

ENGIE Brasil Energia anuncia Ebitda de R$ 807,1 milhões no 3T16 e credita juros sobre o capital próprio de R$ 432,5 milhões

Central Eólica Santa Mônica entra em operação, adicionando 18,9 MW de energia renovável não convencional ao parque gerador da Companhia

Florianópolis (SC), 27 de outubro de 2016. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia" ou "Companhia") — BM&FBovespa: EGIE3, ADR: EGIEY —, anuncia os resultados financeiros relativos ao terceiro trimestre e ao período acumulado de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2016 (3T16 e 9M16). 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, no terceiro trimestre de 2016 (3T16), lucro líquido de R$ 396,9 milhões (R$ 0,6080/ação), valor 14,2% (R$ 49,3 milhões) acima do alcançado no terceiro trimestre de 2015 (3T15).
- ✓ O Ebitda[1] apurado no período foi de R$ 807,1 milhões, aumento de 4,6% (R$ 35,4 milhões) em comparação ao 3T15. A margem Ebitda foi de 50,4% no 3T16, aumento de 3,3 p.p. em relação ao 3T15.
- ✓ A receita líquida de vendas reduziu 2,3% (R$ 37,2 milhões) em comparação ao montante apurado no 3T15, totalizando R$ 1.602,8 milhões no 3T16.
- ✓ O preço médio dos contratos de venda de energia, líquido das exportações e dos tributos sobre a receita, foi de R$ 181,2/MWh no 3T16, valor 4,9% superior ao registrado no mesmo período de 2015.
- ✓ No terceiro trimestre de 2016 a Companhia vendeu 8.685 GWh (3.933 MW médios), volume 2,1% menor que o comercializado no 3T15.
- ✓ No dia 28 de setembro de 2016, a Companhia iniciou a operação em teste do primeiro parque do Complexo Eólico Santa Mônica, a Central Eólica Santa Mônica, com capacidade instalada de 18,9 MW. A operação comercial teve início gradativo em outubro de 2016.
- ✓ O case de P&D em Energia Solar Fotovoltaica da ENGIE Brasil Energia está entre os 27 projetos que receberam o Troféu Onda Verde na 23º edição do Prêmio Expressão de Ecologia, no dia 26 de agosto de 2016, durante o Fórum de Gestão Sustentável, na Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina (Fiesc). É o prêmio mais relevante da Região Sul, de acordo com o IBAMA.

Eventos Subsequentes

- ✓ Foi aprovado o crédito de R$ 432,5 milhões (R$ 0,6625893121 por ação) sob a forma de juros sobre o capital próprio referentes ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2016. As ações ficarão ex-juros sobre o capital próprio a partir do dia 11 de novembro de 2016.
- ✓ O Conselho de Administração da Companhia nomeou o Sr. Carlos Freitas para o cargo de Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia, o qual assumirá a posição a partir de janeiro de 2017.
- ✓ Em outubro de 2016, a Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra (MT/MS) e as pequenas centrais hidrelétricas Rondonópolis e José Gelázio (ambas em MT) passaram a ser comandadas remotamente a partir do **Centro de Operação de Geração (COG)**, montado na sede em Florianópolis (SC). Em 2017, mais três hidrelétricas entrarão no sistema: Cana Brava (GO), São Salvador (TO) e Passo Fundo (RS).

Para Divulgação Imediata

Mais informações:

Eduardo Sattamini
Diretor-Presidente, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
eduardo.sattamini@engie.com

Rafael J. Caron Bósio
Gerente de Relações com Investidores
rafael.bosio@engie.com
Tel.: (48) 3221-7221

ri.BREnergia@engie.com

Teleconferência com *webcast*
Dia 28/10/2016 às 11h (horário de Brasília): em português (tradução simultânea para inglês).

Mais detalhes na seção Próximo Evento, na página 19.

Visite nosso Site
www.ENGIEenergia.com.br

Resumo dos Indicadores Econômicos e Operacionais

ENGIE Brasil Energia - Consolidado						
(Valores em R$ milhões)	**3T16**	**3T15**	**Var.**	**9M16**	**9M15**	**Var.**
Receita Líquida de Vendas (RLV)	1.602,8	1.640,0	-2,3%	4.776,2	4.802,8	-0,6%
Resultado do Serviço (EBIT)	649,0	618,7	4,9%	1.881,6	1.698,7	10,8%
Ebitda [1]	807,1	771,7	4,6%	2.351,5	2.147,6	9,5%
Ebitda / RLV - (%) [1]	50,4	47,1	3,3 p.p.	49,2	44,7	4,5 p.p.
Lucro Líquido	396,9	347,6	14,2%	1.072,7	901,6	19,0%
Dívida Líquida [2]	765,0	1.682,7	-54,5%	765,0	1.682,7	-54,5%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) [3]	5.104	5.590	-8,7%	5.172	5.279	-2,0%
Energia Vendida (MW médios)	3.933	4.016	-2,1%	3.960	4.115	-3,8%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [4]	181,23	172,82	4,9%	179,57	170,06	5,6%
Número de Empregados	1.169	1.176	-0,6%	1.169	1.176	-0,6%

(1) Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + despesas financeiras, líquidas + 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 2016
MSCI 2015 Constituent MSCI Global Sustainability Indexes



MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

É um prazer reportar que nesse terceiro trimestre de 2016 – o meu primeiro como Diretor-Presidente da Companhia -, registramos aumento do Ebitda e do lucro líquido e efetivamos a mudança oficial da marca ENGIE Brasil Energia também no mercado de capitais. As ações da Companhia já estão sendo negociadas sob o ticker "EGIE3" na BM&FBovespa, e "EGIEY" no mercado de balcão americano.

Nosso plano de expansão seguiu de acordo com o planejado, e temos atualmente 781,7 MW em construção, que devem estar em total operação até o início de 2019. Adicionalmente, existe a perspectiva da parcela da ENGIE Brasil Participações Ltda na Usina Hidrelétrica Jirau ser transferida para a Companhia, o que agregará 1.500 MW de capacidade instalada ao parque gerador, e a nossa expectativa é que esse processo se inicie em breve. No segmento de geração solar distribuída, demos importantes passos para viabilizar incremento substancial da carteira de clientes comerciais e residenciais, nos próximos trimestres.

Um dos principais destaques do período foi a entrada em operação, em testes, do primeiro parque do Complexo Eólico Santa Mônica. A Central Eólica Santa Mônica está agregando 18,9 MW de capacidade instalada de energia renovável não convencional, foco de crescimento do Grupo ENGIE. Vale lembrar que esse empreendimento se localiza próximo ao Complexo Eólico Trairi, e desfrutará de sinergias advindas de estruturas já existentes e em operação, como subestação e linha de transmissão. Os outros três parques do Complexo devem iniciar suas operações ao longo do quarto trimestre de 2016 e primeiro trimestre de 2017.

O aumento no Ebitda de 4,6% ao longo do trimestre decorreu, principalmente da redução dos custos com combustível e compras de energia para revenda e da elevação na receita líquida de venda de energia contratada, compensando o efeito negativo nas transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive as realizadas no âmbito da CCEE, da ordem de R$ 99,9 milhões. Vale ressaltar também, que a Companhia iniciou um programa de melhoria de performance, buscando otimização de processos e redução de custos, que começarão em breve a mostrar resultados.

A expansão no Ebitda, aliada ao melhor resultado financeiro no período, foram os fatores que mais contribuíram para a Companhia registrar crescimento de 14,2% no lucro líquido no período, em comparação ao 3T15, totalizando R$ 396,9 milhões.

De acordo com nossa política de dividendos, serão creditados R$ 432,5 milhões sob a forma de juros sobre o capital próprio, a todos os nossos acionistas registrados na data de 10 de novembro de 2016.

A ENGIE Brasil Energia seguirá executando sua estratégia, avançando com seu plano de expansão e aproveitando oportunidades de crescimento que se encaixem no posicionamento estratégico do Grupo. Nossa posição como maior comercializadora no mercado livre de energia, aliada à qualidade de nossos ativos e a prudente estratégia de *funding* e gestão financeira nos colocam em uma posição confortável, nos permitindo ser confiantes na capacidade de criação de valor.

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



DESEMPENHO OPERACIONAL

Parque Gerador

Com a entrada gradativa em operação comercial da Central Eólica Santa Mônica, de 18,9 MW, localizada no Município de Trairi, Estado do Ceará, a capacidade instalada total da ENGIE Brasil Energia foi elevada para 7.027,2 MW. O parque gerador da Companhia passa a contar com 29 usinas, sendo nove hidrelétricas, cinco termelétricas e 15 complementares — biomassas, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), eólicas e solar -, das quais 25 pertencem integralmente à Companhia e quatro (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito, e a biomassa Ibitiúva Bioenergética) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.

