	Eólica	Beberibe (CE)	25,6	25,6	ago/33	7,8
José Gelazio da Rocha	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	23,7	23,7	dez/32	9,2
Areia Branca[3]	PCH	Rio Manhuaçu (MG)	19,8	19,8	mai/30	10,4
Pedra do Sal[3]	Eólica	Parnaíba (PI)	18,0	18,0	out/32	5,7
Cidade Azul	Solar	Tubarão (SC)	3,0	3,0	não aplicável[4]	0,0
Tubarão P&D	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável[4]	0,0
Total - Complementares			**472,9**	**462,8**		**215,1**
Total			**8.790,2**	**7.069,5**		**3.903,6**

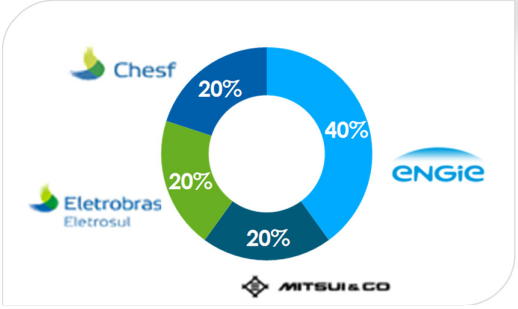
[1] Complexo composto de três usinas.
[2] Complexo composto por quatro usinas.
[3] Os Parques Eólicos Beberibe e Pedra do Sal e a Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca estão em processo de alienação, conforme deliberação do Conselho de Administração da Companhia de 23 de dezembro de 2016.
[4] Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW, o instrumento legal aplicável é o registro.



Expansão

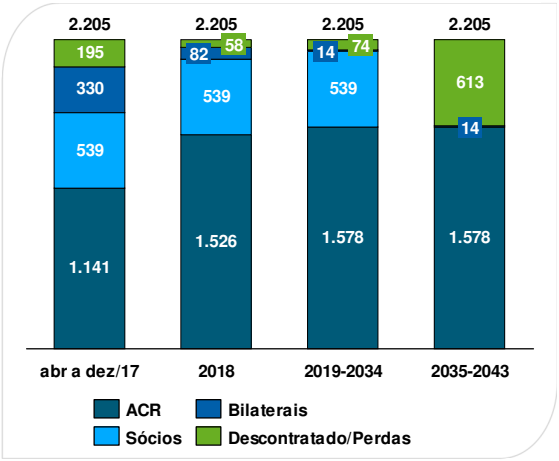
Jirau. A Energia Sustentável do Brasil S.A. (ESBR) é responsável pela construção, manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, Estado de Rondônia.

ESBR - Estrutura Societária



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. Como consequência desse acréscimo, a ESBR comercializou, no Leilão de Energia A-1, realizado em 13 de dezembro de 2015, 18 MW médios adicionais.

Portfólio de Contratos da ESBR
MW médios



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.

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.

A Usina gerou 2.685,0 MW médios no 2T17, atingindo um Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 99,7% no período (dados sujeitos a contabilização final da CCEE).

Em maio de 2017, a ENGIE Brasil Participações (EBP) divulgou a contratação do Banco Itaú BBA S.A. para a prestação de serviços de assessoria financeira na preparação de estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia (EBE) de sua participação de 40% na ESBR Participações S.A. (ESBRpar), detentora de 100% do capital social da ESBR, e sua participação de 100% na Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda. A proposta de transferência da participação da EBP para a Companhia será levada ao conhecimento do Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia, em momento oportuno, o qual, em ato contínuo, convocará um Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas.

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 2T17, o Programa Bônus Eficiente – Linha Fotovoltaica, no Estado de Santa Catarina, iniciou seu processo de vendas com assinatura de 800 contratos e instalação das primeiras 200 unidades residenciais. A exposição do projeto na mídia e com a sociedade tem levado a uma procura de geradores fotovoltaicos adicionais, o que pode representar aumento nas vendas, ainda que sem o subsídio da distribuidora de energia.

O programa Supermercados Solares, em conjunto com a Associação Catarinense de Supermercados, teve seu lançamento no mês de junho, e esperam-se as primeiras adesões no 3T17.

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		
Pampa Sul	Termelétrica	Candiota (RS)	345,0	345,0	mar/50	323,5
Complexo Campo Largo - Fase I	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	326,7	326,7	jul/50	157,8
Assú V	Solar	Assú (RN)	36,7	36,7	jun/51	9,2
Total			**708,4**	**708,4**		**490,5**

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$ 229,5/MWh, atualizado até 30 de junho de 2017**. 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*.



UTE Pampa Sul - montagem eletromecânica do boiler e da casa de força

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 2T17, ocorreram a conclusão das 51 torres da linha de transmissão e a conexão ao pórtico de entrada da Usina. Adicionalmente, iniciou-se a montagem da estrutura metálica da correia transportadora de carvão e foram concluídos os içamentos do tambor e da estrutura metálica da caldeira. A obra atingiu progresso acumulado de 65,4%.

A entrada em operação comercial da Usina está prevista para o fim do quarto trimestre de 2018.



CE Campo Largo – Áreas das bases dos aerogeradores

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$ 167,9/MWh, atualizado até 30 de junho 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), 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 2T17, foi iniciada a concretagem das bases dos aerogeradores do Complexo e de serviços como escavação para implantação das bases, armações de ferragens, da perfuração de estacas raiz, malha de aterramento e reaterro dos blocos concretados, concretagem das fundações, além da mobilização das empresas responsáveis pelo fornecimento dos equipamentos eletromecânicos e das linhas de transmissão.

Adicionalmente, foi concluída a execução da pavimentação do acesso externo e foi publicada, no Diário Oficial do Estado da Bahia, a Licença de Instalação da Linha de Transmissão de 230kv SE Campo Largo – SE Ourolândia II.

O início da operação comercial dos primeiros projetos está previsto para o segundo 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$ 332,3/MWh, atualizado até 30 de junho 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 demandará investimento total de aproximadamente R$ 220,0 milhões (em junho de 2015).

No 2T17, foram concluídas as atividades de canteiro e acampamento, supressão de vegetação e terraplenagem, e foram iniciadas as atividades de execução das fundações e montagem das estruturas dos rastreadores solares, interconexões de baixa tensão e fundações dos conjuntos de inversores e transformadores.

A entrada em operação está prevista para dezembro de 2017.

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
Assú - Centrais I, II, III e IV	Solar	Assú (RN)	146,8	146,8
Alvorada	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	90,0	90,0
Total			**1.766,8**	**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 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 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.

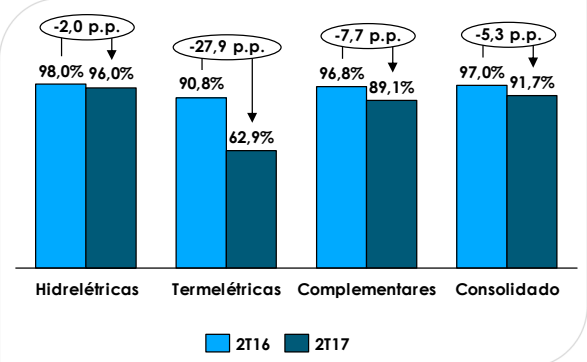
Disponibilidade

As usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de **91,7% no 2T17, desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 96,0% nas usinas hidrelétricas, 62,9% nas termelétricas e 89,1% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaica.

