

ENGIE Brasil Energia divulga Ebitda de R$ 751,7 milhões no 2T16 e aprova distribuição de dividendos de 100% do lucro líquido ajustado do semestre

Florianópolis (SC), 28 de julho de 2016. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia" ou "Companhia"), nova denominação social da Tractebel Energia S.A. — BM&FBovespa: EGIE3 —, maior empresa privada de geração de energia elétrica do Brasil, anuncia os resultados financeiros relativos ao segundo trimestre e ao período acumulado de seis meses encerrados em 30 de junho de 2016 (2T16, 6M16/1S16). 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

- ✓ O lucro líquido da ENGIE Brasil Energia no segundo trimestre de 2016 (2T16) foi de R$ 328,8 milhões (R$ 0,5036/ação), valor 57,1% (R$ 119,5 milhões) acima do alcançado no segundo trimestre de 2015 (2T15).
- ✓ O Ebitda[1] registrado no período foi de R$ 751,7 milhões, aumento de 28,3% (R$ 165,7 milhões) em comparação ao 2T15. A margem Ebitda foi de 47,9% no 2T16, aumento de 10,0 p.p. em relação ao 2T15.
- ✓ A receita líquida de vendas teve aumento de 1,7% (R$ 25,8 milhões) em comparação ao montante apurado no 2T15, totalizando R$ 1.570,7 milhões no 2T16.
- ✓ O preço médio dos contratos de venda de energia, líquido das exportações e dos tributos sobre a receita, foi de R$ 180,4/MWh no 2T16, valor 6,1% superior ao registrado no 2T15.
- ✓ A quantidade de energia vendida no 2T16 foi de 8.490 GWh (3.887 MW médios), volume 4,9% menor que o comercializado no 2T15.
- ✓ No dia 8 de maio de 2016, concluiu-se a concretagem do pedestal do turbo-gerador de 340 MW da Usina Termelétrica Pampa Sul, evento que exigiu mobilização de 42 horas ininterruptas de trabalho.
- ✓ Em 1º de junho de 2016, a Companhia recebeu o prêmio Top of Mind, concedido pelo jornal A Notícia, como a marca mais citada na categoria "Top Executivo - Empresa, instituição ou fundação catarinense de sustentabilidade e responsabilidade ambiental".
- ✓ A Companhia emitiu R$ 600,0 milhões em debêntures de infraestrutura, não conversíveis em ações, em duas séries, com custo médio de IPCA + 6,26%. A operação foi liquidada no dia 27 de julho de 2016 e os recursos serão destinados à implantação da UTE Pampa Sul.
- ✓ A diretoria do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) aprovou financiamento de R$ 353,5 milhões para as quatro centrais eólicas do Complexo Eólico Santa Mônica.

Eventos Subsequentes

- ✓ Em Assembleia Geral Extraordinária realizada no dia 14 de julho, foi aprovada a alteração da razão social de Tractebel Energia S.A. para ENGIE Brasil Energia S.A. A partir de 21 de julho, suas ações adotaram o código "EGIE3", na negociação em bolsa de valores, e o nome de pregão "ENGIE BRASIL". No mercado de balcão americano, os *American Depositary Receipts* (ADR) da Companhia adotarão o código "EGIEY".
- ✓ O Conselho de Administração da Companhia aprovou a distribuição de R$ 645,2 milhões sob a forma de dividendos intercalares, o que corresponde a R$ 0,9884403986/ação e a 100% do lucro líquido distribuível apurado no primeiro semestre de 2016 (1S16). As ações ficarão ex-dividendos intercalares no dia 9 de agosto e o pagamento se iniciará no dia 6 de outubro de 2016.
- ✓ A Companhia foi premiada na 20ª edição do Troféu Transparência, concedido pela Anefac – Fipecafi – Serasa Experian, pela qualidade e grau das informações contidas em suas demonstrações contábeis e notas explicativas, transparência das informações e qualidade do relatório da administração, relativas ao ano de 2015. Essa foi a sétima vez que a ENGIE Brasil Energia ganha o prêmio, sendo seis nos últimos sete anos.

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 ***NOVO!***

Teleconferência com webcast
Dia 29/07/2016 às 11h (horário de Brasília): em português (tradução simultânea para inglês).

Mais detalhes na seção Próximo Evento, na página 18.