Parque Gerador da ENGIE Brasil Energia

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original da Concessão/Autorização
			Total	Participação da Companhia/Grupo	
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	out/30
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0	set/28
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	403,9	jul/32
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO/MA)	1.087,0	435,6	nov/37
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.078,0	1.078,0	set/28
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	ago/33
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	set/28
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	abr/37
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	set/34
Total - Hidrelétricas			**7.270,3**	**5.559,7**	
Complexo Jorge Lacerda[1]	Termelétrica	Capivari de Baixo (SC)	857,0	857,0	set/28
William Arjona	Termelétrica	Campo Grande (MS)	190,0	190,0	abr/29
Charqueadas[2]	Termelétrica	Charqueadas (RS)	36,0	36,0	set/28
Total - Termelétricas			**1.083,0**	**1.083,0**	
Ferrari	Biomassa	Pirassununga (SP)	80,5	80,5	jun/42
Ibitiúva Bioenergética	Biomassa	Pitangueiras (SP)	33,0	22,9	abr/30
Complexo Trairi[3]	Eólica	Trairi (CE)	115,4	115,4	set/41
Lages	Biomassa	Lages (SC)	28,0	28,0	out/32
Rondonópolis	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6	dez/32
Beberibe	Eólica	Beberibe (CE)	25,6	25,6	ago/33
José Gelazio da Rocha	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	23,7	23,7	dez/32
Areia Branca	PCH	Rio Manhuaçu (MG)	19,8	19,8	mai/30
Santa Mônica[4]	Eólica	Trairi (CE)	18,9	18,9	jan/45
Pedra do Sal	Eólica	Parnaíba (PI)	18,0	18,0	out/32
Cidade Azul	Solar	Tubarão (SC)	3,0	3,0	não aplicável[5]
Tubarão P&D	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável[5]
Total - Complementares			**394,6**	**384,5**	
Total			**8.747,9**	**7.027,2**	

[1] Complexo composto de três usinas.
[2] A partir de 2016 a UTE Charqueadas teve sua capacidade nominal de geração reduzida pela metade, visando minimizar os impactos da Resolução 500 da Aneel.
[3] Complexo composto por quatro usinas.
[4] A Central Eólica Santa Mônica, pertencente ao complexo de mesmo nome, entrou em operação comercial gradativa em outubro de 2016.
[5] Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW, o instrumento legal aplicável é o registro.

Expansão

Projetos em Construção

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original da Concessão/Autorização
			Total	Participação da Companhia/Grupo	
Jirau *	Hidrelétrica	Rio Madeira (RO)	3.750,0	1.500,0	ago/43
Pampa Sul	Termelétrica	Candiota (RS)	340,0	340,0	mar/50
Complexo Campo Largo - Fase I	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	326,7	326,7	jul/50
Complexo Santa Mônica	Eólica	Trairi (CE)	78,3	78,3	jan/45
Assú V	Solar	Assú (RN)	36,7	36,7	jun/51
Total			**4.531,7**	**2.281,7**	

(*) Existe perspectiva de a parcela da ENGIE Brasil Participações Ltda. no projeto ser transferida para a ENGIE Brasil Energia.



Jirau. A Energia Sustentável do Brasil (ESBR) é a empresa de propósito específico responsável pela construção, manutenção, operação e venda da energia a ser gerada pela Usina Hidrelétrica Jirau, em construção em Porto Velho, Estado de Rondônia. A ENGIE Brasil Participações Ltda., controladora da Companhia, detém participação de 40% no projeto, enquanto a Chesf, a Eletrosul (subsidiárias da Eletrobras) e a Mitsui & Co. Ltd. permanecem com 20% cada uma.



Vista aérea da UHE Jirau (set/16)

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 (3.300 MW de potência e 1.975,3 MW médios de capacidade comercial), 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 (e 3.750 MW de potência). Em 10 de novembro de 2015, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou, na Portaria nº 337, a nova capacidade comercial da UHE Jirau, passando de 2.184,3 MW médios para 2.205,1 MW médios, a partir dessa data. O acréscimo concedido de 20,5 MW médios equivale à revisão das perdas hidráulicas da Usina Hidrelétrica Jirau. Como consequência desse acréscimo, a ESBR comercializou, no Leilão de Energia A-1, realizado em 13 de dezembro de 2015, 18 MW médios adicionais.

A Usina Hidrelétrica Jirau **atingiu sua energia assegurada total em julho de 2015 com o início da operação da 33ª unidade.** Com esse marco, a Usina está cumprindo suas obrigações comerciais no mercado regulado, independentemente da resolução final acerca do excludente de responsabilidade em decorrência dos eventos de vandalismo ocorridos em 2011 e 2012.

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 quando operar em plena capacidade — volume equivalente a mais de 50% das emissões da aviação civil no Brasil em 2013, de acordo com dados da Agência Nacional de Aviação Civil (Anac). Em setembro de 2016, a ONU divulgou a primeira emissão de créditos de carbono (1,7 milhão) gerados pela Usina Hidrelétrica Jirau durante o período de comissionamento: julho de 2014 a fevereiro de 2015. Esta primeira emissão concluiu um ciclo iniciado em 2008, ocasião em que a Usina Hidrelétrica Jirau foi concebida como projeto apoiado pelo Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).

Em janeiro de 2016, a Aneel aprovou o pedido da ESBR de adesão à repactuação do risco hidrológico, dessa maneira os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) dos Leilões A-5/2008 e A-3/2011 terão proteção contra o déficit hidrelétrico acima de 8% e 10%, respectivamente.

Os CCEARs arcarão com prêmio pela cobertura do risco hidrológico nos valores de R$ 2,5/MWh e de R$ 1,25/MWh para os Leilões A-5/2008 e A-3/2011, respectivamente. Os créditos decorrentes da repactuação amortizarão os valores do prêmio de risco até julho de 2025 (para o Leilão A-5/2008) e março de 2027 (para o Leilão A-3/2011).

O projeto possui 45 unidades em operação comercial, mais três unidades, já sincronizadas, gerando em teste. As duas últimas unidades estão em fase de comissionamento eletromecânico. A quantidade de energia gerada pela Usina, no 3T16, foi de 415 MW médios e o Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) atingiu 99,6%.

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



UTE Pampa Sul - visão panorâmica do site

Usina Termelétrica Pampa Sul – Rio Grande do Sul. A UTE Pampa Sul está sendo implantada no Município de Candiota, Estado do Rio Grande do Sul, e terá capacidade instalada de 340 MW. A planta utilizará como combustível para geração de energia o carvão mineral da jazida também situada em Candiota. Esta será conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) por uma linha de transmissão de 525 kv na subestação Candiota II, a ser construída pela Companhia.



Seus 294,5 MW médios de capacidade comercial foram comercializados ao preço total de R$ 201,98/MWh, pelo prazo de 25 anos, a partir de 1° de janeiro de 2019, no Leilão A-5, realizado em 28 de novembro de 2014. O investimento aprovado para a construção da Usina foi de aproximadamente R$ 1,8 bilhão (em novembro de 2014). Ainda em novembro de 2014, a Companhia protegeu a parcela do investimento em moeda estrangeira contra efeitos da variação cambial, por meio de operações de *hedge*.

A UTE Pampa Sul foi aprovada como empreendimento prioritário para geração de energia pela Portaria n° 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 terceiro trimestre de 2016, a obra atingiu progresso acumulado da ordem de 40%, tendo como marco principal o início da montagem das estruturas metálicas da caldeira. Sob a ótica ambiental, foram obtidas no período as licenças de instalação para a Linha de Transmissão e Correia Transportadora de Carvão.

Complexo Eólico Campo Largo – Bahia (Fase I). O Complexo Eólico Campo Largo (CECL) é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, cujo potencial de desenvolvimento é de 506,1 MW. Todos os empreendimentos, que serão desenvolvidos em etapas, estão localizados nos Municípios de Umburanas e Sento Sé, a aproximadamente 420 km da Cidade de Salvador, no Estado da Bahia. No Leilão A-5, de 28 de novembro de 2014, **a ENGIE Brasil Energia comercializou 82,6 MW médios ao valor médio total de R$ 139,29/MWh, pelo prazo de 20 anos,** a partir de 1° de janeiro de 2019, a serem gerados por seis parques eólicos, com capacidade instalada de 178,2 MW. Outros cinco parques eólicos do Complexo, com capacidade instalada total de 148,5 MW (75,2 MW médios), serão desenvolvidos nessa etapa do projeto, sendo a energia possivelmente direcionada ao Ambiente de Contratação Livre (ACL). O investimento aprovado para os 11 parques foi de aproximadamente R$ 1,7 bilhão (em junho de 2014). A parcela denominada em moeda estrangeira foi protegida contra efeitos da variação cambial, por meio de operações de *hedge*.

Em setembro de 2016, sancionou-se o decreto que declara de utilidade pública, para fins de desapropriação, as áreas do acesso externo ao Complexo Eólico Campo Largo e iniciaram-se os serviços na área do alojamento. O início das obras civis está previsto para outubro de 2016 e a operação comercial é esperada para o quarto trimestre de 2018.

