

ENGIE Brasil Energia arremata concessões de hidrelétricas que adicionarão 832 MW a seu parque gerador

Outros 605 MW de capacidade instalada serão somados com a aquisição do Complexo Eólico Umburanas

Florianópolis (SC), 26 de outubro 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 terceiro trimestre de 2017 (3T17). 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 registrou lucro líquido de R$ 358,0 milhões no 3T17 (R$ 0,5485/ação), valor 9,8% (R$ 38,9 milhões) abaixo do alcançado no terceiro trimestre de 2016 (3T16).
- ✓ O Ebitda[1] apurado no período foi de R$ 710,8 milhões, queda de 11,9% (R$ 96,3 milhões) em comparação ao 3T16. A margem Ebitda foi de 43,0% no 3T17, redução de 7,4 p.p. em relação ao 3T16.
- ✓ A receita líquida de vendas cresceu 3,2% (R$ 51,9 milhões) em comparação ao montante apurado no 3T16, totalizando R$ 1.654,7 milhões no 3T17.
- ✓ No 3T17, a Companhia vendeu 8.850 GWh (4.008 MW médios), volume 1,9% acima do comercializado no 3T16.
- ✓ O preço médio dos contratos de venda de energia, líquido das exportações e dos tributos sobre a receita, foi de R$ 181,04/MWh no 3T17, valor 0,1% inferior ao registrado no 3T16.
- ✓ No Leilão Aneel 01/2017, a EBE arrematou as concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, pelo valor de R$ 3,5 bilhões, pelo prazo de 30 anos, a partir do final do período de operação assistida. A aquisição adicionará 832 MW de capacidade instalada renovável ao parque gerador da Companhia.
- ✓ Em 23 de agosto, a Companhia comunicou a aquisição do projeto do Complexo Eólico Umburanas, com 605 MW de capacidade instalada, localizado no Município de Umburanas, no norte da Bahia. O valor total da aquisição é de R$ 15 milhões. A conclusão da operação depende do atendimento de condições precedentes.
- ✓ O Centro de Operação da Geração (COG), localizado na Sede da Companhia, assumiu a operação remota das Usinas Hidrelétricas Cana Brava (GO) e São Salvador (TO).
- ✓ A ENGIE Brasil Energia foi eleita a melhor Empresa do País em Governança Corporativa pelo anuário Época Negócios 360º.
- ✓ Pela oitava vez, a Companhia recebe o Troféu Transparência, organizado pela ANEFAC, Fipecafi e Serasa Experian.

Eventos Subsequentes

- ✓ Foi aprovado o crédito de R$ 424,5 milhões (R$ 0,6503333249 por ação) sob a forma de juros sobre o capital próprio referentes ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2017. As ações ficarão ex-juros sobre o capital próprio a partir do dia 10 de novembro 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 27/10/2017 às 11h (horário de Brasília): em português (tradução simultânea para inglês).

Mais detalhes na seção Próximo Evento, na página 22.

Visite nosso Site
www.ENGIEenergia.com.br

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

ENGIE Brasil Energia - Consolidado						
(Valores em R$ milhões)	**3T17**	**3T16**	**Var.**	**9M17**	**9M16**	**Var.**
Receita Líquida de Vendas (RLV)	1.654,7	1.602,8	3,2%	4.942,6	4.776,2	3,5%
Resultado do Serviço (EBIT)	546,7	648,7	-15,7%	1.969,7	1.881,1	4,7%
Ebitda [1]	710,8	807,1	-11,9%	2.451,8	2.351,5	4,3%
Ebitda / RLV - (%) [1]	43,0	50,4	-7,4 p.p.	49,6	49,2	0,4 p.p.
Lucro Líquido	358,0	396,9	-9,8%	1.299,9	1.072,7	21,2%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) [2]	27,1	25,4	1,7 p.p.	27,1	25,4	1,7 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) [3]	24,9	24,2	0,6 p.p.	24,9	24,2	0,6 p.p.
Dívida Líquida [4]	1.464,0	765,0	91,4%	1.464,0	765,0	91,4%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [5]	4.076	5.104	-20,1%	4.134	5.172	-20,1%
Energia Vendida (MW médios)	4.008	3.933	1,9%	4.033	3.960	1,8%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [6]	181,04	181,23	-0,1%	179,76	179,57	0,1%
Número de Empregados - Total	1.134	1.207	-6,0%	1.134	1.207	-6,0%
Empregados EBE	1.086	1.169	-7,1%	1.086	1.169	-7,1%
Empregados em Projetos em Construção	48	38	26,3%	48	38	26,3%

(1) Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização.
(2) ROE: lucro líquido médio dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido.
(3) ROIC: EBIT / capital investido (capital investido: dívida - caixa e eq. caixa - depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL).
(4) Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de *hedge*.
(5) Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.
(6) 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 3T17 foi de grandes realizações para a ENGIE Brasil Energia. Efetivamos importantes aquisições que fortalecem o posicionamento estratégico da Companhia, avançamos em projetos relevantes voltados à eficiência e rentabilidade, e fomos reconhecidos pelo mercado tanto do ponto de vista de prêmios como pelo desempenho das ações da Companhia.

O destaque do 3T17 foi a aquisição das usinas de Jaguara e Miranda, anteriormente operadas pela Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), no Leilão Aneel 01/2017, realizado no final do trimestre. A ENGIE Brasil Energia arrematou, por R$ 3,5 bilhões, as concessões (por 30 anos) das duas usinas, que acrescentarão à capacidade instalada da Companhia 424 MW e 408 MW, respectivamente.

Outro importante evento do período foi o início do processo de aquisição do Complexo Eólico Umbuaranas, de propriedade da Renova Energia. Com potencial eólico de 605 MW, dos quais 257,5 MW destinados ao mercado livre, 102,5 MW já contratados no mercado regulado e outros 245 MW a serem desenvolvidos futuramente pela EBE, o Projeto Umburanas deve iniciar operações comerciais em 2019. A aquisição, que ainda está sujeita ao cumprimento de condições precedentes, envolve recursos de R$ 15 milhões a serem pagos à Renova e ampliará nossa presença em energia renovável não convencional.

Somadas, as duas operações adicionarão 1.437 MW ao portfólio da EBE, ampliando em 16,3% nossa capacidade total. Encerramos o trimestre como a maior produtora independente de energia do Brasil.

Ao mesmo tempo em que fomos eficazes em nossa estratégia de aquisições, demos prosseguimento em outras frentes, relativas ao 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 345 MW, em implantação no Rio Grande do Sul. Estamos na fase de análise das propostas não vinculantes recebidas e estruturação da próxima fase.

Todos esses movimentos estão totalmente em linha com a estratégia global de transição energética, descarbonização e foco em energias renováveis do Grupo ENGIE em todo o mundo.

Outra frente de atuação da Companhia é a preparação para a participação no próximo leilão de transmissão de energia, que poderá possibilitar a entrada da ENGIE Brasil Energia nesse segmento como uma nova linha de negócio, complementar a nosso portfólio atual de geração de energia, ao qual acreditamos poder agregar valor.

Operacionalmente, continuamos focados na ampliação de nossa rentabilidade e eficiência. No trimestre em análise, completamos a inserção das Usinas Hidrelétricas de Cana Brava (GO) e São Salvador (TO) no sistema do Centro de Operação da Geração (COG), localizado na Sede da Companhia em Florianópolis (SC). Com isso, cinco usinas já são integralmente operadas remotamente a partir do COG, restando a ligação da Usina Hidrelétrica Passo Fundo e da Central Fotovoltaica Assú V ao sistema para completarmos o programa de centralização da operação definido para 2017.

Do ponto de vista financeiro, o resultado do trimestre foi impactado pelas operações de curto prazo – em especial as transações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), principalmente devido a forte crise hidrológica e o consequente despacho termelétrico, que impacta o Fator de Ajuste da Energia Assegurada (GSF). Mesmo com receita líquida de vendas crescendo 3,2%, e volume de energia vendida subindo 1,9%, o reflexo das transações na CCEE respondeu por grande parte da redução de 11,9% no EBITDA do 3T17, que totalizou R$ 710,8 milhões. O lucro líquido apresentou queda de 9,8% na comparação anual, somando R$ 358,0 milhões no trimestre, pela mesma razão. No acumulado do ano, contudo, registra-se crescimento de 4,3% no EBITDA e de 21,2% no lucro líquido.

A redução registrada no trimestre e as aquisições mencionadas acima não impactaram a política de distribuição de dividendos. Serão distribuídos R$ 424,5 milhões sob a forma de juros sobre o capital próprio, referentes ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2017. Os acionistas registrados em 9 de novembro de 2017 receberão este crédito em data a ser definida pela Diretoria Executiva.