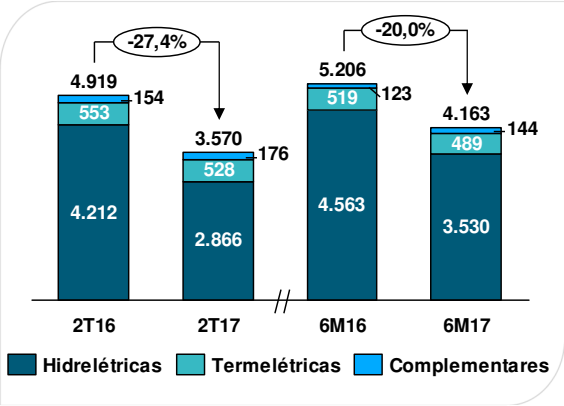
Considerando todas as paradas programadas, a disponibilidade global no segundo trimestre de 2017 foi de 86,9%, sendo 92,0% nas usinas hidrelétricas, 53,0% nas termelétricas e 82,4% nas usinas de fontes complementares.

A disponibilidade das usinas hidrelétricas no trimestre em análise foi afetada principalmente pelo início do período de manutenções programadas nas Regionais do Rio Uruguai e do Rio Tocantins e por manutenções corretivas nas duas Unidades Geradoras da Usina Hidrelétrica Passo Fundo. Em relação às usinas termelétricas, a disponibilidade foi afetada principalmente em razão da parada da Unidade Geradora 2 do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda A, causada pela vibração no mancal da turbina, que se estendeu durante todo o trimestre, e pelo encerramento do contrato de fornecimento de combustível para a Usina Termelétrica William Arjona, decorrente de acordo judicial.

Disponibilidade
Desconsiderando as paradas programadas



Geração
MW médios



Produção

A produção de energia elétrica nas Usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 7.797 GWh (3.570 MW médios) no 2T17, resultado **27,4% inferior** à produção do 2T16. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 6.261 GWh (2.866 MW médios); as termelétricas, por 1.152 GWh (528 MW médios); e as complementares, por 383 GWh (176 MW médios). Esses resultados representam, respectivamente, reduções de 31,9% e 4,6% na geração das usinas hidrelétricas e termelétricas e aumento de 14,0% na geração das complementares, em comparação ao 2T16.

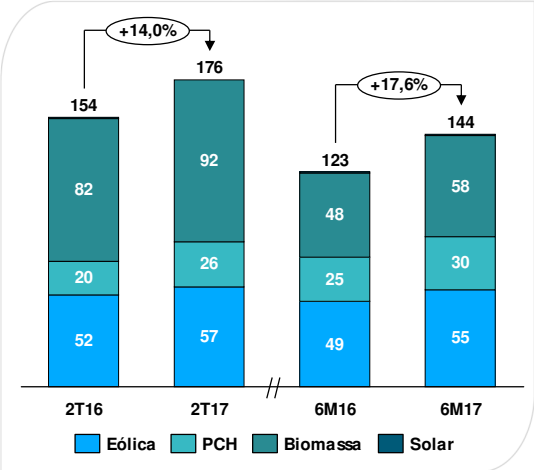


A redução na geração das usinas hidrelétricas, comparando 2T17 com 2T16, deve-se principalmente às condições hidrológicas menos favoráveis nesse período. Já a redução na geração das termelétricas deve-se principalmente à desmobilização da Usina Termelétrica Charqueadas. A elevação da geração das usinas complementares fica a cargo do início da operação comercial do Complexo Eólico Santa Mônica, além do aumento da geração da Usina de Co-geração Lages e da PCH Areia Branca no 2T17, se comparado ao 2T16.

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.

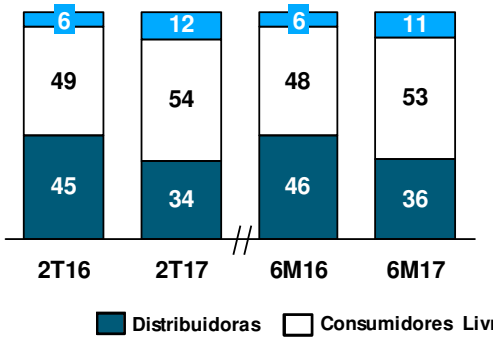
Geração por Fonte Complementar
MW médios



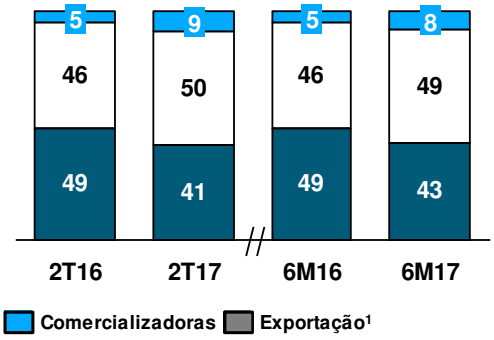
Clientes

No 2T17, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia alcançou 53,8% do total das vendas físicas e 49,7% do total da receita líquida de vendas, incremento de 5,2 p.p. e 3,8 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
(%)





[1] A representatividade das exportações sobre as vendas físicas e sobre a receita líquida de vendas foi de 0,01% e 0,02%, respectivamente, 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 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*	3.498	3.500	3.922	3.950	3.959	3.974			
+ Compras para Revenda	1.136	1.012	711	450	330	324			
= Recursos Totais (A)	**4.634**	**4.512**	**4.633**	**4.400**	**4.289**	**4.298**			
Vendas Leilões do Governo[1]	1.257	1.312	1.699	1.587	1.587	1.587			
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	216,1
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	237,7
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	247,6
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	223,2
2014-EE-2014-06	109	109	109	-	-	-	270,7	mai-14	333,0
Proinfa	19	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	255,4
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	-	-	251,7
2014-EN-2019-25	-	-	295	295	295	295	183,5	mar-14	229,5
2014-EN-2019-25	-	-	10	10	10	10	206,2	nov-14	248,6
2014-EN-2019-20	-	-	83	83	83	83	139,3	nov-14	167,9
2015-EN-2018-20	-	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	210,0
8º Leilão de Reserva	-	9	9	9	9	9	303,0	nov-15	332,3
+ Vendas Bilaterais	2.887	2.801	2.334	1.697	1.106	795			
= Vendas Totais (B)	**4.144**	**4.113**	**4.033**	**3.284**	**2.693**	**2.382**			
Saldo (A - B)	**490**	**399**	**600**	**1.116**	**1.596**	**1.916**			
Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)**[2]:	178,5	177,0	182,6						
Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)**[3]:	167,2	172,6	185,0						

[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.