Complexo Eólico Santa Mônica – Ceará. Em construção no Município de Trairi, Estado do Ceará, o Complexo Eólico Santa Mônica será composto dos seguintes empreendimentos e das respectivas capacidades instaladas: Central Eólica Estrela, 29,7 MW; Central Eólica Cacimbas, 18,9 MW; Central Eólica Santa Mônica, 18,9 MW; e Central Eólica Ouro Verde, 29,7 MW. O empreendimento está localizado próximo ao Complexo Eólico Trairi, de 115,4 MW (já em operação comercial), e poderá desfrutar de sinergia advinda de estruturas existentes, como subestação e linha de transmissão. A Companhia está investindo aproximadamente R$ 460 milhões (em março de 2014) no Complexo, que incrementará em 97,2 MW de energia renovável não convencional seu parque gerador, após a entrada em operação comercial de todas as unidades geradoras. No Leilão A-3, de 21 de agosto de 2015, **a ENGIE Brasil Energia comercializou 46,0 MW médios,** pelo prazo de 20 anos a partir de 1° de janeiro de 2018, a um Índice de Custo Benefício (ICB) médio de R$ 181,49/MWh e Custo Econômico de Curto Prazo (CEC) médio de R$ 6,96/MWh, resultando num **preço médio de venda de R$ 188,45/MWh** ou R$ 75,9 milhões de receita fixa anual.



Central Eólica Ouro Verde: montagem com Eolift

No 3T16, foram energizadas as linhas de transmissão das quatro Centrais Eólicas (CEs) que compõem o Complexo Eólico Santa Mônica. Em 21 de julho, foram obtidas as Licenças de Operação das CEs Cacimbas e Santa Mônica, tendo a última entrado em operação em teste. As obras avançam nas demais CEs, que entrarão gradualmente em operação comercial, entre os meses de novembro de 2016 a março de 2017.

Central Fotovoltaica Assú V. Em novembro de 2015, a Companhia comercializou, por intermédio de empresa controlada, **9,2 MW médios de energia solar ao valor de R$ 302,99/MWh, pelo prazo de 20 anos**, a partir de 1° de novembro de 2018, no Segundo Leilão de Energia de Reserva de 2015, promovido pela Aneel (Leilão Aneel 009/2015). 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 está em fase de licenciamento ambiental e demandará investimento total de aproximadamente R$ 220,0 milhões (em junho de 2015). As obras terão início em 2017 e a entrada em operação, em 2018.



Projetos em Desenvolvimento

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Participação da Companhia/Grupo
Complexo Santo Agostinho	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	600,0	600,0
Norte Catarinense	Termelétrica	Garuva (SC)	600,0	600,0
Complexo Campo Largo - Fase II	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	330,0	330,0
Alvorada	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	90,0	90,0
Assú - Centrais I, II, III e IV	Solar	Assú (RN)	146,8	146,8
Total			**1.766,8**	**1.766,8**

Complexo Eólico Santo Agostinho – Rio Grande do Norte. O Complexo é composto de 24 sociedades de propósito específico (SPEs), cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, **totalizando potencial de desenvolvimento de 600 MW**. Todos os parques estão localizados nos Municípios de Lajes e Pedro Avelino, a aproximadamente 120 km da Cidade de Natal, capital do Estado do Rio Grande do Norte. Em junho de 2016 foi emitida a LP pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (IDEMA), órgão ambiental do Estado do Rio Grande do Norte, declarando o empreendimento ambientalmente viável. O projeto já conta com toda a documentação necessária para participação em leilões de energia, que inclui, entre outros, estudo de geração de energia, contratos de posse da área e licença ambiental.



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

Usina Termelétrica Norte Catarinense – Santa Catarina. A Companhia está desenvolvendo um projeto para implantação de uma usina termelétrica a gás natural, em ciclo combinado, na Cidade de Garuva, ao norte do Estado de Santa Catarina. **A UTE Norte Catarinense terá capacidade instalada de aproximadamente 600 MW.** Em março de 2016, foi emitida a Licença Ambiental 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 regulado. 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 MW**. Os projetos estão em fase de licenciamento ambiental e medição da irradiação solar.

A Companhia também está 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 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 licenciamento ambiental e medição da irradiação solar.



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 passa a se chamar ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. -, uma das líderes no mercado brasileiro de geração solar distribuída). 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 trimestre em análise, a Companhia avançou nas negociações para vendas ao segmento comercial e na estruturação de campanha de marketing, tendo em vista as perspectivas de crescimento também no segmento residencial.



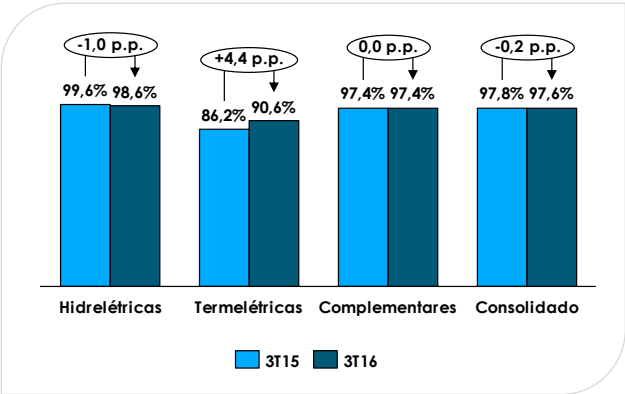
Disponibilidade

As usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de **97,6% no 3T16, desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 98,6% nas usinas hidrelétricas, 90,6% nas termelétricas e 97,4% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaica.

Considerando todas as paradas programadas, a disponibilidade global no terceiro trimestre de 2016 foi de 88,5%, sendo 89,3% nas usinas hidrelétricas, 80,9% nas termelétricas e 95,4% nas usinas de fontes complementares.

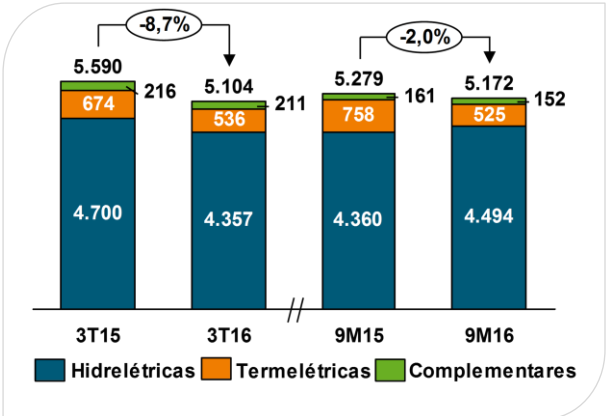
A disponibilidade das usinas hidrelétricas no trimestre foi afetada principalmente pela modernização da unidade 4 da Usina Hidrelétrica Salto Santiago e também pela parada forçada, de dezembro de 2015 a agosto de 2016 da Unidade Geradora 2 da Usina Hidrelétrica São Salvador, provocada por curto-circuito no gerador. Também afetaram a disponibilidade das usinas hidrelétricas a modernização dos reguladores de velocidade e de tensão da Unidade Geradora 1 da Usina Hidrelétrica Cana Brava e a inspeção quatrienal da Unidade Geradora 2 da Usina Hidrelétrica Passo Fundo. Em relação às usinas termelétricas, a manutenção programada nas unidades geradoras 2 e 4 do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda foi o evento que lhes mais afetou a disponibilidade, ao passo que nas usinas complementares, a disponibilidade foi afetada pela manutenção programada anual na Pequena Central Hidrelétrica Rondonópolis, além de paradas forçadas menores.

Disponibilidade
Desconsiderando as paradas programadas



Produção

Geração
MW médios



A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 11.270 GWh (5.104 MW médios) no 3T16, resultado **8,7% inferior** à produção do 3T15. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 9.620 GWh (4.357 MW médios); as termelétricas, por 1.184 GWh (536 MW médios); e as complementares, por 466 GWh (211 MW médios). Esses resultados representam, respectivamente, reduções de 7,3%, 20,4% e 2,4% na geração das usinas hidrelétricas, termelétricas e complementares, em comparação ao 3T15.

Em relação às causas da redução na geração, comparando o 3T16 com o mesmo período do ano anterior, não houve nenhum evento de destaque que possa ser citado, podendo-se atribuir este resultado simplesmente a condições climáticas menos favoráveis no trimestre em análise. Merece destaque neste



período o início dos testes de comissionamento e primeiro sincronismo das unidades da CE Santa Mônica, pertencente ao complexo eólico de mesmo nome.

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 adoção do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos de geração hidrelétrica entre seus participantes.

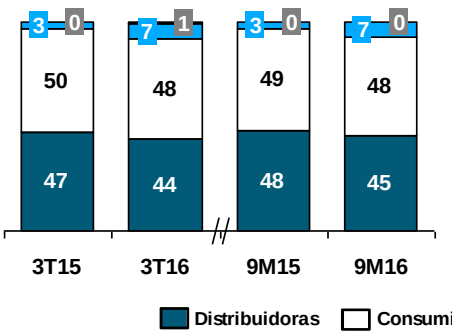
Em relação à geração termelétrica da Companhia, seu aumento reduz a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sendo o inverso também verdadeiro, mantidas as outras variáveis.