Em resumo, estamos satisfeitos com os resultados de nossa estratégia, que sempre se pautou pela alocação de capital focada em retornos positivos e abordagem conservadora de gerenciamento de riscos. Acreditamos que o mercado tem reconhecido nosso desempenho: além da valorização de 11,3% no preço da ação nesse terceiro trimestre, a ENGIE Brasil Energia foi eleita a melhor Empresa do País em Governança Corporativa pelo anuário Época Negócios 360º e recebeu pela oitava vez o Troféu Transparência, organizado pela ANEFAC, Fipecafi e Serasa Experian. Esse reconhecimento nos honra e nos motiva a continuar atuando de maneira transparente, aderentes às melhores práticas de mercado, e gerando valor a nossos *stakeholders*.

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, encerrando o 3T17 com 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.



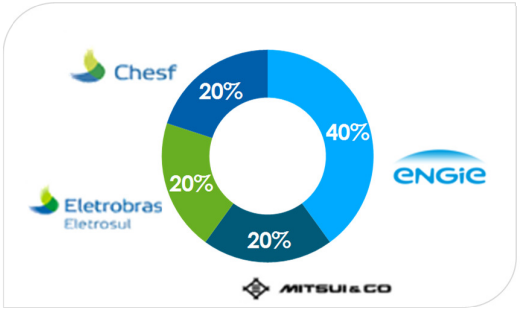
Expansão

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original da Concessão/	Energia assegurada (MW médios) Participação da
			Total	Participação da Companhia		
Jirau	Hidrelétrica	Rio Madeira (RO)	3.750,0	1.500,0	ago/43	882,0
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	*	341,0
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguari (MG)	408,0	408,0	*	198,2
Total			**4.582,0**	**2.332,0**		**1.421,2**

* 30 anos a partir do final do período de operação assistida.

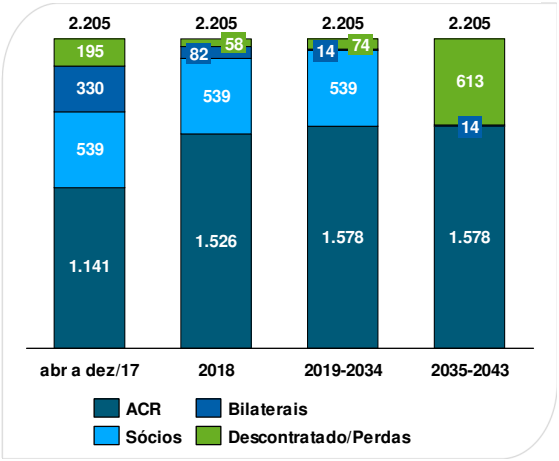
Jirau. A Energia Sustentável do Brasil S.A. (ESBR) é responsável pela construção, manutenção, operação e venda da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, Estado de Rondônia.

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.

No 3T17, a Usina gerou 720,0 MW médios, 61,1% acima dos 447,0 MW médios gerados no 3T16, 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 preparação do estudo continua em andamento e 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.



Jaguara. No Leilão 01/2017, realizado pela Aneel, em 27 de setembro de 2017, a Companhia arrematou a concessão da Usina Hidrelétrica Jaguara, localizada nos Municípios de Sacramento (MG) e Rifaina (SP), pelo valor de R$ 2,17 bilhões. A Usina, que iniciou suas atividades em 1971, possui capacidade instalada de 424 MW e energia assegurada de 341 MW médios. O prazo da concessão será de 30 anos, a partir do final do período de operação assistida.

A Usina possui contrato no ambiente regulado, em que 70% do total de sua energia são comercializados no regime de cotas, a um valor de R$ 107,51/MWh, e os 30% de energia restantes serão negociados no mercado livre.

Miranda. A EBE arrematou, no Leilão Aneel 01/2017, a concessão da Usina Hidrelétrica Miranda, localizada no Município de Indianópolis (MG), pelo valor de R$ 1,36 bilhão. A Usina entrou em operação comercial em 1998, com capacidade instalada de 408 MW e energia assegurada de 198,2 MW médios. Assim como a UHE Jaguara, seu prazo de concessão é de 30 anos a partir do final do período de operação assistida, 70% da energia será contratada no ambiente regulado via regime de cotas, a um valor de R$ 123,16/MWh, e os 30% restantes serão direcionados ao mercado livre.





ENGIE Geração Solar Distribuída. A Companhia atua desde 2016 no mercado de geração distribuída, por meio da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A., na qual detém 50% do capital. Esse movimento é uma resposta aos desafios de uma matriz energética dinâmica e mais próxima do consumidor final.

No 3T17, foram instalados 541 sistemas com capacidade para gerar 2.200 kWp, dos quais 480 (1.272 kWp) referem-se ao Programa Bônus Eficiente – Linha Fotovoltaica, no Estado de Santa Catarina, que finalizou o processo de vendas com a assinatura de mil contratos. Outros 61 sistemas foram instalados no 3T17, agregando 928 kWp. No final de setembro de 2017, a ENGIE Geração Solar Distribuída atingiu o total de 901 sistemas instalados com 4.981 kWp, estando presente em 11 Estados.

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**


UTE Pampa Sul - vista geral – chaminé, precipitador e boiler

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$ 230,9/MWh, atualizado até 30 de setembro 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*.

No 3T17, houve avanço significativo na montagem da correia transportadora de carvão e foram retomados os trabalhos na chaminé da Usina. A montagem eletromecânica do *boiler* está em andamento, assim como a montagem das torres de resfriamento, do precipitador eletrostático, dos sistemas de água e das torres de transferência de carvão. Assim, a obra atingiu progresso acumulado de 71,8%.

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

Complexo Eólico Campo Largo – Bahia (Fase I). O Complexo Eólico Campo Largo (CECL) é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, que serão desenvolvidos em etapas, cujo potencial de desenvolvimento é de 656,7 MW, sendo a Fase I com 326,7 MW e a Fase II com 330 MW de capacidade instalada. Todos os empreendimentos, estão localizados nos Municípios de Umburanas e Sento Sé, a aproximadamente 420 km da Cidade de Salvador, no Estado da Bahia. No Leilão A-5, de 28 de novembro de 2014, a ENGIE Brasil Energia comercializou, pelo prazo de 20 anos, 82,6 MW médios ao **preço de R$ 168,9/MWh, atualizado até 30 de setembro de 2017**, a serem gerados por seis parques eólicos, com capacidade instalada de 178,2 MW.


CE Campo Largo – concretagem das bases dos aerogeradores

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*.

Até o final do 3T17, 83% do total das bases dos aerogeradores foram concretadas e foi concluída a supressão vegetal dos acessos e a pavimentação em 50% dos acessos internos.

Na subestação, estão em andamento a execução das fundações dos pórticos, equipamentos de pátio e casa de comando e controle. Estão em execução a supressão vegetal e as fundações dos postes da rede de média tensão.

Em agosto, foi emitida anuência do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN) à licença de instalação da linha de transmissão, autorizando o início dos trabalhos de escavação das fundações das torres. Desde então, 88 das 116 torres já tiveram a faixa de servidão suprimida e 47 estão com a fundação concretada.

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$ 334,3/MWh, atualizado até 30 de setembro 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 3T17, foram concluídas as atividades de execução das fundações e de instalação dos dez conjuntos de inversores e transformadores, estando avançadas também as atividades de montagem das estruturas dos rastreadores solares, instalação dos painéis fotovoltaicos, interconexões de baixa e média tensão e a construção da Subestação Coletora Assú. Foram iniciadas ainda, no mês de setembro, as atividades de pré-comissionamento da Usina, de implantação da linha de transmissão e do *bay* de conexão na Subestação Açú 2, onde a Usina se conectará ao SIN.

Em 30 de agosto, a Usina teve seu programa de atividades aprovado pela Organização das Nações Unidas (ONU), ingressando no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) da entidade e gerará créditos de carbono ao evitar a emissão de 46.000 tCO2e/ano, por sete anos a partir de 2018.

A entrada em operação está prevista para dezembro de 2017.

Projetos em Desenvolvimento

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Participação da Companhia
Complexo Umburanas	Eólica	Umburanas (BA)	605,0	605,0
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			**2.371,8**	**2.371,8**

Complexo Eólico Umburanas. O Complexo tem **capacidade instalada total de 605 MW**, dos quais 257,5 MW serão destinados ao mercado livre e 102,5 MW foram comercializados no Leilão A-5/2014, totalizando 360 MW, com previsão de início de operação comercial para 2019. Os 245 MW remanescentes serão futuramente desenvolvidos pela EBE.

Localizado no Município de Umburanas (BA), o projeto foi adquirido pelo valor de R$ 15 milhões e será desenvolvido ao lado do Complexo Eólico Campo Largo, capturando sinergias durante a implantação e operação comercial. A finalização do processo de aquisição, iniciado em 23 de agosto de 2017, está sujeita ao atendimento de certas condições precedentes.