Visite nosso Site
www.ENGIEnergia.com.br ***NOVO!***

Resumo dos Indicadores Econômicos e Operacionais

ENGIE Brasil Energia - Consolidado

(Valores em R$ milhões)	2T16	2T15	Var.	6M16	6M15	Var.
Receita Líquida de Vendas (RLV)	1.570,7	1.544,9	1,7%	3.173,3	3.162,8	0,3%
Resultado do Serviço (EBIT)	594,0	437,0	35,9%	1.232,6	1.080,1	14,1%
Ebitda [1]	751,7	586,0	28,3%	1.544,4	1.375,9	12,2%
Ebitda / RLV - (%) [1]	47,9	37,9	10,0 p.p.	48,7	43,5	5,2 p.p.
Lucro Líquido	328,8	209,3	57,1%	675,9	554,0	22,0%
Dívida Líquida [2]	1.202,7	2.079,1	-42,2%	1.202,7	2.079,1	-42,2%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios)[3]	4.919	4.279	15,0%	5.206	5.122	1,6%
Energia Vendida (MW médios)	3.887	4.086	-4,9%	3.974	4.165	-4,6%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [4]	180,44	170,10	6,1%	178,83	168,71	6,0%
Número de Empregados	1.148	1.174	-2,2%	1.148	1.174	-2,2%

(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



DESEMPENHO OPERACIONAL

Parque Gerador

A ENGIE Brasil Energia, atual denominação da Tractebel Energia, **maior geradora privada de energia elétrica do Brasil, possui capacidade instalada total de 7.008,3 MW e opera um parque gerador de 8.729,0 MW,** composto de 28 usinas, sendo nove hidrelétricas, cinco termelétricas e 14 complementares — biomassas, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), eólicas e solar -, das quais 24 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*	Termelétrica	Capivari de Baixo (SC)	857,0	857,0	set/28
William Arjona	Termelétrica	Campo Grande (MS)	190,0	190,0	abr/29
Charqueadas**	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***	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
Pedra do Sal	Eólica	Parnaíba (PI)	18,0	18,0	out/32
Cidade Azul	Solar	Tubarão (SC)	3,0	3,0	não aplicável****
Tubarão P&D	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável****
Total - Complementares			**375,7**	**365,6**	
Total			**8.729,0**	**7.008,3**	

(*) Complexo composto de três usinas.
(**) 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.
(***) Complexo composto por quatro usinas.
(****) 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)	97,2	97,2	jan/45
Assú V	Solar	Assú (RN)	36,7	36,7	jun/51
Total			**4.550,6**	**2.300,6**	

(*) 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.


Casa de força margem esquerda (Jun/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).

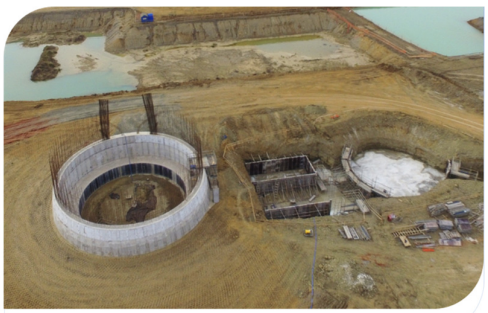
Em janeiro de 2016, a Aneel aprovou o pedido da ESBR de adesão à repactuação do risco hidrológico, dessa maneira os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) dos Leilões A-5/2008 e A-3/2011 terão proteção contra o défice hidrelétrico acima de 8% e 10%, respectivamente.

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).

Em 29 de março de 2016, a Aneel deliberou sobre o pedido apresentado pela ESBR, solicitando o parcelamento do pagamento de suas dívidas sobre a exposição ao GSF de maio a dezembro de 2015. O Conselho de Administração da Aneel autorizou o pagamento dos débitos em seis vezes mensais a partir de 18 de abril de 2016, com atualização pelo IGPM + 1%.

O projeto possui 42 unidades em operação comercial, mais uma unidade, já sincronizada, gerando em teste e outras duas em fase final de montagem. A quantidade de energia gerada pela Usina, no 2T16, foi de 1.489,2 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 quando os principais riscos de desenvolvimento tiverem sido mitigados.


Fundação da chaminé na UTE Pampa Sul

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 1º 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 nº 187, de 8 de maio de 2015, do MME. Em 19 de junho de 2015, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) emitiu a Licença de Instalação para a planta.

No segundo trimestre de 2016, foi finalizado o processo de fabricação das estruturas metálicas da caldeira, sendo que os primeiros lotes das estruturas metálicas da caldeira já foram recebidos no Brasil. Foi concluída a concretagem do pedestal do Turbo Gerador.

Foi realizada, pelo Ibama, ampla vistoria das condições de saúde, segurança e ambiental no site da Usina.

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 1º 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*. 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 (anteriormente denominada Central Eólica Trairi II); Central Eólica Cacimbas, 18,9 MW; Central Eólica Santa Mônica, 18,9 MW; e Central Eólica Ouro Verde, 29,7 MW (anteriormente denominada Central Eólica Santa Mônica SPE II). 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 1º 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.



Complexo Eólico Santa Mônica: montagem das pás.