Clientes

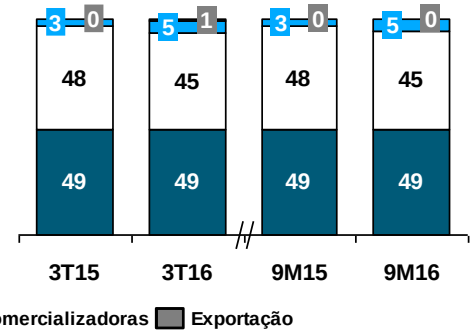
Em comparação ao 3T15, a participação de consumidores livres no total das vendas físicas da Companhia no 3T16 reduziu 1,6 p.p., atingindo 48,1% do total. A contribuição desses clientes no total da receita líquida de vendas relativa às vendas contratadas apresentou decréscimo de 3,6 p.p., passando de 47,7% no 3T15 para 44,7% no 3T16.

Os incrementos observados no trimestre em análise na participação das comercializadoras nas vendas físicas e na receita líquida de vendas, em comparação com o 3T15, decorrem de vendas de energia convencional concomitantes à compra de energia incentivada de comercializadoras, por sua vez direcionada à revenda aos consumidores livres.

Participação dos Clientes nas Vendas Físicas
(%)



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







Estratégia de Comercialização

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano, de forma a amortecer 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 2016**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

Balanço de Energia
(em MW médios)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)
Recursos Próprios	3.520	3.516	3.536	3.962	3.989	3.998			
+ Compras para Revenda	888	1.026	898	701	413	314			
= Recursos Totais (A)	**4.408**	**4.542**	**4.434**	**4.663**	**4.402**	**4.312**			
Vendas Leilões do Governo[1]	1.663	1.312	1.360	1.754	1.612	1.612			
2005-EE-2009-08	343	-	-	-	-	-	94,0	out-05	173,6
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	209,3
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	230,0
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	239,5
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	215,2
2014-EE-2014-06	142	139	139	139	-	-	270,7	mai-14	320,0
Proinfa	44	44	44	44	44	44	147,8	jun-04	311,0
1º Leilão de Reserva	14	14	14	14	14	14	158,1	ago-08	254,3
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva / GD)	18	18	18	17	14	14	-	-	241,0
2014-EN-2019-25	-	-	-	295	295	295	183,5	mar-14	225,2
2014-EN-2019-25	-	-	-	10	10	10	206,2	nov-14	243,9
2014-EN-2019-20	-	-	-	83	83	83	139,3	nov-14	164,8
2015-EE-2016-01	5	-	-	-	-	-	169,4	dez-15	169,4
2015-EN-2018-20	-	-	46	46	46	46	188,5	ago-15	206,0
8º Leilão de Reserva	-	-	2	9	9	9	303,0	nov-15	322,7
+ Vendas Bilaterais	2.411	2.987	2.723	2.257	1.463	912			
= Vendas Totais (B)	**4.074**	**4.299**	**4.083**	**4.011**	**3.075**	**2.524**			
Saldo (A - B)	**334**	**243**	**351**	**652**	**1.327**	**1.788**			
Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)**[2]:	179,8	173,5	172,0						
Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)**[3]:	206,1	166,2	171,9						

[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.

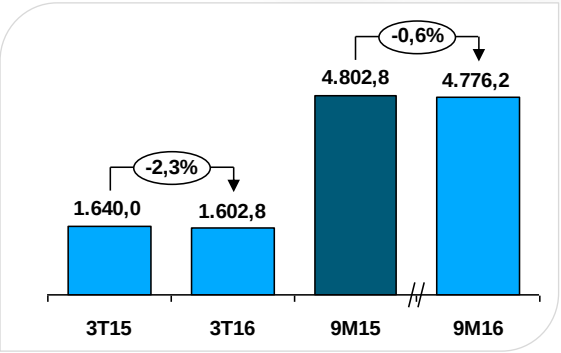


DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

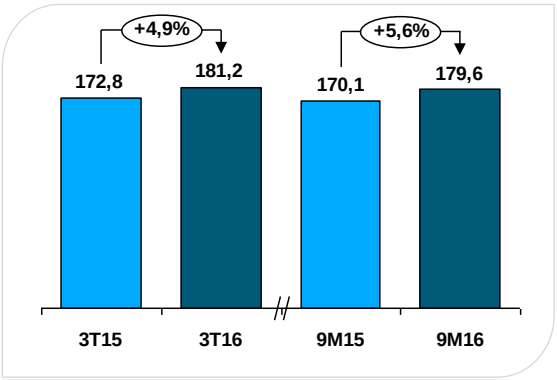
Receita Líquida de Vendas

No 3T16, **a receita líquida de vendas apresentou redução de 2,3%** (R$ 37,2 milhões), quando comparada à auferida no 3T15, passando de R$ 1.640,0 milhões para R$ 1.602,8 milhões. A seguir, os principais fatores da variação: (i) R$ 79,2 milhões — decréscimo decorrente de transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive as realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); (ii) R$ 76,1 milhões — elevação do preço médio líquido de venda; e (iii) R$ 34,7 milhões — redução do volume de energia vendida.

Receita Líquida de Vendas
R$ milhões



Preço Médio Líquido de Venda*
R$/MWh



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

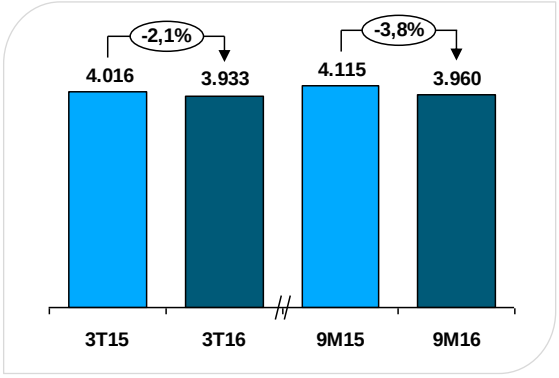
✓ **Preço Médio Líquido de Venda**

O preço médio de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita, atingiu R$ 181,23/MWh no 3T16, **4,9% acima** do auferido no 3T15, cujo valor foi de R$ 172,82/MWh. A elevação do preço ocorreu essencialmente em razão da atualização monetária dos contratos existentes, parcialmente atenuada por menores preços praticados em novas vendas, em especial para comercializadoras, em comparação ao preço médio dos contratos encerrados entre os trimestres em análise.

✓ **Volume de Vendas**

A quantidade de energia vendida passou de 8.867 GWh (4.016 MW médios) no 3T15 para 8.685 GWh (3.933 MW médios) no 3T16, **redução de 182 GWh** (83 MW médios). Tal variação decorreu, substancialmente, do término de contratos bilaterais, da renegociação de contratos existentes e de redução de consumo em contratos com flexibilidade.

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$ 770,5 milhões no 3T16, montante **3,0% superior** aos R$ 748,0 milhões auferidos no 3T15, variação ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) R$ 82,8 milhões — elevação de 11,5% no preço médio líquido de venda; e (ii) R$ 60,3 milhões — redução de 317 GWh (144 MW médios) na quantidade de vendas, passando de 4.168 GWh (1.888 MW médios) no 3T15 para 3.851 GWh (1.744 MW médios) no 3T16, em razão, principalmente, do término do contrato de um Leilão de Energia Existente no fim de 2015.

✓ **Comercializadoras**

No trimestre em análise, **a receita líquida de venda a comercializadoras** foi de R$ 81,8 milhões, **55,2% superior** à receita auferida no 3T15, que foi de R$ 52,7 milhões. Essa ampliação resultou dos seguintes aspectos: (i) R$ 45,6 milhões — aumento de 285 GWh (129 MW médios) no volume de energia vendida, avançando de 295 GWh (134 MW médios) no 3T15 para 580 GWh (263 MW médios) no 3T16; e (ii) R$ 16,5 milhões — decréscimo de 21,1% no preço médio líquido de vendas. A variação do volume observada no trimestre em análise decorre de vendas de energia convencional, concomitantemente à compra de energia incentivada de comercializadoras para revenda a consumidores livres.

✓ **Consumidores Livres**

A **receita de venda a consumidores livres reduziu 3,9%**, passando de R$ 731,7 milhões no 3T15 para R$ 703,4 milhões no 3T16. Os seguintes eventos contribuíram para essa variação: (i) R$ 38,1 milhões — redução de 228 GWh (103 MW médios) na quantidade de energia vendida, que passou de 4.404 GWh (1.994 MW médios) no 3T15 para 4.176 GWh (1.891 MW médios) no 3T16, devido à contração de consumo e renegociação de contratos existentes, parcialmente atenuada por maior volume de vendas de energia incentivada; e (ii) R$ 9,8 milhões — elevação de 1,4% no preço médio líquido de venda da energia.

✓ **Exportação de Energia Elétrica**

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

✓ **Transações no Mercado de Curto Prazo, Inclusive no Âmbito da CCEE**

No 3T16, **a receita auferida no mercado de curto prazo**, inclusive no âmbito da CCEE, foi de R$ 20,6 milhões, enquanto no 3T15 foi de R$ 99,8 milhões, **redução de R$ 79,2 milhões**. Mais informações em: "Detalhamento das Operações de Curto Prazo, Inclusive no Âmbito da CCEE".