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 foi cadastrado nos próximos leilões de energia (A-4 e A-6) programados para ocorrer nos dias 18 e 20 de dezembro de 2017.



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 foi cadastrada nos próximos leilões de energia (A-4 e A-6) programados para ocorrer nos dias 18 e 20 de dezembro de 2017.

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.

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.

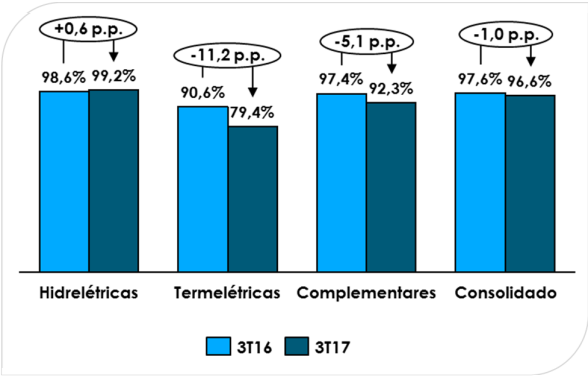
Disponibilidade

As usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de **96,6% no 3T17, desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 99,2% nas usinas hidrelétricas, 79,4% nas termelétricas e 92,3% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaica.

Considerando todas as paradas programadas, a disponibilidade global no terceiro trimestre de 2017 foi de 88,5%, sendo 95,5% nas usinas hidrelétricas, 36,4% nas termelétricas e 88,9% nas usinas de fontes complementares.

A disponibilidade das Usinas da Companhia no trimestre foi afetada principalmente pelas usinas termelétricas, sendo as causas, a alta vibração do mancal da turbina da Unidade 2 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda A, a revisão parcial da Usina Termelétrica Jorge Lacerda C e a indisponibilidade da Usina Termelétrica William Arjona até a suspensão da operação comercial desta.

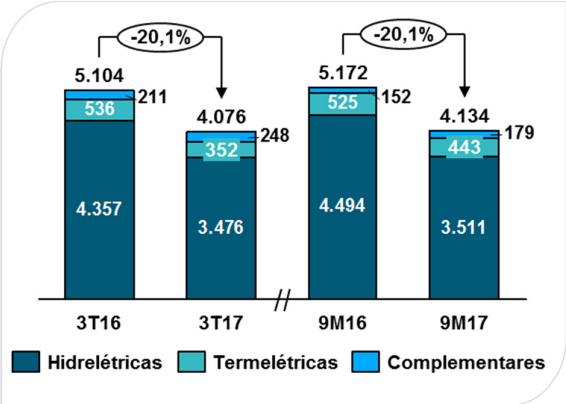
Disponibilidade
Desconsiderando as paradas programadas





Produção

Geração
MW médios



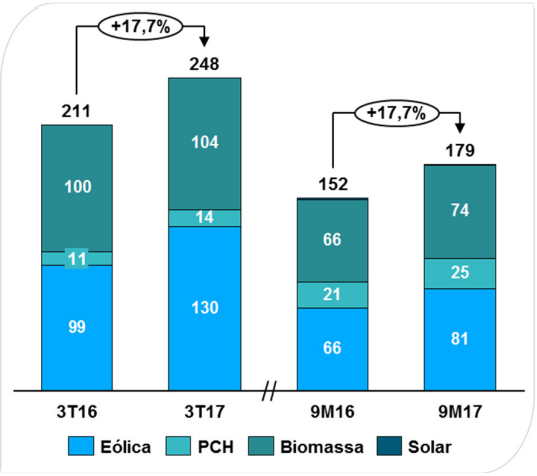
A produção de energia elétrica nas Usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 9.000 GWh (4.076 MW médios) no 3T17, resultado **20,1% inferior** à produção do 3T16. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 7.674 GWh (3.476 MW médios); as termelétricas, por 778 GWh (352 MW médios); e as complementares, por 548 GWh (248 MW médios). Esses resultados representam, respectivamente, reduções de 20,2% e 34,3% na geração das usinas hidrelétricas e termelétricas e aumento de 17,7% na geração das complementares, em comparação ao 3T16.

Ao comparar o 3T17 com o mesmo período do ano anterior, a redução na geração das usinas hidrelétricas 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 e à revisão parcial da unidade C do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, que se estendeu durante todo o trimestre. A elevação da geração das usinas complementares fica a cargo do Complexo Eólico Santa Mônica, que entrou em operação durante o 3T16, além do aumento da geração da Usina de Co-geração Lages.

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



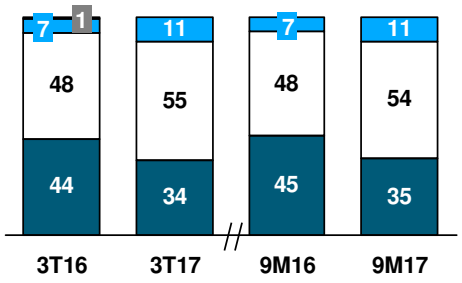
Clientes

No 3T17, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia alcançou 54,8% do total das vendas físicas e 50,3% do total da receita líquida de vendas, incremento de 6,7 p.p. e 5,6 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior.

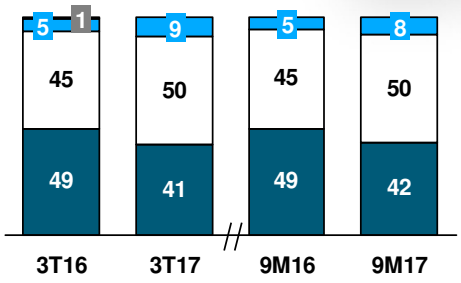
O crescimento da participação das vendas para consumidores livres reflete o maior volume de vendas de energia incentivada para clientes que migraram do ACR para o ACL, inclusive pela entrada em operação comercial do Complexo Santa Mônica.



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 0,01% nos 9M17.

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 setembro 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	3.509	3.933	3.961	3.970	3.985			
+ Compras para Revenda	1.215	1.062	742	454	330	324			
= Recursos Totais (A)	**4.713**	**4.571**	**4.675**	**4.415**	**4.300**	**4.309**			
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	218,8
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	240,3
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	250,7
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	225,6
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
1° 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	-	-	253,1
2014-EN-2019-25	-	-	295	295	295	295	183,5	mar-14	230,9
2014-EN-2019-25	-	-	10	10	10	10	206,2	nov-14	250,0
2014-EN-2019-20	-	-	83	83	83	83	139,3	nov-14	168,9
2015-EN-2018-20	-	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	211,2
8° Leilão de Reserva	-	9	9	9	9	9	303,0	nov-15	334,3
+ Vendas Bilaterais	2.876	2.879	2.450	1.871	1.290	901			
= Vendas Totais (B)	**4.133**	**4.191**	**4.149**	**3.458**	**2.877**	**2.488**			
Saldo (A - B)	**580**	**380**	**526**	**957**	**1.423**	**1.821**			
Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)**[2]:	179,5	177,0	182,1						
Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)**[3]:	167,2	174,2	183,1						

[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.

* Não considera a energia das Usinas Eólicas Beberibe, Pedra do Sal e Umburanas, da PCH Areia Branca, da UTE Willian Arjona e das UHEs Jaguara e Miranda.

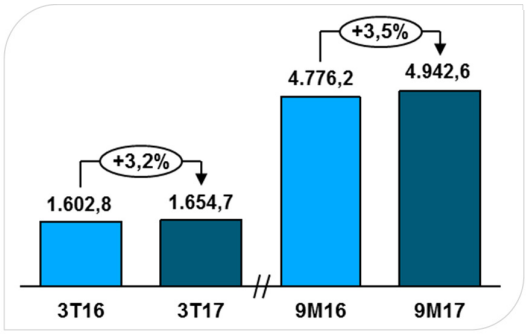


DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Receita Líquida de Vendas

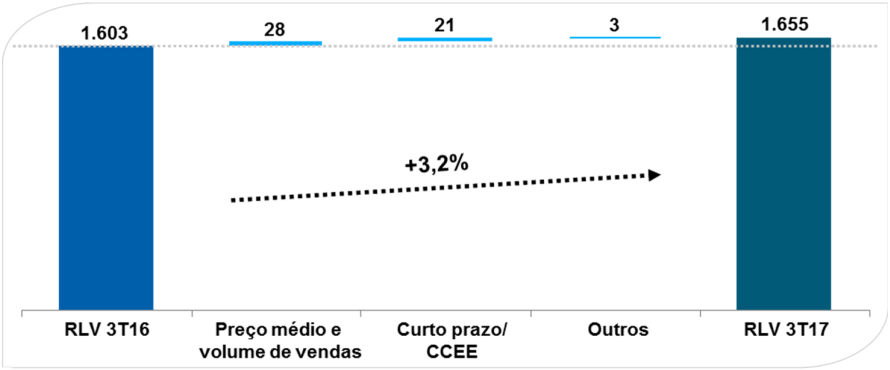
No 3T17, **a receita líquida de vendas apresentou aumento de 3,2%** (R$ 51,9 milhões), quando comparada à auferida no 3T16, passando de R$ 1.602,8 milhões para R$ 1.654,7 milhões.