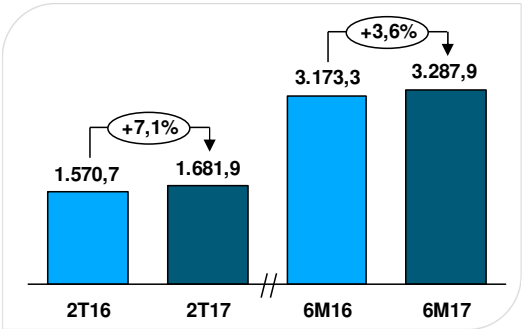
* Considera a venda das Usinas Eólicas Beberibe e Pedra do Sal e da PCH Areia Branca, entre outros ajustes.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Receita Líquida de Vendas

No 2T17, **a receita líquida de vendas apresentou aumento de 7,1%** (R$ 111,2 milhões), quando comparada à auferida no 2T16, passando de R$ 1.570,7 milhões para R$ 1.681,9 milhões.

Receita Líquida de Vendas
R$ milhões

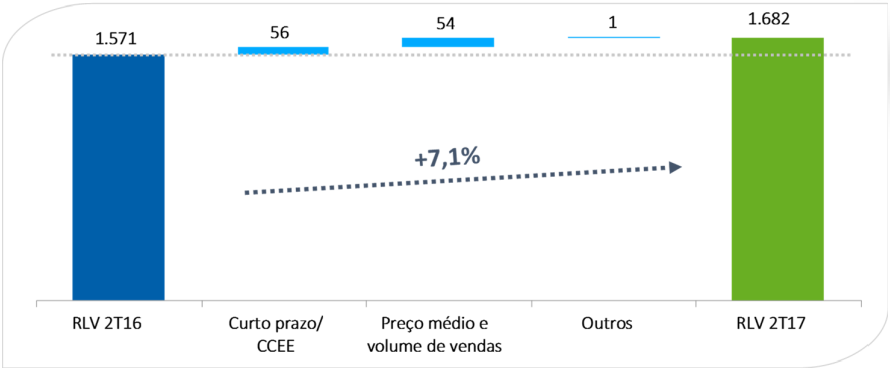


Os principais fatores que resultaram essa variação: (i) R$ 56,3 milhões — incremento na receita decorrente de maiores resultados nas transações realizadas no mercado de curto prazo, em especial as realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); e (ii) R$ 53,9 milhões — elevação fruto da combinação do maior volume de energia vendida e menor preço médio líquido de venda.



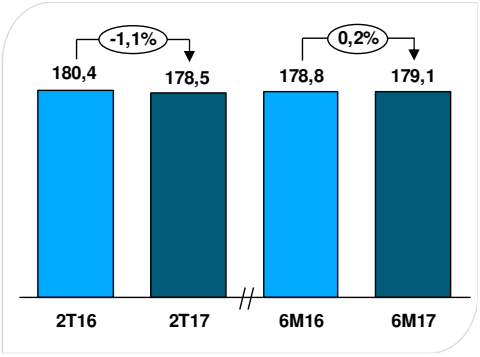
Evolução da Receita Líquida de Vendas

R$ milhões



Preço Médio Líquido de Venda*

R$/MWh



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

✓ **Preço Médio Líquido de Venda**

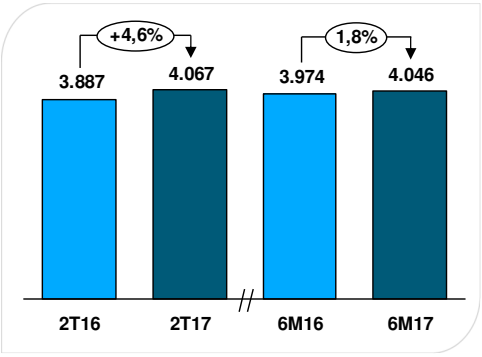
O preço médio de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita, atingiu R$ 178,5/MWh no 2T17, **1,1% abaixo** do auferido no 2T16, cujo valor foi de R$ 180,4/MWh. A redução do preço ocorreu, essencialmente, em razão do encerramento de contratos de venda para consumidores livres e comercializadoras com preços superiores à média dos contratos vigentes e dos praticados em novas contratações, em função do alto preço praticado para as vendas de 2016, fruto da pressão sobre os preços de curto prazo observados durante o ano de 2015.

✓ **Volume de Vendas**

A quantidade de energia vendida passou de 8.490 GWh (3.887 MW médios) no 2T16 para 8.883 GWh (4.067 MW médios) no 2T17, **aumento de 393 GWh** (180 MW médios) entre os períodos comparados. Tais variações decorreram, substancialmente, da combinação do acréscimo de venda de energia convencional para comercializadoras e de incentivada para consumidores livres, inclusive pela entrada em operação comercial do Complexo Santa Mônica, com o término de contratos de vendas existentes, em especial para distribuidoras.

Volume de Vendas

MW médios



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

✓ **Distribuidoras**

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 662,0 milhões no 2T17, montante **11,7% inferior** aos R$ 749,3 milhões auferidos no 2T16, variação ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) R$ 177,1 milhões — redução de 810 GWh (370 MW médios) na quantidade de vendas, passando de 3.836 GWh (1.756 MW médios) no 2T16 para 3.026 GWh (1.386 MW médios) no 2T17; e (ii) R$ 89,8 milhões — elevação de 12,0% 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 (343 MW médios), aliado às reduções decorrentes do Mecanismo de Compensação de Sobras e *Deficits* (MCSD). Adicionalmente, a variação do preço médio de venda acima da inflação ocorreu em virtude 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$ 135,7 milhões, **71,1% superior** à receita auferida no 2T16 (R$ 79,3 milhões). Essa ampliação é fruto dos seguintes aspectos: (i) R$ 69,5 milhões — aumento de 551 GWh (252 MW médios) no volume de energia vendida, avançando de 523 GWh (240 MW médios) no 2T16 para 1.074 GWh (492 MW médios) no 2T17; e (ii) R$ 13,1 milhões — decréscimo de 16,6% no preço médio líquido de vendas. A variação do volume observada no trimestre em análise decorre, substancialmente, do acréscimo 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). A redução do preço decorreu, principalmente, do término de contratos com preços superiores à média de preços praticados nos contratos existente e em novas contratações.

✓ **Consumidores Livres**

A **receita de venda a consumidores livres aumentou 12,1%**, passando de R$ 703,5 milhões no 2T16 para R$ 788,3 milhões no 2T17. Os seguintes eventos contribuíram para essa variação: (i) R$ 107,5 milhões — elevação de 652 GWh (298 MW médios) na quantidade de energia vendida, que passou de 4.131 GWh (1.891 MW médios) no 2T16 para 4.783 GWh (2.189 MW médios) no 2T17, devido, basicamente, ao maior volume de vendas de energia incentivada para clientes que migraram do ACR para o ACL, inclusive pela entrada em operação comercial do Complexo Santa Mônica, parcialmente atenuado pela queda de consumo de clientes industriais; e (ii) R$ 22,7 milhões — redução de 3,2% no preço médio líquido de venda da energia. A queda do preço ocorreu, substancialmente, do encerramento de contratos de venda com preços superiores à média dos contratos vigentes e dos praticados em novas contratações.

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

No 2T17, **a receita auferida no mercado de curto prazo,** em especial no âmbito da CCEE, foi de R$ 87,0 milhões, enquanto no 2T16 foi de R$ 30,7 milhões, **aumento de R$ 56,3 milhões** entre os trimestres comparados. Detalhes sobre tais operações e variações podem ser obtidas em "Detalhamento das Operações de Curto Prazo, em especial no Âmbito da CCEE".