Custos da Venda de Energia e Serviços

Os **custos da venda de energia e serviços foram reduzidos em R$ 60,1 milhões (6,2%)**, passando de R$ 970,2 milhões no 3T15 para R$ 910,1 milhões no 3T16. Tais variações decorreram essencialmente do comportamento dos principais componentes:

✓ **Energia elétrica comprada para revenda:** redução de R$ 71,3 milhões (14,7%), no 3T16, em comparação ao 3T15, reflexo, sobretudo, a redução de 591 GWh (268 MW médios) das compras de médio e de longo prazo no 3T16, parcialmente atenuada pelos maiores preços praticados nas novas contratações. A redução observada no volume de compras é efeito, principalmente, da combinação dos seguintes itens: (i) aquisição no 3T15 do excedente de energia da Usina Hidrelétrica Jirau; e (ii) maior volume de compras de energia incentivada para revenda a consumidores livres no trimestre em análise.

✓ **Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE:** no trimestre em análise, os custos com essas transações foram superiores em R$ 20,7 milhões. Os detalhes estão descritos a seguir em item específico.

✓ **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R$ 8,9 milhões (9,4%), entre os trimestres em análise, decorrente, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão.

✓ **Combustíveis para produção de energia elétrica:** redução de R$ 29,5 milhões, equivalente a 44,7%, em relação ao 3T15, ocasionada por: (i) redução de consumo de gás natural pela Usina Termelétrica William Arjona (UTWA), em virtude de ela não ter sido despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) no 3T16; (ii) reconhecimento, a partir de 2016, do custo com carvão mineral, em virtude da redução do reembolso praticado pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) do carvão consumido nas Usinas Termelétricas Jorge Lacerda e Charqueadas, redução esta motivada pela mudança da legislação que veio a estabelecer parâmetros de maior eficiência energética das usinas; e (iii) consumo de carvão mineral próprio no 3T16 por causa da exportação de energia elétrica para a Argentina.

✓ **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*):** acréscimo de R$ 1,0 milhão (2,1%), em comparação com o mesmo período de 2015, em razão, especificamente, do reajuste anual de preços, parcialmente atenuado pela menor geração das unidades hidrelétricas da Companhia.



✓ **Pessoal:** aumento de R$ 7,2 milhões (13,5%) em relação ao 3T15, em virtude, substancialmente, do reajuste anual da remuneração e de novas adesões de colaboradores da Companhia ao Plano de Demissão Voluntária (PDV) por causa de sua reabertura, no 3T16.

✓ **Materiais e serviços de terceiros:** decréscimo de R$ 2,3 milhões (4,2%) entre os trimestres analisados. Tais custos referem-se, essencialmente, aos serviços relacionados à manutenção e conservação das unidades geradoras da Companhia.

✓ **Depreciação e amortização:** ampliação de R$ 5,3 milhões (3,5%) entre os trimestres comparados, resultado, sobretudo, da conclusão, no fim do 3T15, de grandes manutenções realizadas no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.

✓ **Provisões operacionais líquidas:** efeito positivo de R$ 2,7 milhões entre os trimestres comparados. A variação apresentada resultou, principalmente, da revisão da expectativa de desembolso futuro no 3T15 decorrente de ação judicial.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo, Inclusive 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 3T16, o resultado líquido (diferença entre receitas e custos — deduzidos dos tributos incidentes sobre as receitas e os custos) decorrente de transações de curto prazo, inclusive as realizadas no âmbito da CCEE, foi negativo em R$ 1,0 milhão, ao passo que, no 3T15, o resultado foi positivo em R$ 98,9 milhões, ou seja, variação negativa de R$ 99,9 milhões entre os trimestres comparados.

Essa variação é consequência, essencialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) menor posição credora no 3T16 em comparação ao 3T15, decorrente de menor volume de recursos oriundos de compras no trimestre em análise, conforme mencionado no item "Energia elétrica comprada para revenda"; (ii) redução do efeito negativo decorrente do ajuste de garantia física da aplicação do GSF, devido, substancialmente, à adesão à repactuação do risco hidrológico de algumas usinas da Companhia no fim de 2015 e ao menor PLD médio no 3T16; e (iii) maior exposição termelétrica no 3T16 em virtude da redução do despacho dessa fonte de energia pelo ONS. Os efeitos negativos dos itens (i) e (iii) foram parcialmente atenuados pelo impacto positivo do item (ii).

As reduções do PLD médio entre os trimestres analisados, contribuíram de maneira significativa para a mitigação dos impactos negativos nos resultados decorrentes dos efeitos do GSF e da exposição termelétrica e, em contrapartida, para a redução dos efeitos positivos do excedente de energia liquidado na CCEE.

Em decorrência do acordo para mitigação do risco hidrológico, a Companhia reconheceu no seu custo um prêmio de risco de R$ 5,9 milhões no 3T16, tendo evitado, no mesmo período, um custo de défice de geração de R$ 34,7 milhões.

Na comparação entre os trimestres, **o PLD médio** dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste – principais áreas de atuação da Companhia – **diminuiu 42,8%**, passando de R$ 198,39/MWh no 3T15 para R$ 113,48/MWh no 3T16.



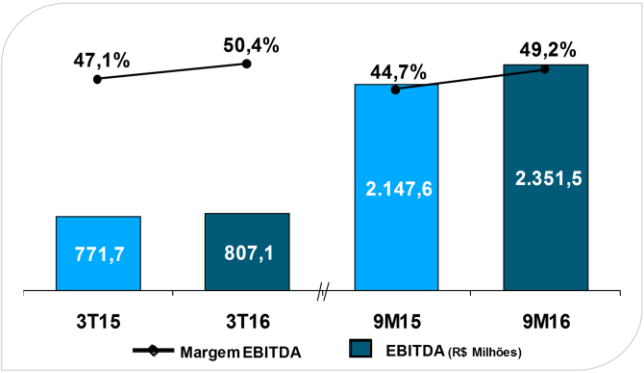
Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas foram reduzidas em R$ 4,6 milhões (10,3%), passando de R$ 44,4 milhões no 3T15 para R$ 39,8 milhões no 3T16. Tal variação é consequência, substancialmente, da menor contratação de serviços de terceiros.

Ebitda e Margem Ebitda

Refletindo os efeitos anteriormente mencionados, **o Ebitda** do 3T16 foi de R$ 807,1 milhões, isto é, **R$ 35,4 milhões (4,6%) acima** do apurado no 3T15, que foi de R$ 771,7 milhões. A margem Ebitda foi de 50,4% no 3T16, acréscimo de 3,3 p.p. em relação ao 3T15. As elevações supracitadas são consequência, substancialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) efeito negativo de R$ 99,9 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive as realizadas no âmbito da CCEE; (ii) redução de R$ 71,3 milhões nas compras de energia para revenda; (iii) elevação de R$ 41,4 milhões na receita líquida de venda de energia contratada; (iv) decréscimo de R$ 29,5 milhões dos custos com combustível; e (v) acréscimo de R$ 6,9 milhões dos demais custos e despesas operacionais.

Ebitda (1) e Margem Ebitda



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

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

(Valores em R$ milhões)	3T16	3T15	Var. %	9M16	9M15	Var. %
Lucro líquido	396,9	347,6	14,2	1.072,7	901,6	19,0
(+) Imposto de renda e contribuição social	186,3	164,8	13,0	497,9	424,0	17,4
(+) Despesas financeiras, líquidas	65,5	106,2	-38,4	310,5	373,1	-16,8
(+) Depreciação e amortização	158,1	153,1	3,3	469,9	448,8	4,7
Ebitda	**806,8**	**771,7**	**4,5**	**2.351,0**	**2.147,6**	**9,5**
(+) Resultado de Participações Societárias	0,3	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0
Ebitda ajustado	**807,1**	**771,7**	**4,6**	**2.351,5**	**2.147,6**	**9,5**

Resultado Financeiro

Receitas financeiras: no 3T16, as receitas financeiras atingiram R$ 103,3 milhões, isto é, **R$ 27,5 milhões (36,3%) acima** dos R$ 75,8 milhões auferidos no 3T15, em razão, substancialmente: (i) do incremento de R$ 25,0 milhões na receita com aplicações financeiras; e (ii) do aumento de R$ 1,7 milhão nos juros e na variação monetária sobre contas a receber na CCEE.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 3T16 foram de R$ 168,8 milhões, isto é, **R$ 13,2 milhões (7,3%) abaixo** das registradas no 3T15, que foi de R$ 182,0 milhões. As principais variações observadas foram: (i) redução de R$ 22,0 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas, em virtude, substancialmente, da capitalização no 3T16 de despesas financeiras em projetos em desenvolvimento pela Companhia; (ii) do acréscimo de R$ 7,3 milhões nos juros e na variação monetária sobre provisões e passivo atuarial; e (iii) do incremento de R$ 0,6 milhão nos juros e na variação monetária sobre as concessões a pagar.