Em abril, concluiu-se a ampliação da Subestação Trairi para permitir a conexão das centrais eólicas do Complexo Eólico Santa Mônica. Em maio, concluíram-se as linhas de transmissão que interligam as centrais eólicas à Subestação Trairi e as redes subterrâneas interligando os aerogeradores das Centrais Eólicas Santa Mônica, Cacimbas e Estrela. Concluiu-se a montagem das torres da Central Eólica Santa Mônica, utilizando Eolifts e guindastes. Em ato contínuo, concluiu-se a concretagem das fundações das Centrais Eólicas Cacimbas e Estrela e iniciada a montagem de suas torres.



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 1º 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 medição da irradiação solar 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 e II	Solar	Assú (RN)	73,4	73,4
Total			**1.693,4**	**1.693,4**

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.



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.

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. Composto de três Centrais Fotovoltaicas, este Complexo está em desenvolvimento no Município de Assú, Estado do Rio Grande do Norte, e terá **capacidade instalada total aproximada de 110 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 Centrais Solares I e II estão em fase de licenciamento ambiental e mediação da irradiação solar.

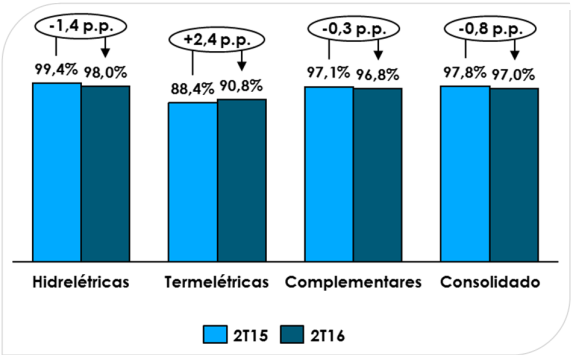


ENGIE Solar. A Companhia ingressou no mercado de geração distribuída ao adquirir 50% do capital da GD Brasil Energia Solar S.A. (empresa fundada a partir da Araxá Solar - que passa a se chamar ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. -, uma das líderes no mercado brasileiro de geração solar distribuída). 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.

Disponibilidade

As usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram um índice de disponibilidade **97,0% no 2T16, desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 98,0% nas usinas hidrelétricas, 90,8% nas termelétricas e 96,8% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassa, eólicas e fotovoltaica.

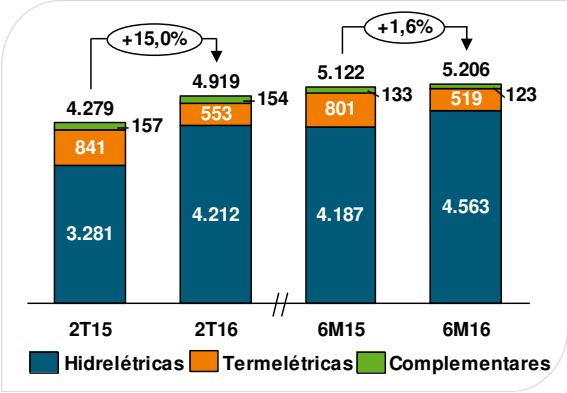
Disponibilidade
Desconsiderando as paradas programadas



Considerando todas as paradas programadas, a disponibilidade global no segundo trimestre de 2016 foi de 85,7%, sendo 86,4% nas usinas hidrelétricas, 77,8% nas termelétricas e 94,9% nas usinas de fontes complementares. A disponibilidade das usinas hidrelétricas tem sido afetada pela modernização simultânea das usinas hidrelétricas Salto Santiago e Ponte de Pedra e também pela parada forçada (desde meados de dez/2015) da Unidade Geradora 2 da Usina Hidrelétrica São Salvador, provocada por curto-circuito no gerador. Em relação às usinas termelétricas, as manutenções programadas nas unidades geradoras 2 e 5 do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda foram os eventos que lhes mais afetaram a disponibilidade, ao passo que nas usinas complementares, a disponibilidade foi afetada em decorrência da manutenção programada na Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética e de paradas forçadas.

Produção

Geração
MW médios



A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia, foi de 10.742 GWh (4.919 MW médios) no 2T16, resultado **15,0% superior** à produção do 2T15. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 9.198 GWh (4.212 MW médios); as termelétricas, por 1.208 GWh (553 MW médios); e as complementares, por 336 GWh (154 MW médios). Esses resultados representam elevação de 28,3% em relação às usinas hidrelétricas, e uma redução de 34,2% e 2,03% nas usinas termelétricas e complementares, respectivamente, em relação ao 2T15.

Enquanto a geração das usinas hidrelétricas, comparando o 2T16 com o 2T15, teve aumento significativo, a geração das usinas termelétricas sofreu redução de 34,2% por estas usinas não estarem sendo mais despachadas por ordem de mérito, como ocorreu nos últimos dois anos em consequência da forte estiagem que atingiu algumas regiões do País. Nessa nova condição, ocorreu redução significativa no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e desligamento das unidades da Usina Termelétrica William Arjona - neste ano por conveniência operacional.