Receita Líquida de Vendas
R$ milhões



Os principais fatores que resultaram essa variação foram: (i) R$ 28,3 milhões — elevação fruto da combinação do maior volume de energia vendida, parcialmente atenuada por menor preço médio de venda, líquido dos tributos sobre a receita; e (ii) R$ 20,9 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).

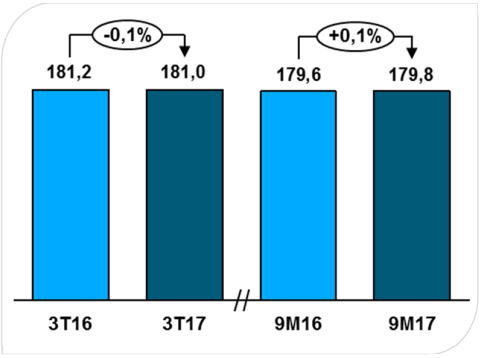
Evolução da Receita Líquida de Vendas
R$ milhões



✓ **Preço Médio Líquido de Venda**

O preço médio de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita, atingiu R$ 181,04/MWh no 3T17, **0,1% abaixo** do auferido no 3T16, cujo valor foi de R$ 181,23/MWh. A redução do preço ocorreu, essencialmente, em razão de novas contratações de venda para consumidores livres e comercializadoras com preços ligeiramente inferiores à média dos contratos vigentes, atenuada pelo término do contrato de Leilão de Energia Existente, no final de 2016.

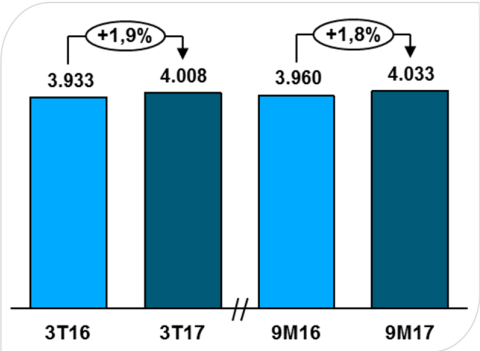
Preço Médio Líquido de Venda*
R$/MWh



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



Volume de Vendas
MW médios



✓ **Volume de Vendas**

A quantidade de energia vendida passou de 8.685 GWh (3.933 MW médios) no 3T16 para 8.850 GWh (4.008 MW médios) no 3T17, **aumento de 165 GWh** (75 MW médios). Tais variações decorreram, substancialmente, da combinação do acréscimo de venda de energia convencional para comercializadoras e de energia incentivada para consumidores livres, inclusive pela entrada em operação comercial do Complexo Santa Mônica, que possui energia assegurada de 47,4 MW médios, parcialmente atenuado pelo término de contratos de vendas existentes, em especial para distribuidoras.

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

✓ **Distribuidoras**

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 659,3 milhões no 3T17, montante **14,4% inferior** aos R$ 770,5 milhões auferidos no 3T16, variação ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) R$ 184,4 milhões — redução de 842 GWh (381 MW médios) na quantidade de vendas, passando de 3.851 GWh (1.744 MW médios) no 3T16 para 3.009 GWh (1.363 MW médios) no 3T17; e (ii) R$ 73,2 milhões — elevação de 9,5% 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 (343 MW médios), 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, substancialmente, 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$ 136,7 milhões, **67,1% superior** à receita auferida no 3T16, que foi de R$ 81,8 milhões. Essa ampliação resultou dos seguintes aspectos: (i) R$ 57,0 milhões — aumento de 414 GWh (187 MW médios) no volume de energia vendida, avançando de 580 GWh (263 MW médios) no 3T16 para 994 GWh (450 MW médios) no 3T17; e (ii) R$ 2,1 milhões — decréscimo de 2,5% 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). Assim como o ocorrido no 2T17, a redução do preço decorreu, principalmente, do término de contratos com preços superiores à média de preços praticados em novas contratações.

✓ **Consumidores Livres**

A **receita de venda a consumidores livres aumentou 14,6%**, passando de R$ 703,4 milhões no 3T16 para R$ 806,1 milhões no 3T17. Os seguintes eventos contribuíram para essa variação: (i) R$ 111,5 milhões — elevação de 671 GWh (304 MW médios) na quantidade de energia vendida, que passou de 4.176 GWh (1.891 MW médios) no 3T16 para 4.847 GWh (2.195 MW médios) no 3T17, 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; e (ii) R$ 8,8 milhões — redução de 1,3% no preço médio líquido de venda da energia. A exemplo do ocorrido com o preço de venda para comercializadoras, a queda do preço ocorreu, substancialmente, devido ao encerramento de contratos de venda com preços superiores à média dos praticados em novas contratações.

✓ **Exportação de Energia Elétrica**

No 3T16, a Companhia exportou 78 GWh (35 MW médios) de energia elétrica para a Argentina, ao preço médio de R$ 232,28/MWh, auferindo receita líquida de R$ 18,1 milhões. No trimestre em análise, não houve exportação de energia elétrica.

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

No 3T17, **a receita auferida no mercado de curto prazo,** - em especial no âmbito da CCEE, foi de R$ 41,5 milhões, enquanto no 3T16 foi de R$ 20,6 milhões, **elevação de R$ 20,9 milhões**. Mais informações 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 aumentaram em R$ 155,9 milhões (17,1%)**, passando de R$ 910,1 milhões no 3T16 para R$ 1.066,0 milhões no 3T17. Tais variações decorreram, essencialmente, do comportamento dos componentes a seguir:

✓ **Energia elétrica comprada para revenda:** elevação de R$ 49,1 milhões no 3T17 em comparação ao 3T16, reflexo, sobretudo, da combinação do que se segue: (i) R$ 117,7 milhões - aumento de 696 GWh (315 MW médios) de compras para mitigar os efeitos da exposição na CCEE, de obtenção de energia incentivada para revenda a consumidores livres e de aquisições para suprir os efeitos da manutenção da unidade C do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda no 3T17; e (ii) R$ 68,6 milhões – queda por redução do preço médio de compras, motivada principalmente pelo encerramento de contratos de compra de energia com preços superiores à média de preços praticados nos contratos vigentes e em novas contratações.

✓ **Transações no mercado de curto prazo - em especial no âmbito da CCEE:** no trimestre em análise, os custos com essas transações foram superiores em R$ 128,3 milhões. Os detalhes estão descritos a seguir em item específico.

✓ **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R$ 4,7 milhões entre os trimestres em análise, decorrente, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão.

✓ **Combustíveis para produção de energia elétrica:** decréscimo de R$ 18,2 milhões, ocasionado, substancialmente, pela 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$ 17,3 milhões entre os trimestres comparados, refletindo a menor geração das usinas hidrelétricas no 3T17, bem como a redução da Tarifa Atualizada de Referência (TAR) em 22,7% em 2017.

✓ **Pessoal:** redução de R$ 3,2 milhões em relação ao 3T16, 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.

✓ **Materiais e serviços de terceiros:** acréscimo de R$ 6,5 milhões entre os trimestres analisados. Tais custos referem-se, essencialmente, ao pagamento de honorário de êxito 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. Esse montante foi parcialmente atenuado por menor demanda de materiais e serviços de terceiros nas unidades geradoras da Companhia.

✓ **Depreciação e amortização:** ampliação de R$ 5,7 milhões entre os trimestres comparados, resultante, sobretudo, da combinação dos seguintes aspectos: (i) entrada em operação comercial do Complexo Eólico Santa Mônica; (ii) efeitos da capitalização de grandes manutenções; (iii) conclusão das obras de modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago (UHSS); e (iv) impactos decorrentes da redução ao valor recuperável dos ativos de geração termelétrica da Companhia.

✓ **Reversão de provisões operacionais líquidas:** efeito positivo de R$ 4,1 milhões entre os trimestres comparados. A variação apresentada resultou, principalmente, da reversão de provisão relativas à venda de óleo combustível da Usina Termelétrica de Alegrete e ao processo de descomissionamento da Usina Termelétrica de Charqueadas.

✓ **Outros custos:** A principal variação entre os trimestres em análise decorreu da baixa oriunda da venda de óleo combustível no montante de R$ 2,8 milhões da Usina Termelétrica de Alegrete no 3T17, cujo efeito foi compensado pela reversão da provisão supramencionada.