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

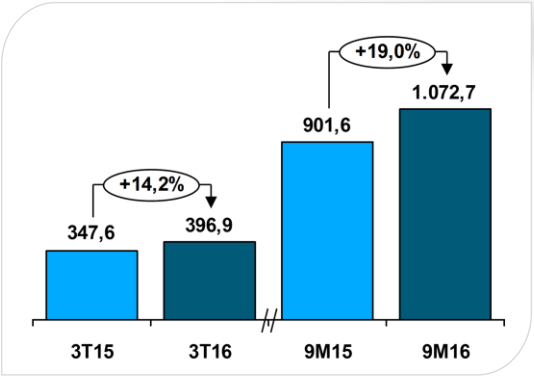
As despesas com IR e CSLL no 3T16 foram de R$ 186,4 milhões, valor superior em R$ 21,6 milhões (13,1%) ao do mesmo trimestre de 2015, que foi de R$ 164,8 milhões, em decorrência, principalmente, do aumento do lucro antes dos tributos.



Lucro Líquido

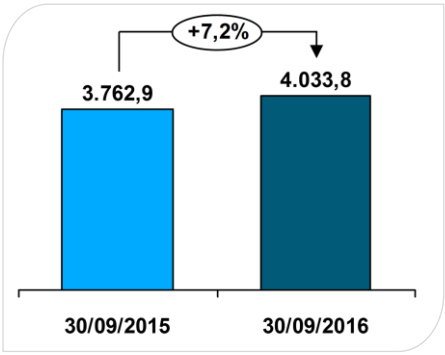
O lucro líquido do 3T16 foi de R$ 396,9 milhões, **R$ 49,3 milhões (14,2%) superior** aos R$ 347,6 milhões apresentados no 3T15. Esse aumento é efeito, substancialmente, dos seguintes fatores: (i) crescimento de R$ 35,4 milhões no Ebitda; (ii) efeito positivo de R$ 40,7 milhões do resultado financeiro; (iii) aumento de R$ 5,0 milhões da depreciação e amortização; e (iv) elevação de R$ 21,5 milhões do imposto de renda e da contribuição social.

Lucro Líquido
R$ milhões



Endividamento

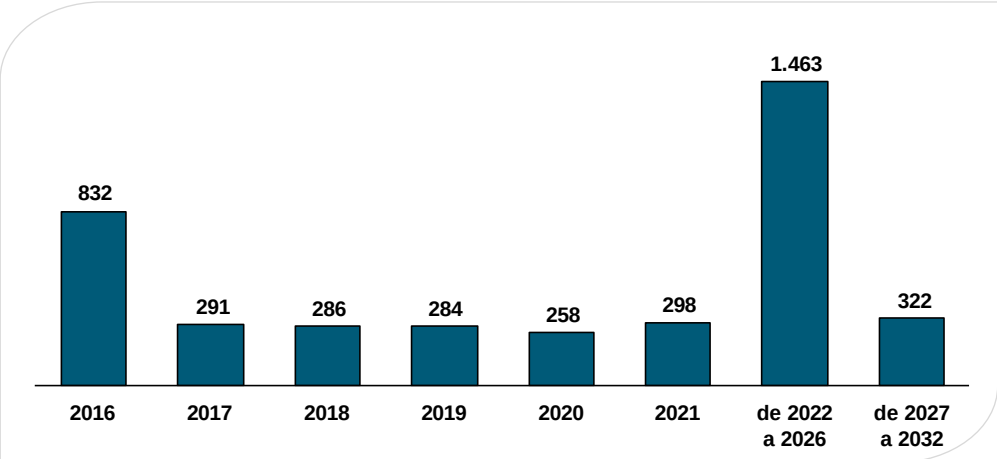
Dívida Bruta
R$ milhões



A **dívida bruta total consolidada**, representada principalmente por empréstimos, financiamentos e debêntures, **líquida de operações de *hedge*, totalizava R$ 4.033,8 milhões** em 30 de setembro de 2016 — **acréscimo de 7,2%** (R$ 270,9 milhões) comparativamente à posição de 30 de setembro de 2015. Do total da dívida no fim do período, 21,6% estava denominada em moeda estrangeira (34,2% no fim do 3T15). Considerando-se, no entanto, as operações de *swap* contratadas, **não havia exposição a moedas estrangeiras ao fim do período em análise.**

A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores ocorridos entre o 3T15 e o 3T16: (i) saques no BNDES e em seus agentes financeiros no valor total acumulado de R$ 80,5 milhões, destinados aos investimentos para modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo, do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e para ampliação da Usina Termelétrica Ferrari; (ii) geração de R$ 399,2 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; e (iv) R$ 794,6 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.

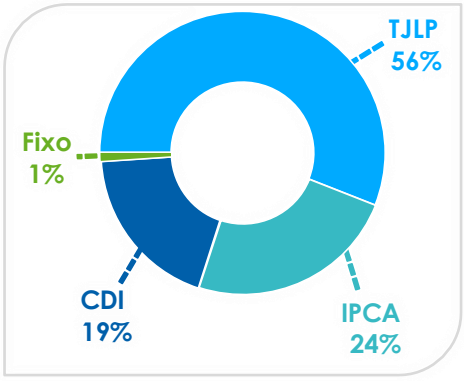
Cronograma de Vencimento da Dívida
R$ milhões





O **custo médio ponderado nominal da dívida** ao fim do 3T16 foi **11,7%.**

Composição da Dívida



Em 30 de setembro de 2016, a **dívida líquida** (dívida total menos resultado de operações com derivativos, depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de **R$ 765,0 milhões, redução de 54,5%** em relação ao registrado ao fim do 3T15.

Dívida Líquida
R$ milhões

	30/09/2016	30/09/2015	Var. %
Dívida bruta	4.210,5	4.249,7	-0,9
Resultado de operações com derivativos	(176,7)	(486,8)	-63,7
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(183,5)	(138,5)	32,5
Caixa e equivalentes de caixa	(3.085,3)	(1.941,7)	58,9
Dívida líquida total	**765,0**	**1.682,7**	**-54,5**

Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 3T16 foram de **R$ 336,3 milhões**, dos quais (i) R$ 63,8 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; (ii) R$ 39,0 milhões, à modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago; e (iii) R$ 233,5 milhões, à construção da UTE Pampa Sul (R$ 181,6 milhões), do Complexo Eólico Santa Mônica (R$ 38,5 milhões) e demais usinas (R$ 13,4 milhões).

Crédito de Juros sobre o Capital Próprio

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou em reunião realizada em 27 de outubro de 2016, o crédito de juros sobre o capital próprio referentes ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2016 no montante de R$ 432,5 milhões (R$ 0,6625893121 por ação).

As ações da Companhia serão negociadas ex-juros a partir do dia 11 de novembro de 2016. 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. Das 29 usinas instaladas em 12 estados das cinco regiões do País, 14 (com potência somada que corresponde a 83,4% 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 14 certificadas, é também certificada 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.

Indicadores de Sustentabilidade

Desde 2012, a Companhia tem como padrão incluir, em suas apresentações de resultados trimestrais, os principais indicadores de sustentabilidade mensurados em cada trimestre. A tabela a seguir apresenta os relativos ao 3T16, associando cada indicador aos da GRI.

Indicadores de Sustentabilidade[1]