Custos da Venda de Energia e Serviços

Os **custos da venda de energia e serviços aumentaram em R$ 22,7 milhões (2,5%)**, passando de R$ 924,3 milhões no 2T16 para R$ 947,0 milhões no 2T17. Tais variações decorreram, essencialmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

✓ **Energia elétrica comprada para revenda:** redução de R$ 7,1 milhões (1,8%) no 2T17 em comparação ao 2T16, reflexo, sobretudo, da combinação do que se segue: (i) R$ 88,8 milhões – queda pelo encerramento de contratos de compra de energia com preços superiores à média de preços praticados nos contratos vigentes e em novas contratações; e (ii) R$ 81,7 milhões - aumento de 512 GWh (234 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 aumentaram em R$ 57,3 milhões (96,0%) em comparação ao 2T16. Os detalhes estão descritos a seguir em item específico.

✓ **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R$ 9,8 milhões (10,3%) entre os trimestres em análise, decorrente, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão.

✓ **Combustíveis para produção de energia elétrica:** aumento de R$ 204,6 milhões em relação ao 2T16, ocasionado pelos seguintes fatores: (i) reconhecimento de R$ 216,6 milhões decorrente de acordo judicial com o fornecedor de gás natural em ação na qual se discutia a diferença do preço do combustível fornecido no período entre setembro de 2014 e junho de 2017. A Companhia mantinha provisão para cobertura de provável perda com a referida ação judicial, no valor de R$ 219,2 milhões, que foi revertida concomitantemente ao reconhecimento do custo com o gás, eliminando os efeitos desse custo adicional no resultado operacional da Companhia; e (ii) redução de R$ 12,0 milhões decorrente da revisão do percentual de eficiência energética no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda entre os trimestres em análise, resultando na elevação do montante de reembolso de combustível da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

✓ **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*):** queda de R$ 24,1 milhões (52,8%) entre os trimestres comparados, refletindo a menor geração das usinas hidrelétricas no 2T17, bem como a redução da Tarifa Atualizada de Referência (TAR) em 22,7% em 2017.

✓ **Pessoal:** redução de R$ 4,7 milhões (7,9%) no 2T17 em relação ao 2T16, em virtude, substancialmente, da readequação do quadro de empregados e da redução dos custos decorrentes do Plano de Demissão Voluntária (PDV), visto a conclusão do Plano em novembro de 2016.



✓ **Depreciação e amortização:** ampliação de R$ 8,7 milhões (5,6%) entre os trimestres comparados, resultante, sobretudo, dos seguintes aspectos: (i) entrada em operação comercial no fim do ano de 2016 e no 1T17 de ativos de geração eólica do Complexo Santa Mônica, no Estado do Ceará; (ii) conclusão das obras de modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago (UHSS); e (iii) capitalização de grandes manutenções realizadas no 2T17 no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda. Esse aumento foi parcialmente atenuado pela diminuição de custo de depreciação decorrente da redução ao valor recuperável dos ativos de geração termelétrica da Companhia.

✓ **Reversão de provisões operacionais líquidas:** efeito positivo de R$ 221,9 milhões entre os trimestres comparados, dos quais R$ 219,2 milhões são decorrentes da assinatura e homologação judicial de acordo de preço de gás natural para geração de energia elétrica entre a Companhia e o fornecedor do combustível, ocasionando, assim, a reversão do valor contabilizado como provisão para contingências no fim do 2T17.

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 2T17 e no 2T16, 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 negativos em R$ 30,1 milhões e R$ 29,1 milhões, respectivamente.

Essa variação é consequência, essencialmente, das variações negativas decorrentes da elevação dos efeitos do GSF, já deduzido dos efeitos positivos da repactuação do risco hidrológico, em razão do aumento do *deficit* de geração hidrelétrica, e da elevação da despesa no MRE no 2T17, devido a menor geração hidrelétrica em relação ao 2T16. Esses efeitos foram compensados, em grande parte, pela maior posição credora na CCEE no 2T17.

Cumpre considerar que os expressivos aumentos do PLD médio entre os trimestres (conforme informados a seguir) contribuíram de maneira negativa em relação aos resultados decorrentes da aplicação do GSF e, em contrapartida, gerou efeito positivo na receita relativa à posição credora na CCEE. Na comparação entre os trimestres, o PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste aumentou 378,4%, passando de R$ 61,19/MWh no 2T16 para R$ 292,76/MWh no 2T17.

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.

Despesas Gerais e Administrativas

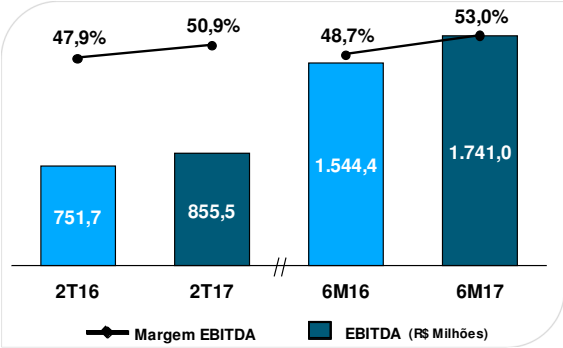
As despesas gerais e administrativas, entre os trimestres em análise, reduziram em R$ 8,2 milhões (16,4%), em virtude, substancialmente, dos seguintes fatores: (i) R$ 3,5 milhões - renegociações de contratos de aluguéis e serviços de terceiros; (ii) R$ 2,2 milhões - readequação do quadro de empregados e da redução das despesas resultantes do Plano de Demissão Voluntária (PDV), visto o seu encerramento em 2016; e (iii) R$ 2,5 milhões - redução de despesas com contribuições, patrocínios, doações, entre outras, no 2T17.



Ebitda e Margem Ebitda

Refletindo os efeitos anteriormente mencionados, **o Ebitda** do 2T17 foi de R$ 855,5 milhões, isto é, **R$ 103,8 milhões (13,8%) acima** do apurado no 2T16, que foi de R$ 751,7 milhões. A margem Ebitda foi de 50,9% no 2T17, acréscimo de 3,0 p.p. em relação ao 2T16.

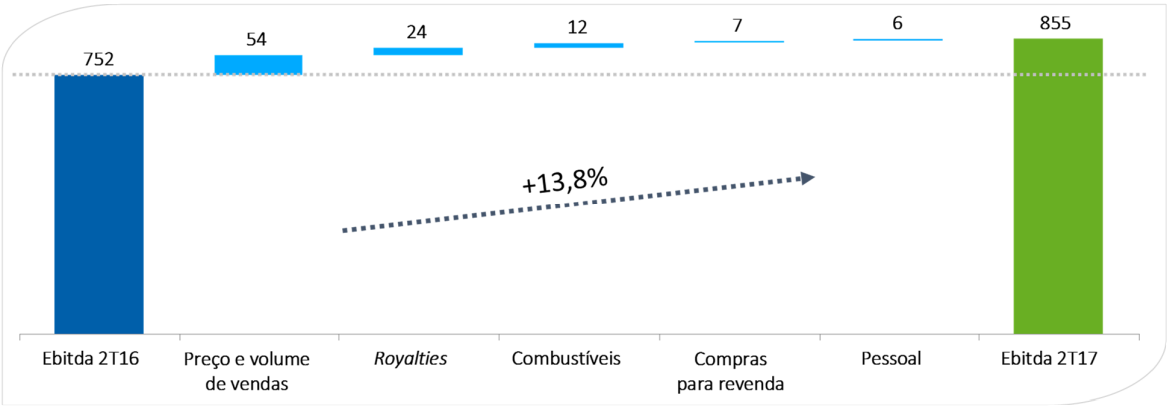
Ebitda (1) e Margem Ebitda



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

As elevações supracitadas são consequência da combinação dos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 53,9 milhões na receita líquida de venda de energia contratada; (ii) queda de R$ 24,1 milhões dos custos de compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*); (iii) decréscimo de R$ 12,0 milhões no custo com combustíveis; (iv) diminuição de R$ 7,1 milhões nas compras de energia para revenda; (v) redução de R$ 6,1 milhões de despesas com pessoal; e (vii) redução de R$ 0,6 milhão dos demais custos e despesas operacionais.