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

Operações de curto prazo são definidas como compra e venda de energia cujo objetivo principal é a gestão da exposição da Companhia na CCEE. O preço da energia nessas operações tem como característica o vínculo com o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O item engloba também as transações na CCEE, dado o caráter volátil e sazonal, portanto, de curto prazo, dos resultados advindos da contabilização na CCEE. Adicionalmente, as exposições positivas ou negativas são liquidadas à PLD, à semelhança das operações de curto prazo descritas acima.

Sobre as transações na CCEE, os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da CCEE são sintetizados numa fatura única (a receber ou a pagar), exigindo, portanto, seu registro na rubrica de receita ou de despesa. Cumpre ressaltar que, em razão de ajustes na estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia, vem se verificando mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura dos períodos em análise, sendo esse o motivo para a criação deste tópico. Assim, ele permite analisar oscilações dos principais elementos, apesar de terem sido alocados ora na receita, ora na despesa, conforme a natureza credora ou devedora da fatura à qual estão vinculados.



Genericamente, esses elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (ii) do Fator de Ajuste da Energia Assegurada (GSF — *Generation Scaling Factor*), que ocorre quando a geração das usinas que integram o MRE, em relação à energia alocada, é menor ou maior (Energia Secundária); (iii) do chamado "risco de submercado"; (iv) do despacho motivado pela Curva de Aversão ao Risco (CAR); (v) da aplicação dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), que resultam do despacho fora da ordem de mérito de usinas termelétricas; e (vi) naturalmente, da exposição (posição vendida ou comprada de energia na contabilização mensal), que será liquidada ao valor do PLD.

No 3T17 e no 3T16, os resultados líquidos (diferença entre receitas e custos — deduzidos dos tributos incidentes sobre as receitas e os custos) decorrentes de transações de curto prazo, inclusive as realizadas no âmbito da CCEE, foram negativos, em R$ 108,4 milhões e R$ 1,0 milhão, respectivamente.

Essa variação decorre, essencialmente, pela combinação dos seguintes fatores: (i) elevação dos efeitos negativos do GSF, já deduzidos dos efeitos positivos da repactuação do risco hidrológico, em razão do alto fator de *deficit* de geração hidrelétrica no 3T17; (ii) menor geração termelétrica no período em análise, ocasionada pela manutenção programada na unidade C do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda; e (iii) redução da receita no MRE no 3T17, devido a menor geração hidrelétrica em relação ao 3T16. Tais efeitos foram parcialmente atenuados pelo aumento da posição credora na CCEE, decorrente da estratégia de alocação dos recursos hídricos e da compra de energia, conforme mencionado no item Energia elétrica comprada para revenda, entre os trimestres comparados.

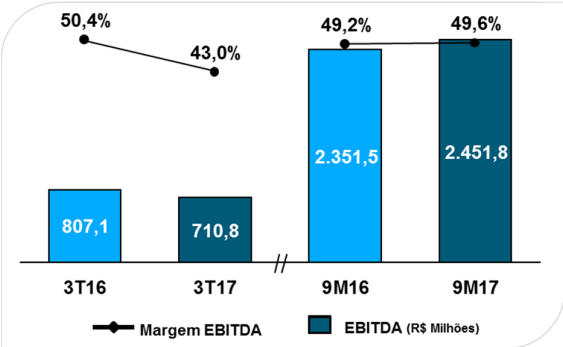
Cabe considerar que os expressivos aumentos do PLD médio entre os trimestres (conforme informados a seguir) contribuíram de maneira negativa em relação aos resultados decorrentes da aplicação do GSF e à exposição termelétrica; em contrapartida, gerou efeito positivo na receita relativa à posição credora na CCEE. Na comparação entre os trimestres, o PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste aumentou 282,5%, passando de R$ 114,03/MWh no 3T16 para R$ 436,20/MWh no 3T17.

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.

Ebitda e Margem Ebitda

Refletindo os efeitos anteriormente mencionados, **o Ebitda** do 3T17 foi de R$ 710,8 milhões, isto é, **R$ 96,3 milhões (11,9%) abaixo** do apurado no 3T16, que foi de R$ 807,1 milhões. A margem Ebitda foi de 43,0% no 3T17, decréscimo de 7,4 p.p. em relação ao 3T16.

Ebitda [1] e Margem Ebitda

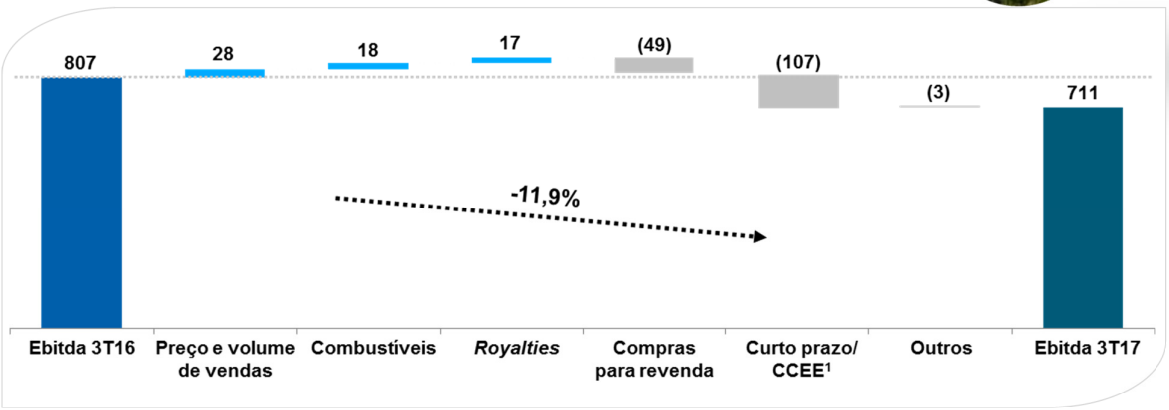


(1) Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização.

As reduções supracitadas são consequência da combinação dos seguintes fatores: (i) efeito negativo de R$ 107,4 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo - em especial as realizadas no âmbito da CCEE; (ii) elevação de R$ 49,1 milhões nas compras de energia para revenda; (iii) acréscimo de R$ 28,3 milhões na receita líquida de venda de energia contratada; (iv) decréscimo de R$ 18,2 milhões no custo com combustíveis; (v) queda de R$ 17,3 milhões nos custos com *royalties*; (vi) aumento de R$ 4,7 milhões nos encargos de uso de rede; e (vii) decréscimo de R$ 1,1 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)	3T17	3T16	Var. %	9M17	9M16	Var. %
Lucro líquido	358,0	396,9	-9,8	1.299,9	1.072,7	21,2
(+) Imposto de renda e contribuição social	138,2	186,4	-25,9	540,9	497,9	8,6
(+) Resultado financeiro	50,5	65,5	-22,9	128,9	310,5	-58,5
(+) Depreciação e amortização	164,1	158,0	3,9	480,4	469,9	2,2
Ebitda	710,8	806,8	-11,9	2.450,1	2.351,0	4,2
(+) Resultado de participações societárias	0,0	0,3	0,0	1,7	0,5	0,0
Ebitda ajustado	710,8	807,1	-11,9	2.451,8	2.351,5	4,3

Resultado Financeiro

Receitas financeiras: no 3T17, as receitas financeiras atingiram R$ 38,6 milhões, isto é, **R$ 64,7 milhões (62,6%) abaixo** dos R$ 103,3 milhões auferidos no 3T16, em razão, substancialmente: (i) do decréscimo de R$ 57,0 milhões na receita com aplicações financeiras, em virtude do menor volume de recursos investidos e da queda na taxa de juros; (ii) da queda de R$ 3,9 milhões na variação monetária de depósitos judiciais; e (iii) da diminuição de R$ 1,5 milhão nos juros sobre contas a receber na CCEE.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 3T17 foram de R$ 89,1 milhões, isto é, **R$ 79,7 milhões (47,2%) abaixo** das registradas no 3T16, que foi de R$ 168,8 milhões. As principais variações observadas foram: (i) redução de R$ 41,9 milhões nos juros e variação monetária sobre dívidas, em virtude de decréscimo de dívida bruta e queda da inflação; (ii) diminuição de R$ 32,1 milhões na variação monetária sobre as concessões a pagar, visto a queda dos índices inflacionários; e (iii) decréscimo de R$ 8,0 milhões nos juros e na variação monetária sobre provisões e passivo atuarial.