Item	Dimensão[2]	Indicador[3]	Indicador GRI[4]	3T16	3T15	Variação	9M16	9M15	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	EU1, G4-9	29	28	1	29	28	1
2		Capacidade instalada operada (MW)	EU1, G4-9	8.748	8.765	-0,2%	8.748	8.765	-0,2%
3		Número de usinas certificadas	EU6, G4-15	14	14	0	14	14	0
4		Capacidade instalada certificada (MW)	EU6, G4-15	7.294	7.330	-0,5%	7.294	7.330	-0,5%
5		Capacidade instalada certificada em relação à total	EU6, G4-15	83,38%	83,63%	-0,2 p.p.	83,38%	83,63%	-0,2 p.p.
6		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis	EU1, G4-9	7.665	7.646	0,2%	7.665	7.646	0,2%
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total	EU1, G4-9	87,62%	87,23%	0,39 p.p.	87,62%	87,23%	0,39 p.p.
8		Geração de energia total (GWh)	EU2	11.265	12.343	-8,7%	34.008	34.591	-1,7%
9		Geração de energia certificada	EU6, G4-15	10.262	11.206	-8,4%	30.320	30.065	0,9%
10		Geração certificada em relação à total	EU6, G4-15	91,1%	90,8%	0,3 p.p.	89,2%	86,9%	2,3 p.p.
11		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)	EU2	10.086	10.855	-7,1%	30.550	29.622	3,1%
12		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total	EU2	89,5%	87,9%	1,6 p.p.	89,8%	85,6%	4,2 p.p.
13		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas	EU30	97,6%	97,8%	-0,2 p.p.	97,0%	97,3%	-0,3 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas	EU30	88,5%	86,2%	2,3 p.p.	86,9%	87,0%	-0,04 p.p.
15	Meio Ambiente	Total de mudas plantadas e doadas[5]	G4-EN27	77.960	66.088	18,0%	244.355	181.040	35,0%
16		Número de visitantes às usinas[5]	G4-26	25.957	27.720	-6,4%	71.621	76.094	-5,9%
17		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)	G4-EN15	0,9985	0,978	2,1%	1,0018	0,979	2,4%
18		Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE (t/MWh)	G4-EN15	0,132	0,118	11,6%	0,131	0,141	-6,6%
19	Saúde e Segurança no Trabalho (SST)	Nº médio de empregados[6]	G4-10, G4-LA1	1.128	1.138	-0,9%	1.126	1.140	-1,2%
20		Taxa de Frequência (TF), não incluindo terceirizadas[7]	G4-LA6	1,87	0,000	↑	0,65	0,000	↑
21		Taxa de Gravidade (TG), não incluindo terceirizadas[8]	G4-LA6	0,009	0,000	↑	0,003	0,000	↑
22		Taxa de Frequência (TF), incluindo terceirizadas[7]	G4-LA6	4,21	1,350	↑	1,97	0,750	↑
23		Taxa de Gravidade (TG), incluindo terceirizadas[8]	G4-LA6	0,004	0,000	↑	0,001	0,000	↑
24	Responsabilidade Social[9]	Investimentos não incentivados	G4-EC8, G4-SO1	705,10	606,68	16,2%	2.490,50	3.893,40	-36,0%
25		Investimentos pelo Fundo da Infância e Adolescência	G4-EC8, G4-SO1	421,59	145,84	189,1%	2.178,48	1.124,70	93,7%
26		Investimentos pela Lei de Incentivo à Cultura	G4-EC8, G4-SO1	2.940,95	500,00	488,2%	8.771,73	5.714,70	53,5%
27		Investimentos pela Lei do Esporte	G4-EC8, G4-SO1	100,00	0,00	-	310,00	50,00	520,0%
28		Outros investimentos incentivados (saúde e outros)	G4-EC8, G4-SO1	0,00	0,00	-	164,21	300,00	-45,3%

Notas:

1) Mais indicadores estão disponíveis no ITR (*website* da Companhia / Investidores / Informações Financeiras / Demonstrações Financeiras).

2) Referência: Política ENGIE Brasil Energia de Gestão Sustentável.

3) Indicadores não consideram a Usina Termelétrica Alegrete (em processo de devolução à União desde 2013), à exceção dos de SST, pois há atividades em curso na usina, realizadas por empregados próprios e de terceiros.

4) GRI: *Global Reporting Initiative*.

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

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

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

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

9) Valores em milhares de reais.



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 BM&FBovespa: o mais alto nível de governança corporativa desta bolsa de valores. Adicionalmente (como já mencionado), a Companhia é integrante do ISE. O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia tem suas reuniões monitoradas em relação ao tempo dedicado a questões estratégicas e de curto prazo, relativamente à sustentabilidade empresarial, e é composto de nove membros titulares, sendo um representante dos empregados e dois conselheiros independentes. Salvo o escolhido pelos empregados, todos são eleitos por acionistas, em Assembleia Geral. Um Conselho Fiscal, permanente, independente da administração e da auditoria externa da Companhia, responde pela fiscalização dos atos dos administradores e por examinar e opinar sobre as demonstrações financeiras, pela avaliação dos sistemas de gestão de risco e de controles internos e das propostas a serem submetidas ao Conselho de Administração no caso de contratação de serviços adicionais da empresa prestadora de serviço de auditoria das demonstrações financeiras.

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

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

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

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

MERCADO DE CAPITAIS

Desde sua adesão ao Novo Mercado da BM&FBovespa, 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 BM&FBovespa (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.

Em 6 de janeiro de 2014, as ações da Companhia ingressaram no principal índice de ações da BM&FBovespa — o Índice Bovespa.

Em junho de 2015, a Companhia passou a integrar o 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.

Em decorrência da alteração da denominação social da Companhia de Tractebel Energia S.A. para ENGIE Brasil Energia S.A., houve, a partir de 21 de julho de 2016, a alteração de seu **código de negociação** (*ticker*) na BM&FBovespa para **EGIE3** e de seu nome de pregão para ENGIE BRASIL. No mercado de balcão americano *Over-The-Counter* (OTC), os *American Depositary Receipts* (ADR) Nível I da Companhia passaram a adotar o **código EGIEY**, permanecendo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

Desempenho das Ações — EGIE3

O principal índice da Bovespa apresentou ganho de 13,3% no 3T16 e 34,6% no acumulado dos nove meses. A variação reflete essencialmente a conclusão do processo de *impeachment* da ex-presidente, que ocorreu em 31 de agosto, e com isso a expectativa de maior estabilidade política e avanços com medidas concretas no campo fiscal e orçamentário, segundo avaliações do mercado.

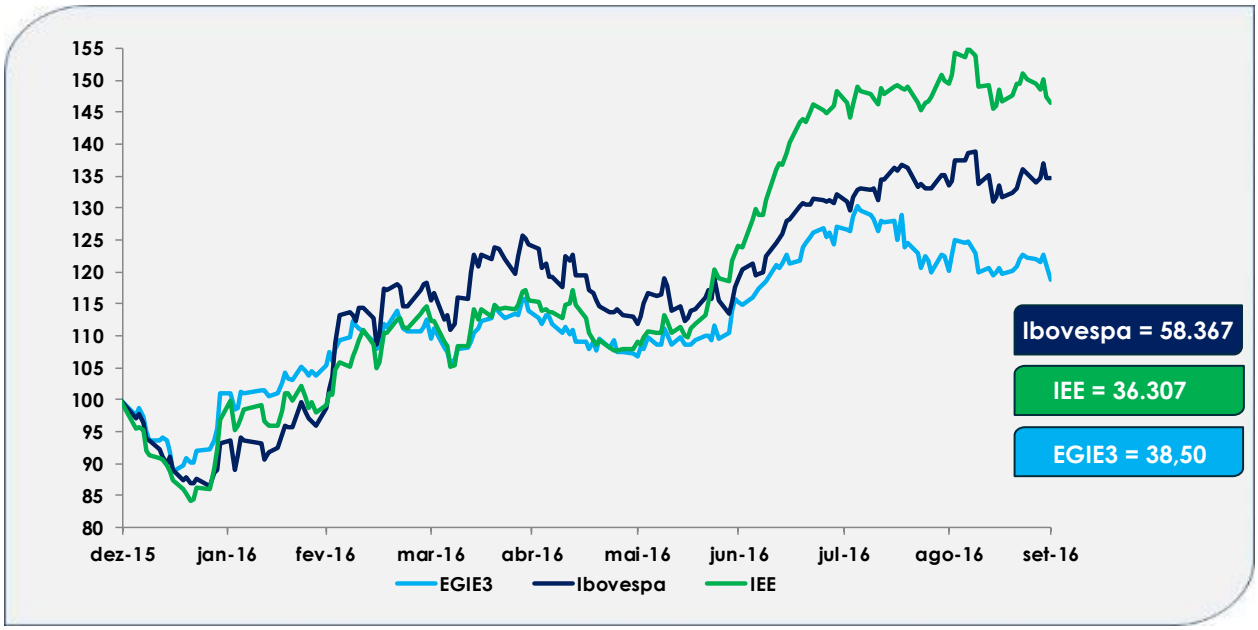
As ações da ENGIE Brasil Energia encerraram o **3T16 com valorização de 2,9%** ante o 2T16, resultado inferior aos obtidos pelo Ibovespa e pelo Índice do Setor Elétrico (IEE), que alcançaram valorização de 13,3% e 17,9%, respectivamente. De todo modo, a EGIE3 registrou valorização de 18,7% no acumulado dos nove meses de 2016,



sendo cotada em 30 de setembro a R$ 38,5 por ação, **o que conferiu à Companhia valor de mercado de R$ 25,1 bilhões.**

No 3T16, o volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 31,6 milhões, 3,0% acima do registrado no mesmo período de 2015, quando atingiu R$ 30,7 milhões.