Evolução do Ebitda
R$ milhões



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

(Valores em R$ milhões)	2T17	2T16	Var. %	6M17	6M16	Var. %
Lucro líquido	491,1	328,8	49,4	941,8	675,9	39,4
(+) Imposto de renda e contribuição social	190,4	148,2	28,5	402,7	311,5	29,3
(+) Resultado financeiro	6,8	116,8	-94,2	78,5	245,0	-68,0
(+) Depreciação e amortização	166,6	157,7	5,6	316,3	311,8	1,4
Ebitda	854,9	751,5	13,8	1.739,3	1.544,2	12,6
(+) Resultado de participações societárias	0,6	0,2	0,0	1,7	0,2	0,0
Ebitda ajustado	855,5	751,7	13,8	1.741,0	1.544,4	12,7



Resultado Financeiro

Receitas financeiras: no 2T17, as receitas financeiras atingiram R$ 62,6 milhões, isto é, **R$ 31,4 milhões (33,4%) abaixo** dos R$ 94,0 milhões auferidos no 2T16, em razão, substancialmente: (i) da redução no valor de R$ 14,7 milhões na receita com aplicações financeiras, em virtude do menor volume de recursos investidos e da queda na taxa de juros; (ii) da diminuição de R$ 12,8 milhões nos juros sobre contas a receber na CCEE; e (iii) da queda de R$ 1,8 milhão na variação monetária de depósitos judiciais.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 2T17 foram de R$ 69,4 milhões, isto é, **R$ 141,4 milhões (67,1%) abaixo** das registradas no 2T16 (R$ R$ 210,8 milhões). As principais variações observadas foram: (i) diminuição de R$ 91,3 milhões na variação monetária sobre as concessões a pagar, visto a queda dos índices inflacionários; (ii) reconhecimento no 2T16 de R$ 26,3 milhões de juros e variação monetária sobre os valores a pagar na CCEE, que estavam pendentes de pagamento em razão da liminar que impedia a aplicação dos efeitos do GSF pela CCEE; e (iii) redução de R$ 24,0 milhões nos juros e variação monetária sobre dívidas, em virtude de pagamento de dívida e queda da inflação.

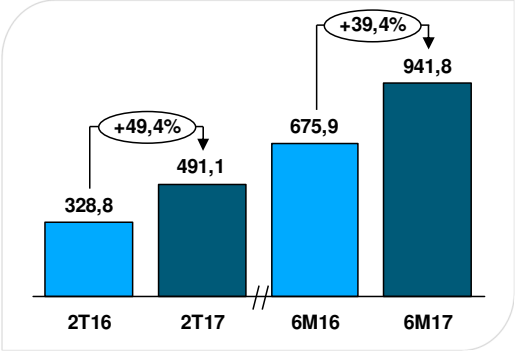
Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

As despesas com IR e CSLL no 2T17 foram de R$ 190,4 milhões, valor superior em R$ 42,2 milhões (28,5%) ao do 2T16, que foi de R$ 148,2 milhões em decorrência, principalmente, do aumento do lucro antes dos tributos, parcialmente atenuado pelo início dos incentivos fiscais da Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (Sudam) da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra e da Usina Hidrelétrica de Estreito concedidos em 2017, reconhecido no 2T17 retroativo ao mês de janeiro de 2017. As alíquotas efetivas dos tributos sobre o lucro no 2T16 e 2T17 ficaram em 31,1% e 27,9%, respectivamente, enquanto no acumulado de 6M16 foi de 31,5% e nos 6M17, 30,0%.

Lucro Líquido

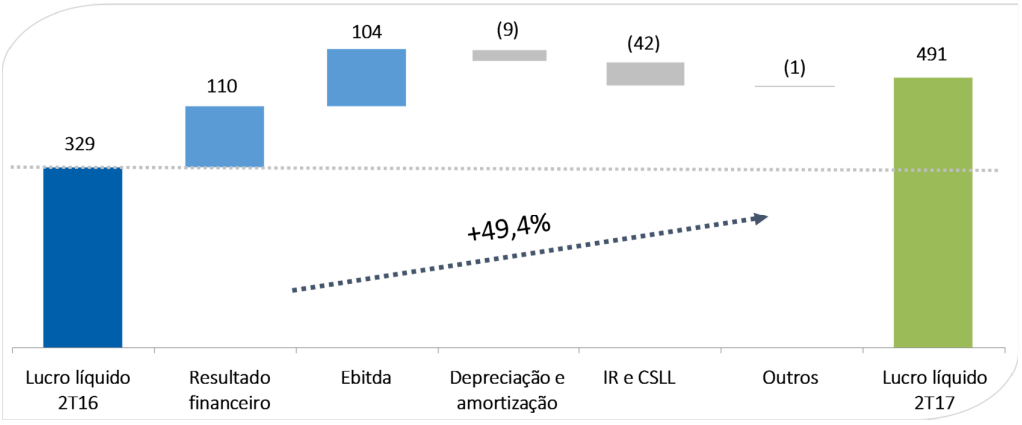
O lucro líquido do 2T17 foi de R$ 491,1 milhões, **R$ 162,3 milhões (49,4%) superior** aos R$ 328,8 milhões apresentados no 2T16.

Lucro Líquido
R$ milhões



Esse aumento é efeito dos seguintes fatores: (i) crescimento de R$ 103,8 milhões no Ebitda; (ii) redução de R$ 110,0 milhões das despesas financeiras líquidas; (iii) elevação de R$ 42,2 milhões do imposto de renda e da contribuição social; (iv) aumento de R$ 8,9 milhões da depreciação e amortização; e (v) despesa de equivalência patrimonial de R$ 0,4 milhão.