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

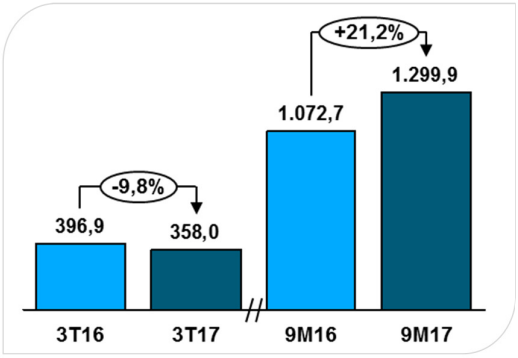
As despesas com IR e CSLL no 3T17 foram de R$ 138,2 milhões, valor inferior em R$ 48,2 milhões (25,9%) ao do mesmo trimestre de 2016, que foi de R$ 186,4 milhões, em decorrência, principalmente, dos seguintes itens: (i) redução do lucro antes dos tributos; e (ii) início dos incentivos fiscais da Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (Sudam) da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra e da Usina Hidrelétrica de Estreito concedidos em 2017.



Lucro Líquido

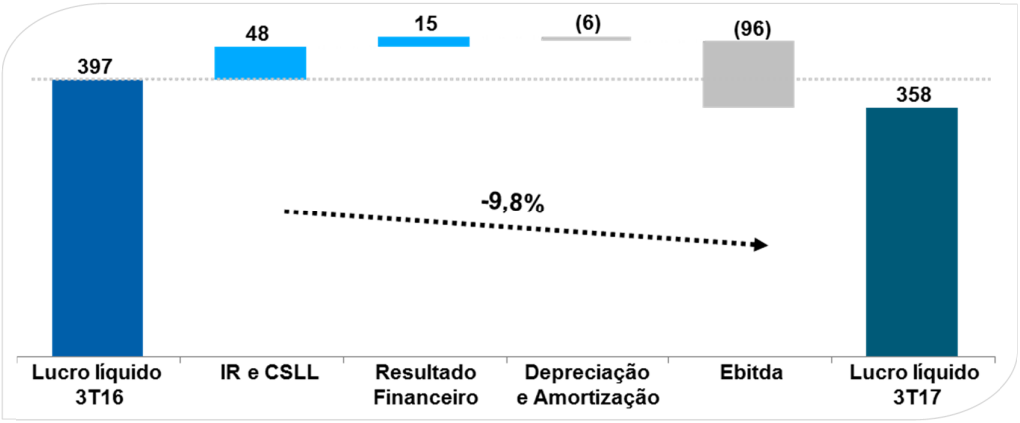
O lucro líquido do 3T17 foi de R$ 358,0 milhões, **R$ 38,9 milhões (9,8%) inferior** aos R$ 396,9 milhões apresentados no 3T16.

Lucro Líquido
R$ milhões



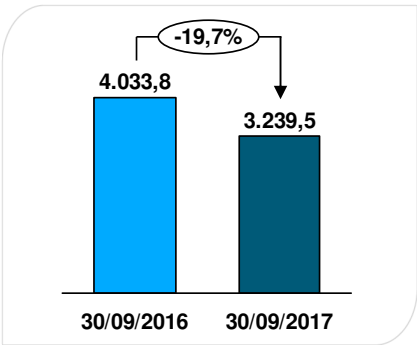
Esse decréscimo é efeito dos seguintes fatores: (i) redução de R$ 96,3 milhões no Ebitda; (ii) efeito positivo de R$ 15,0 milhões do resultado financeiro; (iii) aumento de R$ 6,1 milhões da depreciação e amortização; (iv) diminuição de R$ 48,2 milhões do imposto de renda e da contribuição social; e (v) resultado positivo de equivalência patrimonial de R$ 0,3 milhão.

Evolução do Lucro Líquido
R$ milhões



Endividamento

Dívida Bruta
R$ milhões

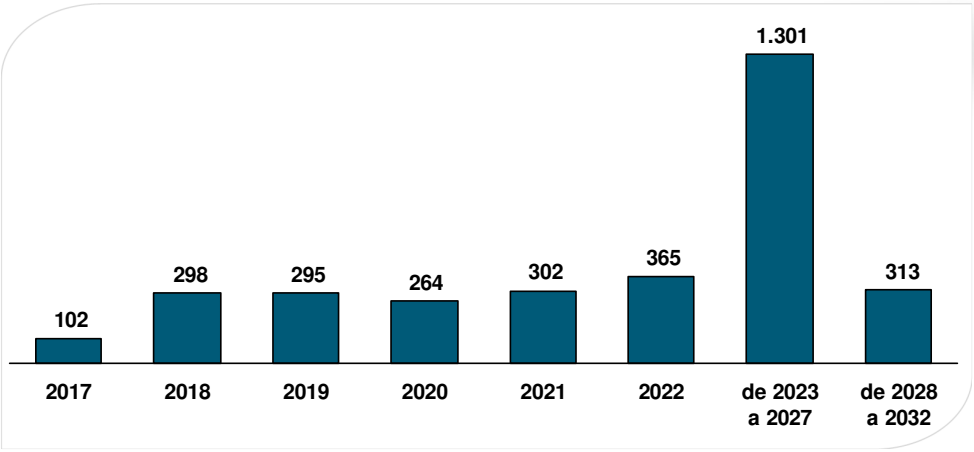


A **dívida bruta total consolidada**, representada principalmente por empréstimos, financiamentos e debêntures, **totalizava R$ 3.239,5 milhões** ao final do 3T17 **- decréscimo de 19,7%** (R$ 794,3 milhões) comparativamente à posição de 30 de setembro de 2016, líquida dos efeitos de operações de *hedge*.

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores ocorridos entre o 3T16 e o 3T17: (i) saques no BNDES e em seus agentes financeiros no valor total acumulado de R$ 320,3 milhões, destinados aos investimentos para modernização das Usinas Hidrelétricas Passo Fundo, Salto Santiago e do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, bem como para a construção do Complexo Eólico Santa Mônica; (ii) geração de R$ 314,3 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária e cambial; (iii) R$ 1.289,9 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures; e (iv) R$ 139,0 milhões em transferência de financiamentos de subsidiárias reclassificadas para ativo mantido para venda.

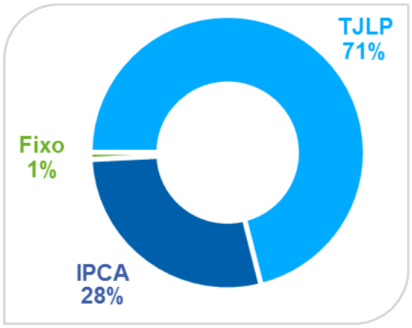


Cronograma de Vencimento da Dívida
R$ milhões



O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do 3T17 foi **9,1%** (11,7% no 3T16).

Composição da Dívida



Em 30 de setembro 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$ 1.464,0 milhões, aumento de 91,4%** em relação ao registrado ao fim do 3T16.

Dívida Líquida
R$ milhões

	30/09/2017	30/09/2016	Var. %
Dívida bruta	3.239,5	4.210,5	-23,1
Resultado de operações com derivativos	0,0	(176,7)	-100,0
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(214,0)	(183,5)	16,6
Caixa e equivalentes de caixa	(1.561,5)	(3.085,3)	-49,4
Dívida líquida total	**1.464,0**	**765,0**	**91,4**

Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia **no 3T17 foram de R$ 503,2 milhões**, dos quais (i) R$ 52,6 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador e; (ii) R$ 450,6 milhões aplicados na construção de novas usinas - R$ 264,1 milhões foram aplicados na construção da UTE Pampa Sul, R$ 131,8 milhões direcionados ao Complexo Eólico Campo Largo e R$ 54,7 milhões à Central Fotovoltaica Assú.



Crédito de Juros sobre o Capital Próprio

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou em reunião realizada em 26 de outubro de 2017, o crédito de juros sobre o capital próprio referentes ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2017 no montante de R**$ 424,5 milhões (R$ 0,6503333249 por ação)**.

As ações da Companhia serão negociadas **ex-juros a partir do dia 10 de novembro de 2017**. Esses proventos serão pagos em data a ser posteriormente definida pela Diretoria Executiva e a comunicação se dará por Aviso aos Acionistas.

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 setembro 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 operada 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

- ✓ Em agosto, houve o lançamento das novas versões do Código de Ética e Guia Práticas Éticas da Companhia. Esta reedição, aprovada pelo Conselho de Administração, foi revisada e incorporou o resultado do processo de reflexão que ocorreu tanto na Companhia como no nosso Grupo Controlador. Esses documentos consolidam os princípios e as diretrizes éticas que devem conduzir a atuação da Companhia, baseados em uma visão moderna da ética aplicada aos negócios, e compartilhada com nossos *stakeholders*. Conheça tais documentos em http://www.engieenergia.com.br/wps/portal/internet/investidores/governanca-corporativa/codigos-e-politicas.
- ✓ A Companhia foi premiada no 5º Ranking Sustentar de Inovação, promovido pelo Instituto Sustentar, recebendo o 1º Lugar na categoria "Serviços Sustentáveis" com o programa de Diagnóstico de Eficiência Energética para clientes.