EGIE vs. Ibovespa vs. IEEX
(Base 100 – 31/12/2015)





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 outubro de 2016
Horário: 11h (horário de Brasília)

Telefones para conexão:
Participantes no Brasil: (11) 3127-4971
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 outubro a 3 de novembro de 2016. Acesso pelo telefone: (11) 3127 4999 | código: 46378354 (Português) e 86399958 (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	**30/09/2016**	**31/12/2015**
Ativo Circulante	**4.530.898**	**4.431.818**
Caixa e equivalentes de caixa	3.085.348	2.396.854
Contas a receber de clientes	799.703	773.602
Estoques	96.649	88.888
Créditos fiscais a recuperar	25.572	46.385
Combustível a reembolsar	59.697	144.249
Depósitos vinculados	8.581	8.426
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	218.478	778.227
Hedge de empréstimos	176.720	488.802
Hedge de compromissos com fornecedores	41.758	289.425
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	26.064	26.064
Outros ativos circulantes	123.920	82.237
Ativo não circulante mantido para venda	86.886	86.886
Ativo Não Circulante	**11.090.393**	**10.857.568**
Realizável a Longo Prazo	**619.108**	**716.695**
Créditos fiscais a recuperar	45.543	46.763
Depósitos vinculados	188.662	158.139
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	183.477	146.766
Outros depósitos vinculados	5.185	11.373
Depósitos judiciais	145.659	132.480
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	3.418	130.240
Hedge de compromissos com fornecedores	3.418	130.240
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	177.531	197.079
Outros ativos não circulantes	58.295	51.994
Investimentos	**4.252**	**-**
Imobilizado	**10.214.041**	**9.897.550**
Intangível	**252.992**	**243.323**
Total	**15.621.291**	**15.289.386**



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

(Valores em R$ mil)		
Passivo	**30/09/2016**	**31/12/2015**
Passivo Circulante	**2.856.943**	**2.977.377**
Fornecedores	367.518	573.573
Dividendos e juros sobre o capital próprio	649.707	271.021
Empréstimos e financiamentos	1.210.413	1.712.490
Debêntures	16.411	489
Concessões a pagar	65.107	60.572
Imposto de renda e contribuição social a pagar	107.047	17.799
Outras obrigações fiscais e regulatórias	89.621	97.665
Provisão para remunerações e encargos	101.011	102.992
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	30.098	25.727
Obrigações com benefícios de aposentadoria	22.189	22.189
Outros passivos circulantes	197.821	92.860
Passivo Não Circulante	**6.177.157**	**5.669.873**
Empréstimos e financiamentos	2.199.315	2.353.268
Debêntures	784.382	180.947
Concessões a pagar	2.235.707	2.009.980
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	271.723	246.873
Obrigações com benefícios de aposentadoria	272.711	255.552
Imposto de renda e contribuição social diferidos	359.984	558.826
Outros passivos não circulantes	53.335	64.427
Patrimônio Líquido	**6.587.191**	**6.642.136**
Capital social	2.737.361	2.445.766
Reserva de capital	91.695	91.695
Reservas de lucros	2.850.960	3.333.102
Ajustes de avaliação patrimonial	470.514	769.309
Lucros acumulados	433.658	-
Participação de acionista não controlador	3.003	2.264
Total	**15.621.291**	**15.289.386**



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

(Valores em R$ mil)	3T16	3T15	Var. %	9M16	9M15	Var. %
Receita Líquida de Vendas	**1.602.820**	**1.640.014**	**-2,3**	**4.776.162**	**4.802.840**	**-0,6**
Custos da Energia Vendida e dos Serviços Prestados	**(910.044)**	**(970.157)**	**-6,2**	**(2.750.573)**	**(2.958.328)**	**-7,0**
Energia elétrica comprada para revenda	(413.617)	(484.932)	-14,7	(1.208.187)	(1.254.495)	-3,7
Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE	(21.627)	(882)	2.352,0	(153.377)	(260.047)	-41,0
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(103.089)	(94.226)	9,4	(292.440)	(268.547)	8,9
Combustíveis para geração	(36.525)	(66.028)	-44,7	(126.117)	(181.266)	-30,4
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(48.977)	(47.984)	2,1	(145.973)	(125.178)	16,6
Pessoal	(60.121)	(52.967)	13,5	(175.702)	(159.053)	10,5
Materiais e serviços de terceiros	(52.188)	(54.494)	-4,2	(131.395)	(149.016)	-11,8
Depreciação e amortização	(156.062)	(150.754)	3,5	(463.738)	(442.367)	4,8
Reversão (Constituição) de provisões operacionais	106	(2.552)	-104,2	49	(66.065)	-100,1
Outros	(17.944)	(15.338)	17,0	(53.693)	(52.294)	2,7
Lucro Bruto	**692.776**	**669.857**	**3,4**	**2.025.589**	**1.844.512**	**9,8**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(43.782)**	**(51.184)**	**-14,5**	**(143.974)**	**(145.777)**	**-1,2**
Despesas com vendas	(4.128)	(4.229)	-2,4	(13.410)	(13.614)	-1,5
Despesas gerais e administrativas	(39.843)	(44.415)	-10,3	(133.953)	(131.468)	1,9
Outras (despesas)/receitas operacionais, líquidas	189	(2.540)	-107,4	3.389	(695)	-587,6
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**648.994**	**618.673**	**4,9**	**1.881.615**	**1.698.735**	**10,8**
Resultado Financeiro	**(65.460)**	**(106.248)**	**-38,4**	**(310.468)**	**(373.126)**	**-16,8**
Receitas financeiras	103.317	75.759	36,4	322.280	195.256	65,1
Despesas financeiras	(168.777)	(182.007)	-7,3	(632.748)	(568.382)	11,3
Resultado de Participações Societárias	**(274)**	**-**		**(518)**	**-**	
Equivalência patrimonial	(274)	-	0,0	(518)	-	0,0
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**583.260**	**512.425**	**13,8**	**1.570.629**	**1.325.609**	**18,5**
Imposto de renda	(166.438)	(120.552)	38,1	(565.015)	(309.471)	82,6
Contribuição social	(19.939)	(44.251)	-54,9	67.129	(114.508)	-158,6
Lucro Líquido do Exercício	**396.883**	**347.622**	**14,2**	**1.072.743**	**901.630**	**19,0**
Número de Ações Ordinárias	**652.742.192**	**652.742.192**		**652.742.192**	**652.742.192**	
Lucro Líquido por Ação	**0,6080**	**0,5326**	**14,2**	**1,6434**	**1,3813**	**19,0**



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

(Valores em R$ mil)	3T16	3T15	9M16	9M15
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	583.260	512.425	1.570.629	1.325.609
Ajustes para conciliar o lucro antes dos tributos ao caixa gerado nas operações:				
Depreciação e amortização	158.068	153.061	469.881	448.828
Variação monetária	36.493	36.164	146.972	153.038
Juros	113.686	131.973	384.129	372.154
(Reversão) Constituição de provisões operacionais	(130)	(1)	130	61.556
Outros	581	8.039	2.689	8.987
Lucro Ajustado	**891.958**	**841.661**	**2.574.430**	**2.370.172**
Redução (aumento) nos ativos				
Contas a receber de clientes	(51.811)	(111.282)	(5.159)	(93.823)
Combustível a reembolsar	63.066	264.701	84.552	195.478
Créditos fiscais a recuperar	(1.264)	(520)	(27.895)	1.029
Estoques	7.681	3.777	(7.761)	(15.639)
Depósitos vinculados e judiciais	15.337	58.146	7.477	57.158
Indenização de seguro a receber	-	-	-	121.415
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	6.516	-	19.548	-
Outros ativos	20.578	(6.428)	(15.201)	(13.248)
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	11.891	42.532	(244.853)	(56.610)
Imposto de renda e contribuição social a pagar	2.428	(3.763)	5.407	(3.955)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	7.414	24.242	(18.653)	23.864
Obrigações com pesquisa e desenvolvimento	5.249	5.156	13.814	(9.525)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(3.363)	(3.012)	(9.996)	(8.807)
Outros passivos	32.540	30.329	48.827	12.538
Caixa Gerado pelas Operações	**1.008.220**	**1.145.539**	**2.424.537**	**2.580.047**
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(115.654)	(83.316)	(360.170)	(398.103)
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(77.865)	(89.749)	(232.810)	(253.451)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	**814.701**	**972.474**	**1.831.557**	**1.928.493**
Atividades de Investimento	**(343.973)**	**(248.434)**	**(758.369)**	**(603.788)**
Aquisição de investimento, líquido do caixa e equivalentes de caixa recebidos	(7.419)	(1)	(20.055)	(16.647)
Aplicação no imobilizado	(334.023)	(242.066)	(731.622)	(578.324)
Aplicação no intangível	(2.531)	(6.367)	(6.692)	(8.817)
Atividades de Financiamento	**509.897**	**(526.761)**	**(384.694)**	**(987.699)**
Empréstimos, financiamentos e debêntures obtidos	601.584	21.999	621.779	93.524
Empréstimos e financiamentos pagos	(67.466)	(257.487)	(412.445)	(357.340)
Parcelas de concessões pagas	(16.128)	(14.762)	(47.496)	(43.358)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(11)	(309.671)	(522.134)	(702.889)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(10.375)	33.654	(21.342)	21.355
Outros	2.293	(494)	(3.056)	1.009
Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**980.625**	**197.279**	**688.494**	**337.006**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa				
Saldo inicial	2.104.723	1.744.458	2.396.854	1.604.731
Saldo final	3.085.348	1.941.737	3.085.348	1.941.737
Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**980.625**	**197.279**	**688.494**	**337.006**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa				
Juros e variação monetária capitalizados	32.470	5.504	83.557	27.513
Fornecedores de imobilizado e intangível	(10.438)	(65.969)	(33.499)	38.041
Compensação de imposto de renda e contribuição social	12.130	8.011	53.731	26.744
Incentivos fiscais	-	(1.789)	-	(7.638)
Previsão para desembolsos futuros para aplicação no imobilizado	-	(4.452)	-	(5.144)
Valores a pagar vinculados à aquisição de investimentos	-	-	13.027	14.093