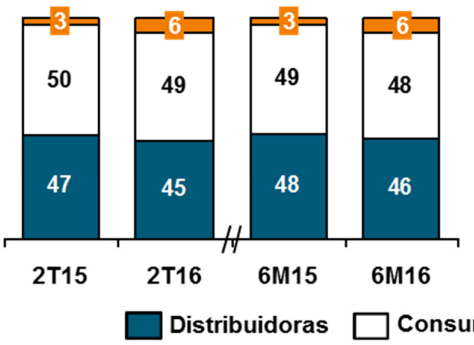
Cumpre destacar que um aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria de seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, uma redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à adoção do 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.

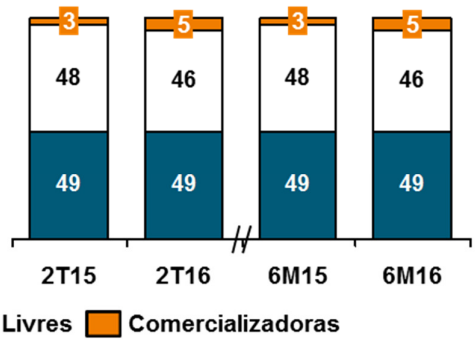
Clientes

No 2T16, **a participação de consumidores livres** no portfólio da Companhia alcançou 48,6% do total das vendas físicas e 45,9% do total da receita líquida de vendas, **reduções de 0,8 p.p. e 2,3 p.p.**, respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior.

Participação dos Clientes nas Vendas Físicas
(%)



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



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 junho 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	3.534	3.520	3.562	3.990	3.983	3.991			
+ Compras para Revenda	866	870	799	615	366	300			
= Recursos Totais (A)	**4.400**	**4.390**	**4.361**	**4.605**	**4.349**	**4.291**			
Vendas Leilões do Governo[1]	1.673	1.323	1.371	1.765	1.612	1.612			
2005-EE-2009-08	345	-	-	-	-	-	94,0	out-05	165,8
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	202,2
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	222,8
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	230,8
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	208,8
2014-EE-2014-06	150	150	150	150	-	-	270,7	mai-14	320,0
Proinfa	44	44	44	44	44	44	147,8	jun-04	304,7
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	-	-	237,1
2014-EN-2019-25	-	-	-	295	295	295	183,5	mar-14	222,8
2014-EN-2019-25	-	-	-	10	10	10	206,2	nov-14	241,3
2014-EN-2019-20	-	-	-	83	83	83	139,3	nov-14	163,0
2015-EE-2016-01	5	-	-	-	-	-	169,4	dez-15	169,4
2015-EN-2018-20	-	-	46	46	46	46	188,5	ago-15	203,9
8º Leilão de Reserva	-	-	2	9	9	9	303,0	nov-15	319,4
+ Vendas Bilaterais	2.463	2.940	2.699	2.099	1.350	777			
= Vendas Totais (B)	**4.136**	**4.263**	**4.070**	**3.864**	**2.962**	**2.389**			
Saldo (A - B)	**264**	**127**	**291**	**741**	**1.387**	**1.902**			
Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)**[2]:	182,9	180,3	181,1						
Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)**[3]:	212,4	186,3	186,9						

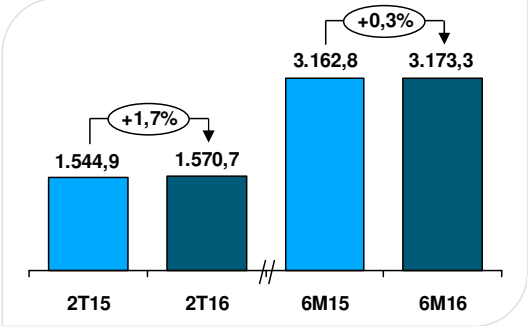
[1] XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:
XXXX ➔ ano de realização do leilão
YY ➔ EE = energia existente ou EN = energia nova
WWWW ➔ ano de início de fornecimento
ZZ ➔ duração do fornecimento (em anos)
[2] Preço de venda líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/Cofins, P&D), ou seja, não considera a inflação 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

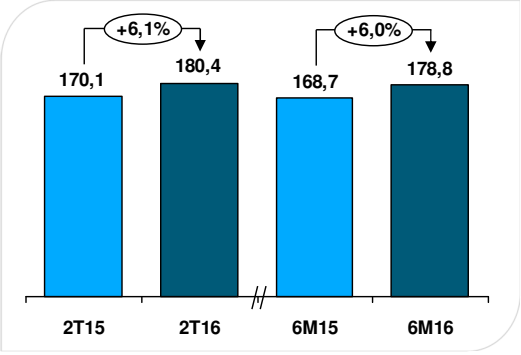
No 2T16, **a receita líquida de vendas apresentou aumento de 1,7%**, (R$ 25,8 milhões), quando comparada à auferida no 2T15, passando de R$ 1.544,9 milhões para R$ 1.570,7 milhões. A seguir, os principais fatores que resultaram essa variação: (i) R$ 94,4 milhões — elevação do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 80,4 milhões — redução do volume de energia vendida; e (iii) R$ 14,3 milhões — incremento na receita decorrente de transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive as realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Receita Líquida de Vendas
R$ milhões