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 3T17, associando cada indicador aos da GRI.



Indicadores de Sustentabilidade[1]

Item	Dimensão[2]	Indicador	Indicador GRI[3]	3T17	3T16	Variação	9M17	9M16	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	EU1, G4-9	31	29	2	31	29	2
2		Capacidade instalada operada (MW)	EU1, G4-9	8.790	8.748	0,5%	8.790	8.748	0,5%
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%	83,38%	9,1 p.p.	92,46%	83,38%	9,1 p.p.
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis	EU1, G4-9	7.743	7.665	1,0%	7.743	7.665	1,0%
8		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total	EU1, G4-9	88,09%	87,62%	0,47 p.p.	88,09%	87,62%	0,47 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)	EU2	9.000	11.270	-20,1%	27.083	34.008	-20,4%
10		Geração de energia certificada	EU6, G4-15	8.452	10.262	-17,6%	25.901	30.320	-14,6%
11		Geração certificada em relação à total	EU6, G4-15	93,9%	91,1%	2,8 p.p.	95,6%	89,20%	6,4 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)	EU2	8.222	10.086	-18,5%	24.182	30.550	-20,8%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total	EU2	91,4%	89,5%	1,9 p.p.	89,3%	89,80%	-0,5 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas	EU30	96,6%	97,6%	-1,0 p.p.	94,5%	97,00%	-2,5 p.p.
15		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas	EU30	88,5%	88,5%	0,0 p.p.	87,5%	86,90%	0,6 p.p.
16	Meio Ambiente	Total de mudas plantadas e doadas[4]	G4-EN27	58.490	77.960	-25,0%	169.228	244.355	-30,7%
17		Número de visitantes às usinas[4]	G4-26	27.090	25.957	4,4%	64.010	71.621	-10,6%
18		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)	G4-EN15	1,0878	0,9985	8,9%	1,0223	1,0018	2,1%
19		Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)	G4-EN15	0,103	0,1320	-22,0%	0,113	0,1310	-13,9%
20	Saúde e Segurança no Trabalho (SST)	Nº médio de empregados[5]	G4-10, G4-LA1	1.048	1.128	-7,1%	1.050	1.126	-6,7%
21		Taxa de Frequência (TF) empregados próprios[6]	G4-LA6	4,100	1,870	↑	1,380	0,650	↑
22		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[7]	G4-LA6	0,016	0,009	↑	0,006	0,003	↑
23		Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços longo prazo[6]	G4-LA6	1,990	4,210	↓	1,040	1,970	↓
24		Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviço curto prazo + obras em construção[6][8]	G4-LA6	1,200	-	-	0,620	-	-
25	Responsabilidade Social[9]	Investimentos não incentivados	G4-EC8, G4-SO1	959,30	702,10	36,6%	2.197,80	2.490,50	-11,8%
26		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA	G4-EC8, G4-SO1	694,50	421,59	64,7%	1.451,50	2.178,48	-33,4%
27		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet	G4-EC8, G4-SO1	1.745,10	2.940,95	-40,7%	6.482,10	8.771,73	-26,1%
28		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte	G4-EC8, G4-SO1	300,00	100,00	200,0%	300,00	310,00	-3,2%
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	12,20	0,00	100,0%	382,60	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 *Key Performance Indicator* (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.



Ao final do 3T17, a Bolsa divulgou o novo Regulamento do Novo Mercado. A ENGIE Brasil Energia votou favoravelmente à totalidade das alterações propostas no regulamento, por entender como relevantes os avanços nos aspectos de transparência, equidade, prestação de constas e responsabilidade corporativa aplicáveis às empresas listadas no segmento. As Companhias devem implementar as novas exigências até o início de 2021, e aquelas que se sobrepõem às regras já estabelecidas anteriormente passam a vigorar a partir de 2018. A Companhia, percebendo nas novas exigências valor à sua gestão e governança, está empreendendo esforços para implementação das mudanças com maior brevidade possível. Um grupo de trabalho já foi composto, e o planejamento e estudo das ações já estão em curso.

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

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

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

MERCADO DE CAPITAIS

Desde sua adesão ao Novo Mercado da B3, a ENGIE Brasil Energia passou a integrar o Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada (IGC) e o Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado (ITAG), que reúnem as companhias que oferecem ao acionista minoritário proteção maior em caso de alienação do controle. Suas ações integram o Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE), que reúne empresas com reconhecido comprometimento com a responsabilidade corporativa, além do Índice 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

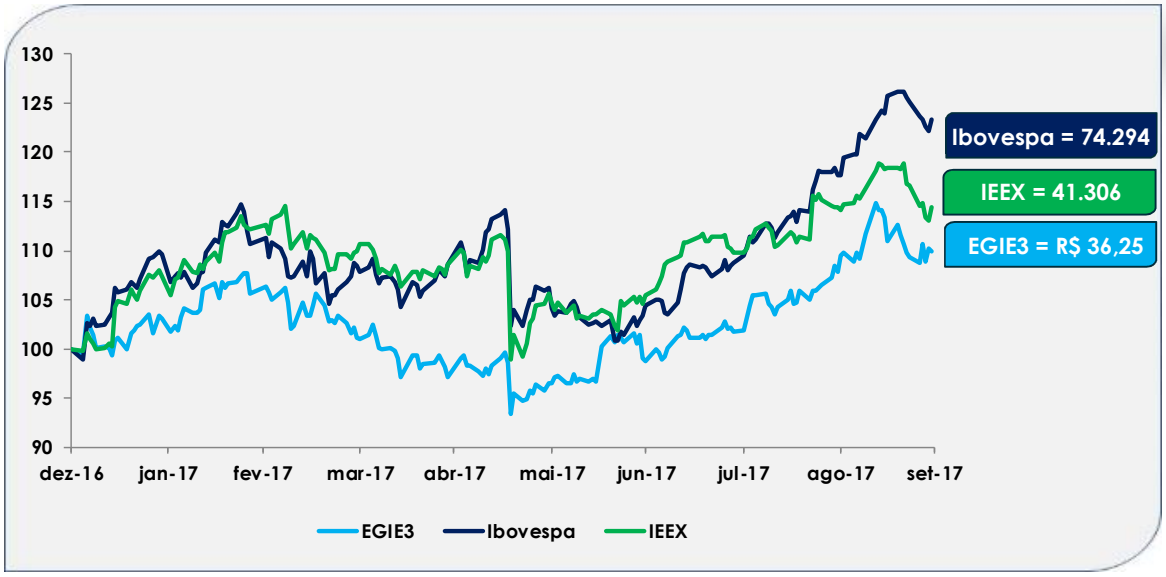
No 3T17, o principal índice da B3 obteve ganho de 18,1%, enquanto que, no mesmo período de 2016, valorizou 13,3%. Nos 9M17, o índice aumentou 23,4% (34,6% em 9M16). O forte desemprenho do Ibovespa reflete essencialmente avanços domésticos, como a desaceleração da inflação, a queda dos juros e os sinais de recuperação da economia.

As ações da ENGIE Brasil Energia fecharam o 3T17 **com valorização de 11,3%**, resultado significativamente superior ao registrado no 3T16, quando subiu 2,9% e acima do Índice do Setor Elétrico (IEEX), que apresentou aumento de 8,4% no 3T17. A cotação alcançada pela EGIE3 no final do 3T17 foi de R$ 36,25/ação**, conferindo à Companhia valor de mercado de R$ 23,7 bilhões.**

No 3T17, o volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 31,4 milhões, 0,5% abaixo do registrado no 3T16, quando atingiu R$ 31,6 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: 27 de outubro 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 27 de outubro a 2 de novembro de 2017. Acesso pelo telefone: (11) 3127-4999 | código: 58081665 (português) e 48181980 (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	**30/09/2017**	**31/12/2016**
Ativo Circulante	**3.091.044**	**3.355.091**
Caixa e equivalentes de caixa	1.561.517	1.815.340
Contas a receber de clientes	745.497	824.079
Estoques	105.631	105.541
Créditos fiscais a recuperar	52.959	14.589
Combustível a reembolsar	47.857	49.472
Depósitos vinculados	11.845	8.760
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	26.064	26.064
Outros ativos circulantes	124.657	91.643
Ativo não circulante mantido para venda	415.017	419.603
Ativo Não Circulante	**12.144.681**	**11.064.600**
Realizável a Longo Prazo	**552.812**	**612.302**
Créditos fiscais a recuperar	21.400	37.991
Depósitos vinculados	219.978	185.768
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	213.981	180.183
Outros depósitos vinculados	5.997	5.585
Depósitos judiciais	99.542	149.730
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	151.467	171.015
Outros ativos não circulantes	60.425	67.798
Investimentos	**14.717**	**4.886**
Imobilizado	**11.310.933**	**10.194.898**
Intangível	**266.219**	**252.514**
Total	**15.235.725**	**14.419.691**