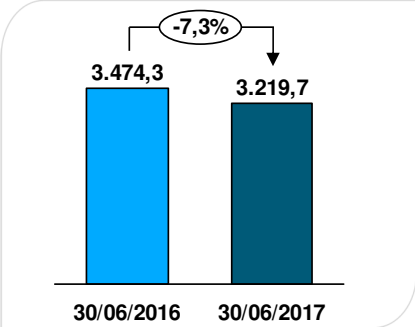
Evolução do Lucro Líquido
R$ milhões





Endividamento

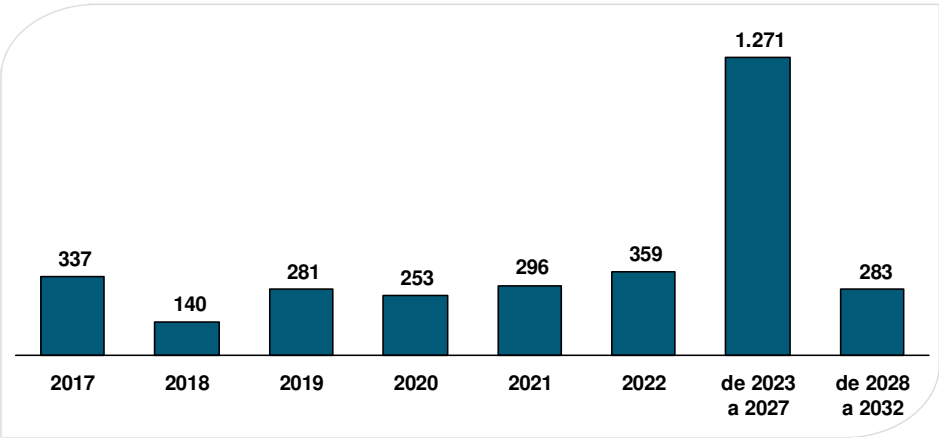
Dívida Bruta
R$ milhões



Em 30 de junho de 2017, a **dívida bruta total consolidada,** representada principalmente por empréstimos, financiamentos e debêntures, **totalizava R$ 3.219,7 milhões - decréscimo de 7,3%** (R$ 254,6 milhões) comparativamente à posição de 30 de junho de 2016, líquida dos efeitos de operações de *hedge*.

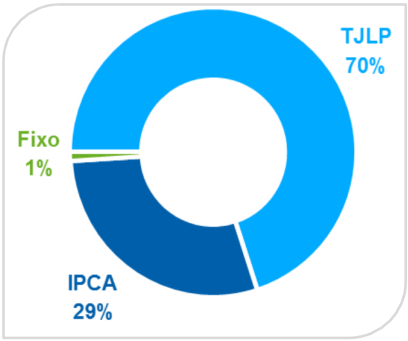
A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores ocorridos entre o 2T16 e o 2T17: (i) saques no BNDES e em seus agentes financeiros no valor total acumulado de R$ 226,6 milhões, destinados aos investimentos para modernização das Usinas Hidrelétricas 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$ 347,1 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$ 1.271,3 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures; e (v) R$ 143,0 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 2T17 foi **9,4%** (11,2% no 2T16).

Composição da Dívida



Em 30 de junho 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$ 1.510,2 milhões, aumento de 25,6%** em relação ao registrado ao fim do 2T16.



Dívida Líquida
R$ milhões

	30/06/2017	30/06/2016	Var. %
Dívida bruta	3.219,7	2.741,4	17,4
Resultado de operações com derivativos	0,0	899,3	-100,0
Dívida bruta, isenta de operações com derivativos	**3.219,7**	**3.640,7**	**-11,6**
Resultado de operações com derivativos	0,0	(166,5)	-100,0
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(204,0)	(166,9)	22,3
Caixa e equivalentes de caixa	(1.505,5)	(2.104,7)	-28,5
Dívida líquida total	**1.510,2**	**1.202,7**	**25,6**

Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia **no 2T17 foram de R$ 574,0 milhões**, dos quais (i) R$ 30,3 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; (ii) R$ 41,1 milhões, à modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago; (iii) 5,8 milhões para aquisição do Complexo Eólico Santo Agostinho; e (iv) R$ 496,8 milhões aplicados na construção de novas usinas - dos quais R$ 173,9 milhões foram destinados à construção da UTE Pampa Sul, R$ 177,7 milhões direcionados ao Complexo Eólico Campo Largo, R$ 67,5 milhões à Central Fotovoltaica Assú e R$ 77,7 milhões ao Complexo Eólico Santa Mônica.

Crédito de Dividendos

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia, em reunião realizada em 27 de julho de 2017, aprovou a distribuição de dividendos intercalares com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30 de junho de 2017, no valor de **R$ 938,9 milhões** (R$ 1,4384206188 por ação), representando um **payout de 100%** para o primeiro semestre de 2017 considerando o lucro líquido distribuível.

As ações da Companhia serão negociadas **ex-dividendos** intercalares a partir do dia **10 de agosto de 2017.** Os dividendos intercalares serão pagos posteriormente conforme definido pela Diretoria Executiva e comunicado por meio de Aviso aos Acionistas, com base nos dados cadastrais existentes no Itaú Unibanco Banco Múltiplo S.A. em 9 de agosto de 2017.

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 2017, das 31 usinas instaladas em 12 estados das cinco regiões do País, 12 (com potência somada que corresponde a 92,5% 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

- ✓ No dia 28 de abril, foi publicado o Relatório de Sustentabilidade 2016 da ENGIE Brasil Energia, em português, e no dia 19 de maio, em inglês. O relatório retrata o passado, o presente e o futuro da Companhia com destaque à gestão socioambiental. O Inventário de Emissões da Companhia é anexo ao Relatório. Disponíveis em versão *Web* e PDF no *website* www.engieenergia.com.br, Sustentabilidade / Finanças / Relatório de Sustentabilidade.
- ✓ Visando gerar maior engajamento e disseminação de temas relacionados à sustentabilidade e à ética, foi realizado nos dias 27, 28 e 29 de junho o 1º Seminário de Gestão Sustentável, na Sede da Companhia, transmitido a todas as Usinas por videoconferência, com participação de fornecedores, comunidade, empregados e sociedade civil em geral. A apresentação desse e de outros seminários estão disponíveis no *website* wwww.engieenergia.com.br, Sustentabilidade / Responsabilidade Social / Seminário de Gestão Sustentável.
- ✓ A Companhia ampliou o benefício de Licença Paternidade a seus empregados, de 5 para 20 dias. A ENGIE é uma empresa cidadã e já adota a prática para as mães há algum tempo.

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 2T17, associando cada indicador aos da GRI.



Indicadores de Sustentabilidade[1]