Preço Médio Líquido de Venda*
R$/MWh



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

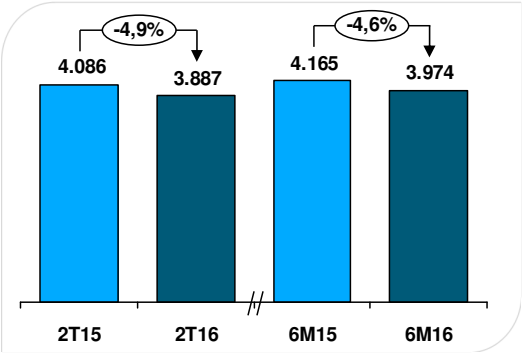
✓ **Preço Médio Líquido de Venda**

O preço médio de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita, atingiu R$ 180,4/MWh no 2T16, **6,1% acima** do auferido no 2T15, cujo valor foi de R$ 170,1/MWh. A elevação do preço ocorreu essencialmente em razão da atualização monetária dos contratos existentes, parcialmente atenuada por menores preços contratados com comercializadoras.

✓ **Volume de Vendas**

A quantidade de energia vendida passou de 8.925 GWh (4.086 MW médios) no 2T15 para 8.490 GWh (3.887 MW médios) no 2T16, **redução de 435 GWh** (199 MW médios) entre os períodos comparados. Tais variações decorreram, substancialmente, do término de contratos bilaterais, de renegociação de contratos existentes e de redução de consumo, cujas quantidades foram liquidadas no mercado de curto prazo.

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$ 749,3 milhões no 2T16, montante **2,0% superior** aos R$ 734,6 milhões auferidos no 2T15, variação ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) R$ 86,1 milhões — elevação de 12,3% no preço médio líquido de venda; e (ii) R$ 71,4 milhões — redução de 387 GWh (177 MW médios) na quantidade de vendas, passando de 4.223 GWh (1.933 MW médios) no 2T15 para 3.836 GWh (1.756 MW médios) no 2T16, 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$ 79,3 milhões, **54,9% superior** à receita auferida no 2T15 (R$ 51,2 milhões). Essa ampliação resultou dos seguintes aspectos: (i) R$ 38,3 milhões — aumento de 233 GWh (107 MW médios) no volume de energia vendida, avançando de 290 GWh (133 MW médios) no 2T15 para 523 GWh (240 MW médios) no 2T16; e (ii) R$ 10,2 milhões — decréscimo de 14,3% no preço médio líquido de vendas.

✓ **Consumidores Livres**

A **receita de venda a consumidores livres reduziu 3,9%**, passando de R$ 732,3 milhões no 2T15 para R$ 703,5 milhões no 2T16. Os seguintes eventos contribuíram para essa variação: (i) R$ 47,3 milhões — redução de 281 GWh (129 MW médios) na quantidade de energia vendida, que passou de 4.412 GWh (2.020 MW médios) no 2T15 para 4.131 GWh (1.891 MW médios) no 2T16, devido à redução de consumo e renegociação de contratos existentes; e (ii) R$ 18,5 milhões — elevação de 2,6% no preço médio líquido de venda da energia.



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

No 2T16, **a receita auferida no mercado de curto prazo**, inclusive no âmbito da CCEE, foi de R$ 30,7 milhões, enquanto no 2T15 foi de R$ 16,4 milhões, **aumento de R$ 14,3 milhões**, entre os trimestres comparados. Mais explicações sobre tais operações e variações podem ser obtidas 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$ 133,3 milhões (12,6%)**, passando de R$ 1.057,6 milhões no 2T15 para R$ 924,3 milhões no 2T16. Tais variações decorreram essencialmente do comportamento dos principais componentes a seguir:

✓ **Energia elétrica comprada para revenda:** aumento de R$ 30,3 milhões (8,1%), no 2T16, em comparação ao 2T15, refletindo, sobretudo, o aumento de 206 GWh (95 MW médios) das compras de médio e de longo prazo no 2T16, que foi atenuado pelos menores preços praticados nas novas contratações de médio e de longo prazo.

✓ **Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram de R$ 187,0 milhões, 75,8% inferiores aos do 2T15. Os detalhes estão descritos a seguir em item específico.

✓ **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R$ 7,4 milhões (8,4%) entre os trimestres em análise, decorrente, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão.