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

(Valores em R$ mil)		
Passivo	**30/09/2017**	**31/12/2016**
Passivo Circulante	**2.508.927**	**1.800.794**
Fornecedores	449.457	371.149
Dividendos e juros sobre o capital próprio	946.332	372.040
Empréstimos e financiamentos	308.216	283.196
Debêntures	17.792	16.547
Concessões a pagar	66.958	65.408
Imposto de renda e contribuição social a pagar	129.576	81.023
Outras obrigações fiscais e regulatórias	83.793	88.632
Obrigações trabalhistas	91.754	94.753
Provisões	20.657	35.001
Obrigações com benefícios de aposentadoria	27.219	27.219
Passivos relacionados a ativos mantidos para venda	147.050	159.496
Outros passivos circulantes	220.123	206.330
Passivo Não Circulante	**6.169.876**	**6.004.503**
Empréstimos e financiamentos	2.108.925	2.001.081
Debêntures	804.574	787.908
Concessões a pagar	2.361.929	2.281.968
Provisões	81.028	292.106
Obrigações com benefícios de aposentadoria	275.780	272.248
Imposto de renda e contribuição social diferidos	470.357	311.331
Outros passivos não circulantes	67.283	57.861
Patrimônio Líquido	**6.556.922**	**6.614.394**
Capital social	2.829.056	2.829.056
Reservas de lucros	2.953.637	3.336.013
Ajustes de avaliação patrimonial	411.568	446.158
Lucros acumulados	358.640	-
Participação de acionista não controlador	4.021	3.167
Total	**15.235.725**	**14.419.691**



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

(Valores em R$ mil)	3T17	3T16	Var. %	9M17	9M16	Var. %
Receita Líquida de Vendas	**1.654.738**	**1.602.820**	**3,2**	**4.942.593**	**4.776.162**	**3,5**
Custos da Energia Vendida e dos Serviços Prestados	**(1.066.020)**	**(910.044)**	**17,1**	**(2.839.343)**	**(2.750.573)**	**3,2**
Energia elétrica comprada para revenda	(462.691)	(413.617)	11,9	(1.239.474)	(1.208.187)	2,6
Transações no mercado de curto prazo - em especial no âmbito da CCEE	(149.955)	(21.627)	593,4	(293.761)	(153.377)	91,5
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(107.760)	(103.089)	4,5	(315.844)	(292.440)	8,0
Combustíveis para geração	(18.325)	(36.525)	-49,8	(288.382)	(126.117)	128,7
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(31.699)	(48.977)	-35,3	(88.479)	(145.973)	-39,4
Pessoal	(56.923)	(60.121)	-5,3	(160.570)	(175.702)	-8,6
Materiais e serviços de terceiros	(58.710)	(52.188)	12,5	(147.578)	(131.395)	12,3
Depreciação e amortização	(161.782)	(156.062)	3,7	(473.781)	(463.738)	2,2
Reversão de provisões operacionais	4.207	106	3.868,9	225.917	49	460.955,1
Outros	(22.382)	(17.944)	24,7	(57.391)	(53.693)	6,9
Lucro Bruto	**588.718**	**692.776**	**-15,0**	**2.103.250**	**2.025.589**	**3,8**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(42.069)**	**(43.782)**	**-3,9**	**(131.858)**	**(143.974)**	**-8,4**
Despesas com vendas	(3.652)	(4.128)	-11,5	(12.453)	(13.410)	-7,1
Despesas gerais e administrativas	(39.122)	(39.843)	-1,8	(121.817)	(133.953)	-9,1
Outras receitas operacionais, líquidas	705	189	273,0	2.412	3.389	-28,8
Resultado de Participações Societárias	**6**	**(274)**		**(1.693)**	**(518)**	
Equivalência patrimonial	6	(274)	0,0	(1.693)	(518)	0,0
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**546.655**	**648.720**	**-15,7**	**1.969.699**	**1.881.097**	**4,7**
Resultado Financeiro	**(50.458)**	**(65.460)**	**-22,9**	**(128.928)**	**(310.468)**	**-58,5**
Receitas financeiras	38.613	103.317	-62,6	164.246	322.280	-49,0
Despesas financeiras	(89.071)	(168.777)	-47,2	(293.174)	(632.748)	-53,7
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**496.197**	**583.260**	**-14,9**	**1.840.771**	**1.570.629**	**17,2**
Imposto de renda	(97.265)	(135.449)	-28,2	(384.253)	(360.455)	6,6
Contribuição social	(40.885)	(50.928)	-19,7	(156.629)	(137.431)	14,0
Lucro Líquido do Exercício	**358.047**	**396.883**	**-9,8**	**1.299.889**	**1.072.743**	**21,2**
Número de Ações Ordinárias	**652.742.192**	**652.742.192**		**652.742.192**	**652.742.192**	
Lucro Líquido por Ação	**0,5485**	**0,6080**	**-9,8**	**1,9914**	**1,6434**	**21,2**



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

(Valores em R$ mil)	3T17	3T16	9M17	9M16
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	496.197	583.260	1.840.771	1.570.629
Ajustes para conciliar o lucro antes dos tributos ao caixa gerado nas operações:				
Depreciação e amortização	164.119	158.068	480.423	469.881
Reversão da provisão para redução ao valor recuperável	(14.540)	-	(14.540)	-
Variação monetária	(1.327)	36.493	(2.675)	146.972
Juros	80.643	113.686	259.610	384.129
(Reversão) / Constituição de provisões operacionais	(20.220)	(130)	(243.466)	130
Outros	13.365	581	16.983	2.689
Lucro Ajustado	**718.237**	**891.958**	**2.337.106**	**2.574.430**
Aumento (redução) nos ativos				
Contas a receber de clientes	(17.402)	(51.811)	90.133	(5.159)
Combustível a reembolsar	6.442	63.066	1.615	84.552
Créditos fiscais a recuperar	4.571	(1.264)	(46.080)	(27.895)
Estoques	3.094	7.681	3.826	(7.761)
Depósitos vinculados e judiciais	59.201	15.337	52.537	7.477
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	6.516	6.516	19.548	19.548
Outros ativos	(20.075)	20.578	(40.473)	(15.201)
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	(61.178)	11.891	14.068	(244.853)
Imposto de renda e contribuição social a pagar	5.561	2.428	5.561	5.407
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(12.369)	7.414	(10.117)	(18.653)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(6.956)	(3.363)	(19.888)	(9.996)
Outros passivos	14.233	37.789	14.441	62.641
Caixa Gerado pelas Operações	**699.875**	**1.008.220**	**2.422.277**	**2.424.537**
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(62.518)	(115.654)	(238.578)	(360.170)
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(86.791)	(77.865)	(182.530)	(232.810)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	**550.566**	**814.701**	**2.001.169**	**1.831.557**
Atividades de Investimento	**(495.644)**	**(343.973)**	**(1.423.974)**	**(758.369)**
Aquisição de investimento, líquido do caixa e equivalentes das empresas adquiridos	(15.627)	(7.419)	(25.151)	(20.055)
Aplicação no imobilizado e intangível	(473.686)	(336.554)	(1.382.987)	(738.314)
Caixa e equivalentes de subsidiárias transferidas para ativo mantido para venda	(6.331)	-	(15.836)	-
Atividades de Financiamento	**1.138**	**509.897**	**(831.018)**	**(384.694)**
Empréstimos e financiamentos obtidos	109.472	601.584	320.943	621.779
Empréstimos e financiamentos pagos	(77.170)	(67.466)	(226.488)	(412.445)
Parcelas de concessões pagas	(17.205)	(16.128)	(51.264)	(47.496)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(9)	(11)	(838.610)	(522.134)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(5.780)	(10.375)	(19.334)	(21.342)
Outros	(8.170)	2.293	(16.265)	(3.056)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**56.060**	**980.625**	**(253.823)**	**688.494**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa				
Saldo inicial	1.505.457	2.104.723	1.815.340	2.396.854
Saldo final	1.561.517	3.085.348	1.561.517	3.085.348
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**56.060**	**980.625**	**(253.823)**	**688.494**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa				
Juros e variação monetária capitalizados	41.506	32.470	113.594	83.557
Fornecedores de imobilizado e intangível	41.884	(10.438)	66.163	(33.499)
Compensação de imposto de renda e contribuição social	6.458	12.130	30.122	53.731
Estimativa para desembolsos futuros para aplicação no imobilizado	(9.979)	(2.640)	39.187	(4.899)
Valores a pagar vinculados à aquisição de investimentos	(4.786)	-	(4.786)	13.027