Item	Dimensão[2]	Indicador	Indicador GRI[3]	2T17	2T16	Variação	6M17	6M16	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	EU1, G4-9	31	28	3	31	28	3
2		Capacidade instalada operada (MW)	EU1, G4-9	8.790	8.729	0,7%	8.790	8.729	0,7%
3		Capacidade instalada própria (MW)	EU1, G4-9	7.069	7.008	0,9%	7.069	7.008	0,9%
4		Número de usinas certificadas	EU6, G4-15	12	14	-2	12	14	-2
5		Capacidade instalada certificada (MW)	EU6, G4-15	8.127	7.294	11,4%	8.127	7.294	11,4%
6		Capacidade instalada certificada em relação à total	EU6, G4-15	92,46%	83,56%	8,9 p.p.	92,46%	83,56%	8,9 p.p.
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis	EU1, G4-9	7.743	7.646	1,3%	7.743	7.646	1,3%
8		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total	EU1, G4-9	88,09%	87,59%	0,50 p.p.	88,09%	87,59%	0,50 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)	EU2	7.797	10.742	-27,4%	18.083	22.738	-20,5%
10		Geração de energia certificada	EU6, G4-15	7.413	9.700	-23,6%	17.449	20.057	-13,0%
11		Geração certificada em relação à total	EU6, G4-15	95,1%	90,3%	4,8 p.p.	96,5%	88,20%	8,3 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)	EU2	6.644	9.534	-30,3%	15.960	20.470	-22,0%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total	EU2	85,2%	88,8%	-3,6 p.p.	88,3%	90,00%	-1,7 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas	EU30	91,7%	97,0%	-5,3 p.p.	93,4%	96,60%	-3,2 p.p.
15		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas	EU30	86,9%	85,7%	1,2 p.p.	87,0%	86,00%	1,0 p.p.
16	Meio Ambiente	Total de mudas plantadas e doadas[4]	G4-EN27	58.639	68.878	-14,9%	110.738	166.395	-33,4%
17		Número de visitantes às usinas[4]	G4-26	30.527	34.276	-10,9%	36.920	45.664	-19,1%
18		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)	G4-EN15	1,0072	1,006	0,1%	0,9980	1,003	-0,5%
19		Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)	G4-EN15	0,149	0,146	2,1%	0,117	0,131	-10,7%
20	Saúde e Segurança no Trabalho (SST)	Nº médio de empregados[5]	G4-10, G4-LA1	1.050	1.116	-5,9%	1.051	1.115	-5,7%
21		Taxa de Frequência (TF) empregados próprios[6]	G4-LA6	0,000	0,000	-	0,000	0,000	-
22		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[7]	G4-LA6	0,000	0,000	-	0,000	0,000	-
23		Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços longo prazo[6]	G4-LA6	0,000	0,000	-	0,000	0,760	↓
24		Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviço curto prazo + obras em construção[6 8]	G4-LA6	0,000	-	-	0,000	-	-
25	Responsabilidade Social[9]	Investimentos não incentivados	G4-EC8, G4-SO1	670,40	2.219,94	-69,8%	1.238,50	3.394,97	-63,5%
26		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA	G4-EC8, G4-SO1	561,00	984,73	-43,0%	757,00	1.656,02	-54,3%
27		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet	G4-EC8, G4-SO1	430,00	1.358,70	-68,4%	4.737,00	6.802,20	-30,4%
28		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte	G4-EC8, G4-SO1	0,00	0,00	-	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	-	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	-	0,00	0,00	-
31		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso	G4-EC8, G4-SO1	48,40	0,00	100,0%	370,40	0,00	100,0%

Notas:

1) Mais indicadores encontram-se disponíveis no ITR (www.ENGIEenergia.com.br / Investidores / Informações Financeiras / ITRs, DFPs e Formulários de Referência e Cadastral)

2) Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.

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

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

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

6) TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco

7) TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco

8) 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.

9) 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 (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.

Importante destacar que no 2T17 foi finalizado o processo de Audiências promovido pela B3 acerca da evolução do Novo Mercado. A ENGIE Brasil Energia votou favoravelmente à totalidade das alterações propostas ao Regulamento, por entender como relevantes os avanços nos aspectos de transparência, equidade, prestação de constas e responsabilidade corporativa aplicáveis às empresas listadas no segmento. O novo Regulamento foi aprovado pela maioria das Companhias com direito a voto, passando a vigorar 3 meses após a sua divulgação. As Companhias já listadas terão 2 anos para adequação.

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 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 principal índice da B3 recuou 3,2% no 2T17 e obteve ganho de 2,9% no 2T16. Nos 6M17, a bolsa valorizou 4,4%, ante a 18,9 nos 6M16. A variação refletiu essencialmente a cautela dos investidores diante do conturbado cenário político brasileiro, principalmente diante das incertezas relacionadas às Reformas da Previdência e Trabalhista, em discussão no Congresso.

As ações da ENGIE Brasil Energia encerraram o 2T17 **com desvalorização de 4,1%**, resultado inferior ao obtido pelo Ibovespa, que caiu 3,2%, contudo, superando o Índice de Energia Elétrica (IEEX), que desvalorizou 4,7%. A EGIE3 fechou o trimestre cotada em R$ 33,92 por ação, **conferindo à Companhia valor de mercado de R$ 22,1 bilhões.**

No 2T17, o volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 32,5 milhões, 0,9% acima do registrado no 2T16, quando atingiu R$ 32,2 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: 28 de julho 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 28 de julho a 3 de agosto de 2017. Acesso pelo telefone: (11) 3127-4999 | código: 42748449 (português) e 82088131 (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	**30/06/2017**	**31/12/2016**
Ativo Circulante	**3.009.796**	**3.355.091**
Caixa e equivalentes de caixa	1.505.457	1.815.340
Contas a receber de clientes	726.559	824.079
Estoques	105.817	105.541
Créditos fiscais a recuperar	52.563	14.589
Combustível a reembolsar	54.299	49.472
Depósitos vinculados	16.317	8.760
Ganhos não realizados em operações de hedge de compromissos com fornecedores	3.909	1.490
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	26.064	26.064
Outros ativos circulantes	105.046	90.153
Ativo não circulante mantido para venda	413.765	419.603
Ativo Não Circulante	**11.803.763**	**11.064.600**
Realizável a Longo Prazo	**609.421**	**612.302**
Créditos fiscais a recuperar	29.404	37.991
Depósitos vinculados	209.815	185.768
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	204.025	180.183
Outros depósitos vinculados	5.790	5.585
Depósitos judiciais	153.812	149.730
Ganhos não realizados em operações de hedge de compromissos com fornecedores	-	1.965
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	157.983	171.015
Outros ativos não circulantes	58.407	65.833
Investimentos	**12.711**	**4.886**
Imobilizado	**10.924.781**	**10.194.898**
Intangível	**256.850**	**252.514**
Total	**14.813.559**	**14.419.691**



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

(Valores em R$ mil)		
Passivo	**30/06/2017**	**31/12/2016**
Passivo Circulante	**1.588.699**	**1.800.794**
Fornecedores	472.403	371.149
Dividendos e juros sobre o capital próprio	7.423	372.040
Empréstimos e financiamentos	294.370	283.196
Debêntures	42.180	16.547
Concessões a pagar	66.492	65.408
Imposto de renda e contribuição social a pagar	84.018	81.023
Outras obrigações fiscais e regulatórias	88.437	88.632
Obrigações trabalhistas	74.371	94.753
Provisões	35.962	35.001
Obrigações com benefícios de aposentadoria	27.219	27.219
Passivos relacionados a ativos mantidos para venda	152.194	159.496
Outros passivos circulantes	243.630	206.330
Passivo Não Circulante	**6.073.386**	**6.004.503**
Empréstimos e financiamentos	2.079.945	2.001.081
Debêntures	803.177	787.908
Concessões a pagar	2.331.859	2.281.968
Provisões	81.751	292.106
Obrigações com benefícios de aposentadoria	274.927	272.248
Imposto de renda e contribuição social diferidos	441.265	311.331
Outros passivos não circulantes	60.462	57.861
Patrimônio Líquido	**7.151.474**	**6.614.394**
Capital social	2.829.056	2.829.056
Reservas de lucros	2.945.923	3.336.013
Ajustes de avaliação patrimonial	433.846	446.158
Lucros acumulados	938.919	-
Participação de acionista não controlador	3.730	3.167
Total	**14.813.559**	**14.419.691**