✓ **Combustíveis para produção de energia elétrica:** redução de R$ 26,2 milhões (41,6%), em relação ao 2T15, ocasionada por: (i) redução de consumo de gás natural pela Usina Termelétrica William Arjona (UTWA) no 2T16, em virtude da ausência de despacho dessa usina pelo Operador Nacional do Sistema (ONS); e (ii) reconhecimento, no 2T16, do custo com carvão mineral nacional, em razão da redução do reembolso praticado pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) às Usinas Termelétricas Jorge Lacerda e Charqueadas em relação ao carvão consumido, redução esta provocada pela mudança da legislação que alterou o custo do carvão.

✓ **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (royalties):** acréscimo de R$ 16,9 milhões (58,6%) em comparação com o mesmo período de 2015, em razão, especificamente, do reajuste anual de preços e da maior geração das unidades hidrelétricas da Companhia.

✓ **Pessoal:** aumento de R$ 5,6 milhões (10,4%) em relação ao 2T15 em virtude, substancialmente, do reajuste anual da remuneração.

✓ **Materiais e serviços de terceiros:** incremento de R$ 2,0 milhões (4,3%) 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$ 8,8 milhões (6,0%) entre os trimestres comparados, resultante, sobretudo, de grandes manutenções realizadas no fim do 2T15 no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.

✓ **Provisões operacionais líquidas:** efeito negativo de R$ 6,9 milhões entre os trimestres comparados. A variação apresentada resultou, principalmente, da revisão da expectativa de desembolso futuro no 2T15 em ação judicial com fornecedor, na qual se discute a definição do preço de insumo consumido pela Companhia.

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 com duração da entrega não superior a seis meses e que tenham como objetivo principal a gestão da exposição da Companhia na CCEE. O preço da energia em tais 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, nos últimos anos, mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura nos dois anos, sendo esse o motivo para a criação deste tópico. Assim, ele nos 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 2T16 e no 2T15, **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 nos montantes de R$ 29,1 milhões e R$ 230,4 milhões, respectivamente, representando **variação positiva de R$ 201,3 milhões** entre os períodos comparados.

Essa variação é consequência, essencialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) redução substancial do efeito negativo decorrente do ajuste de Garantia Física da aplicação do GSF, em razão de menor déficе de geração hidrelétrica no 2T16, em comparação ao 2T15; (ii) queda significativa da posição credora na CCEE no 2T16, como resultado da estratégia de alocação mensal de energia pela Companhia; (iii) exposição termelétrica no 2T16 em virtude da redução do despacho termelétrico; (iv) aumento de receita no MRE devido a maior geração hidrelétrica no trimestre em análise; e (v) impacto negativo no 2T16 proveniente de exposição residual no MRE e de exposição ao submercado Nordeste, que apresentou PLD médio superior aos submercados Sul-Sudeste/Centro-Oeste. Os efeitos positivos dos itens (i) e (iv) foram parcialmente atenuados pelo impacto negativo dos demais itens.

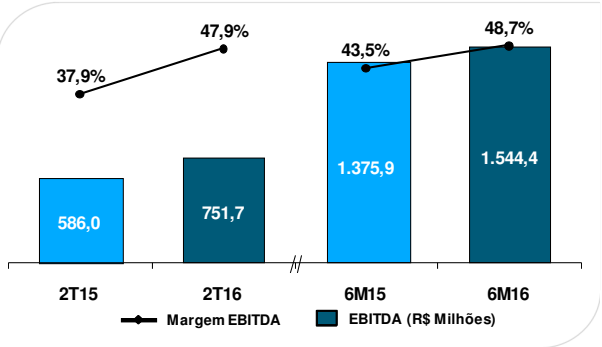
Cabe considerar que as expressivas reduções do PLD médio entre os trimestres analisados, contribuíram de maneira significativa para a mitigação dos impactos negativos nos resultados decorrentes dos efeitos do GSF e da exposição termelétrica e, em contrapartida, para a redução dos efeitos positivos do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

Em dezembro de 2015, a Aneel estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2016 em R$ 422,56/MWh e R$ 30,25/MWh, respectivamente. Na comparação entre os trimestres, **o PLD médio** dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste – principais áreas de atuação da Companhia – **diminuiu 84,0%**, passando de R$ 382,82/MWh no 2T15 para R$ 61,19/MWh no 2T16.