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

(Valores em R$ mil)	2T17	2T16	Var. %	6M17	6M16	Var. %
Receita Líquida de Vendas	**1.681.943**	**1.570.687**	**7,1**	**3.287.855**	**3.173.342**	**3,6**
Custos da Energia Vendida e dos Serviços Prestados	**(946.971)**	**(924.247)**	**2,5**	**(1.773.323)**	**(1.840.529)**	**-3,7**
Energia elétrica comprada para revenda	(398.124)	(405.247)	-1,8	(776.783)	(794.570)	-2,2
Transações no mercado de curto prazo - em especial no âmbito da CCEE	(117.190)	(59.782)	96,0	(143.806)	(131.750)	9,2
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(104.796)	(95.007)	10,3	(208.084)	(189.351)	9,9
Combustíveis para geração	(241.424)	(36.868)	554,8	(270.057)	(89.592)	201,4
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(21.588)	(45.690)	-52,8	(56.780)	(96.996)	-41,5
Pessoal	(54.987)	(59.695)	-7,9	(103.647)	(115.581)	-10,3
Materiais e serviços de terceiros	(47.968)	(47.407)	1,2	(88.868)	(79.207)	12,2
Depreciação e amortização	(164.427)	(155.696)	5,6	(311.999)	(307.676)	1,4
Reversão (Constituição) de provisões operacionais	221.335	(545)	-40.711,9	221.710	(57)	-389.064,9
Outros	(17.802)	(18.310)	-2,8	(35.009)	(35.749)	-2,1
Lucro Bruto	**734.972**	**646.440**	**13,7**	**1.514.532**	**1.332.813**	**13,6**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(45.992)**	**(52.419)**	**-12,3**	**(89.789)**	**(100.192)**	**-10,4**
Despesas com vendas	(4.921)	(4.635)	6,2	(8.801)	(9.282)	-5,2
Despesas gerais e administrativas	(42.019)	(50.235)	-16,4	(82.695)	(94.110)	-12,1
Outras (despesas)/receitas operacionais, líquidas	948	2.451	-61,3	1.707	3.200	-46,7
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**688.980**	**594.021**	**16,0**	**1.424.743**	**1.232.621**	**15,6**
Resultado Financeiro	**(6.842)**	**(116.855)**	**-94,1**	**(78.470)**	**(245.008)**	**-68,0**
Receitas financeiras	62.639	93.997	-33,4	125.633	218.963	-42,6
Despesas financeiras	(69.481)	(210.852)	-67,0	(204.103)	(463.971)	-56,0
Resultado de Participações Societárias	**(601)**	**(244)**		**(1.699)**	**(244)**	
Equivalência patrimonial	(601)	(244)	0,0	(1.699)	(244)	0,0
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**681.537**	**476.922**	**42,9**	**1.344.574**	**987.369**	**36,2**
Imposto de renda	(132.813)	(106.486)	24,7	(286.988)	(225.006)	27,5
Contribuição social	(57.577)	(41.683)	38,1	(115.744)	(86.503)	33,8
Lucro Líquido do Exercício	**491.147**	**328.753**	**49,4**	**941.842**	**675.860**	**39,4**
Número de Ações Ordinárias	**652.742.192**	**652.742.192**		**652.742.192**	**652.742.192**	
Lucro Líquido por Ação	**0,7524**	**0,5036**	**49,4**	**1,4429**	**1,0354**	**39,4**



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

(Valores em R$ mil)	2T17	2T16	6M17	6M16
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	681.537	476.922	1.344.574	987.369
Ajustes para conciliar o lucro antes dos tributos ao caixa gerado nas operações:				
Resultado de participações societárias	601	244	1.699	244
Depreciação e amortização	166.574	157.695	316.304	311.813
Variação monetária	(36.154)	61.391	(1.348)	110.479
Juros	91.902	120.315	178.967	270.443
(Reversão) / Constituição de provisões operacionais	(221.857)	1.100	(223.246)	260
Outros	1.916	85	1.919	1.864
Lucro Ajustado	**684.519**	**817.752**	**1.618.869**	**1.682.472**
Aumento (redução) nos ativos				
Contas a receber de clientes	88.375	51.534	107.535	46.652
Combustível a reembolsar	58.354	(4.737)	(4.827)	21.486
Créditos fiscais a recuperar	(46.380)	(23.224)	(50.651)	(26.631)
Estoques	5.471	(5.226)	732	(15.442)
Depósitos vinculados e judiciais	1.151	42.974	(6.664)	(7.860)
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	6.516	6.516	13.032	13.032
Outros ativos	(32.821)	(9.175)	(20.398)	(35.779)
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	97.429	(313.286)	75.246	(256.744)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	3.289	(4.947)	2.252	(26.067)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(6.676)	(2.941)	(12.932)	(6.633)
Outros passivos	(24.225)	19.945	208	27.831
Caixa Gerado pelas Operações	**835.002**	**575.185**	**1.722.402**	**1.416.317**
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(65.743)	(166.911)	(176.060)	(244.516)
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(51.887)	(74.074)	(95.739)	(154.945)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	**717.372**	**334.200**	**1.450.603**	**1.016.856**
Atividades de Investimento	**(553.059)**	**(213.873)**	**(928.330)**	**(414.396)**
Aquisição de investimento, líquido do caixa e equivalentes das empresas adquiridos	-	-	-	(7.866)
Aumento de capital em controladas em conjunto	(3.015)	(2.385)	(4.762)	(2.385)
Aplicação no imobilizado e intangível	(537.524)	(209.103)	(909.301)	(401.760)
Caixa e equivalentes de subsidiárias transferidas para ativo mantido para venda	(9.505)	-	(9.505)	-
Outros	(3.015)	(2.385)	(4.762)	(2.385)
Atividades de Financiamento	**(510.178)**	**(279.077)**	**(832.156)**	**(894.591)**
Empréstimos e financiamentos obtidos	-	20.137	211.471	20.195
Empréstimos e financiamentos pagos	(80.313)	(57.220)	(149.318)	(344.979)
Parcelas de concessões pagas	(17.052)	(15.709)	(34.059)	(31.368)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(407.992)	(209.501)	(838.601)	(522.123)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(6.125)	(6.993)	(13.554)	(10.967)
Outros	1.304	(9.791)	(8.095)	(5.349)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**(345.865)**	**(158.750)**	**(309.883)**	**(292.131)**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa				
Saldo inicial	1.851.322	2.263.473	1.815.340	2.396.854
Saldo final	1.505.457	2.104.723	1.505.457	2.104.723
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**(345.865)**	**(158.750)**	**(309.883)**	**(292.131)**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa				
Juros e variação monetária capitalizados	37.227	25.426	72.088	51.087
Fornecedores de imobilizado e intangível	(15.682)	3.761	24.279	(23.061)
Compensação de imposto de renda e contribuição social	16.497	33.665	23.664	41.601
Estimativa para desembolsos futuros para aplicação no imobilizado	48.521	(1.232)	49.166	(2.259)
Parcelas remanescentes a pagar na aquisição de investimentos, líquidos dos depósitos vinculados	-	-	-	13.027