Ebitda e Margem Ebitda

Refletindo os efeitos anteriormente mencionados, **o Ebitda** do 2T16 foi de R$ 751,7 milhões, isto é, **R$ 165,7 milhões (28,3%) acima** do apurado no 2T15, que foi de R$ 586,0 milhões. A margem Ebitda foi de 47,9% no 2T16, acréscimo de 10,0 p.p. em relação ao 2T15. As elevações supracitadas são consequência, substancialmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) efeito positivo de R$ 201,3 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive as realizadas no âmbito da CCEE; (ii) ampliação de R$ 16,9 milhões dos custos de compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*); (iii) elevação de R$ 13,8 milhões na receita líquida de venda de energia contratada; (iv) crescimento de R$ 7,7 milhões dos custos e das despesas operacionais de pessoal; (v) aumento de R$ 7,4 milhões dos encargos de uso da rede elétrica e conexão; e (vi) acréscimo de R$ 17,4 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)	2T16	2T15	Var. %	6M16	6M15	Var. %
Lucro líquido	328,8	209,3	57,1	675,9	554,0	22,0
(+) Imposto de renda e contribuição social	148,2	95,6	55,0	311,5	259,2	20,2
(+) Despesas financeiras, líquidas	116,8	132,1	-11,6	245,0	266,9	-8,2
(+) Depreciação e amortização	157,7	149,0	5,8	311,8	295,8	5,4
Ebitda	**751,5**	**586,0**	**28,2**	**1.544,2**	**1.375,9**	**12,2**
(+) Resultado de Participações Societárias	0,2	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0
Ebitda ajustado	**751,7**	**586,0**	**28,3**	**1.544,4**	**1.375,9**	**12,2**



Resultado Financeiro

Receitas financeiras: no 2T16, as receitas financeiras atingiram R$ 94,0 milhões, isto é, **R$ 31,8 milhões (51,1%) acima** dos R$ 62,2 milhões auferidos no 2T15, em razão, substancialmente: (i) do aumento de R$ 15,2 milhões nos juros e na variação monetária sobre contas a receber na CCEE; e (ii) do incremento no valor de R$ 14,5 milhões na receita com aplicações financeiras.

Despesas financeiras: as despesas financeiras no 2T16 foram de R$ 210,8 milhões, isto é, **R$ 16,5 milhões (8,5%) acima** das registradas no 2T15 (R$ 194,3 milhões). As principais variações observadas foram: (i) reconhecimento no 2T16 de R$ 26,3 milhões de juros e variação monetária sobre os valores a pagar na CCEE que estavam pendentes de pagamento em razão da liminar que impedia a aplicação dos efeitos do GSF pela CCEE; (ii) redução de R$ 20,9 milhões nos juros e variação monetária sobre dívidas; (iii) incremento de R$ 14,2 milhões nos juros e na variação monetária sobre as concessões a pagar; e (iv) decréscimo de R$ 3,4 milhões nos juros e na variação monetária sobre provisões e nos juros líquidos sobre passivo atuarial.

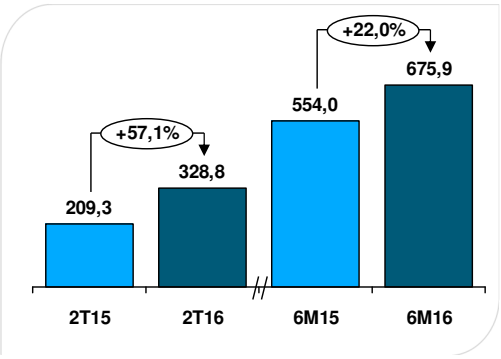
Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

As despesas com IR e CSLL no 2T16 foram de R$ 148,2 milhões, valor superior em R$ 52,5 milhões (54,9%), ao do mesmo trimestre de 2015, que foi de R$ 95,6 milhões em decorrência, principalmente, do aumento do lucro antes dos tributos.

Lucro Líquido

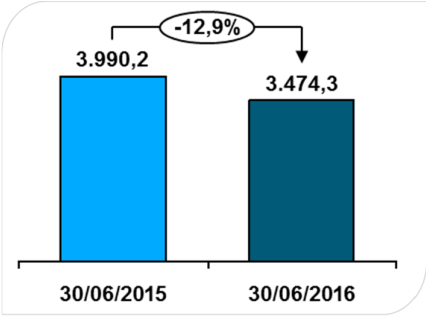
O lucro líquido do 2T16 foi de R$ 328,8 milhões, **R$ 119,5 milhões (57,1%) superior** aos R$ 209,3 milhões apresentados no 2T15. Esse aumento é efeito, substancialmente, dos seguintes fatores: (i) crescimento de R$ 165,7 milhões no Ebitda; (ii) redução de R$ 15,3 milhões das despesas financeiras líquidas; (iii) aumento de R$ 8,7 milhões da depreciação e amortização; e (iv) elevação de R$ 52,5 milhões do imposto de renda e da contribuição social.

Lucro Líquido
R$ milhões



Endividamento

Dívida Bruta
R$ milhões



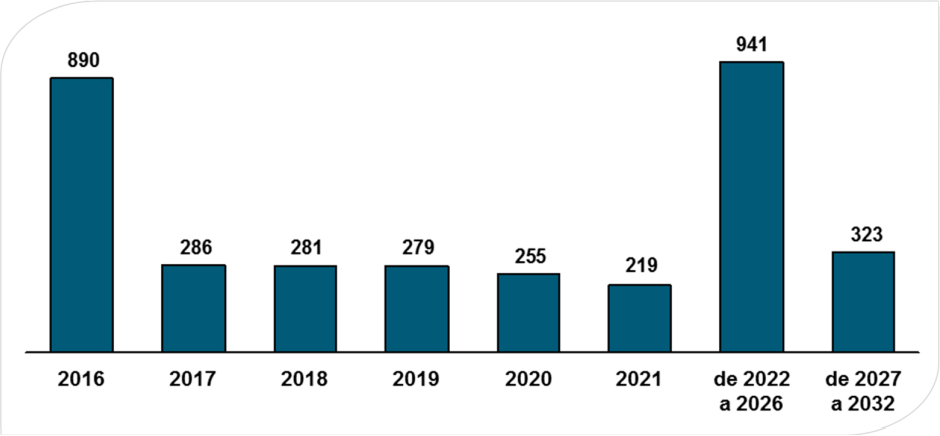
A **dívida bruta total consolidada,** representada principalmente por empréstimos, financiamentos e debêntures, **líquida de operações de *hedge*, totalizava R$ 3.474,3 milhões** em 30 de junho de 2016 **— decréscimo de 12,9%** (R$ 515,9 milhões) comparativamente à posição de 30 de junho de 2015. Do total da dívida no fim do período, 24,7% estava denominada em moeda estrangeira (34,2% no fim do 2T15). 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 2T15 e o 2T16: (i) saques no BNDES e em seus agentes financeiros no valor total acumulado de R$ 86,7 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$ 394,2 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária e cambial; e (iii) R$ 997,1 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures.



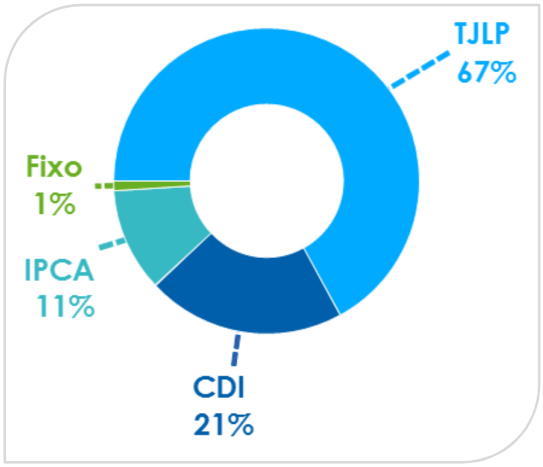
Cronograma de Vencimento da Dívida

R$ milhões



O **custo médio ponderado nominal da dívida** ao fim do 2T16 foi **11,2%.**

Composição da Dívida



Em 30 de junho 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$ 1.202,7 milhões, redução de 42,2%** em relação ao registrado ao fim do 2T15.

Dívida Líquida

R$ milhões

	30/06/2016	30/06/2015	Var. %
Dívida bruta	3.640,7	4.277,8	-14,9
Resultado de operações com derivativos	(166,5)	(287,7)	-42,1
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(166,9)	(166,6)	0,2
Caixa e equivalentes de caixa	(2.104,7)	(1.744,5)	20,7
Dívida líquida total	**1.202,7**	**2.079,1**	**-42,2**



Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia no 2T16 foram de **R$ 226,5 milhões**, dos quais (i) R$ 52,5 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; (ii) R$ 13,5 milhões, à modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago; e (iii) R$ 160,5 milhões, à construção da UTE Pampa Sul (R$ 108,4 milhões), do Complexo Eólico Santa Mônica (R$ 47,5 milhões) e demais usinas (R$ 4,6 milhões).

Crédito de Dividendos

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia, em reunião realizada em 28 de julho de 2016, aprovou a distribuição de dividendos intercalares com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30 de junho de 2016, no valor de **R$ 645,2 milhões** (R$ 0,9884403986 por ação), representando um **payout de 100%** para o primeiro semestre de 2016 considerando o lucro líquido distribuível.

As ações da Companhia serão negociadas **ex-dividendos** intercalares a partir do dia **9 de agosto de 2016**. Os dividendos intercalares serão pagos a partir de 6 de outubro de 2016, com base nos dados cadastrais existentes no Itaú Unibanco Banco Múltiplo S.A. em 8 de agosto de 2016.

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 28 usinas instaladas em 12 estados das cinco regiões do País, 14 (com potência somada que corresponde a 83,6% 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.

Destaques do 2T16

- ✓ Em 29 de abril, foi publicado o Relatório de Sustentabilidade 2015 em português e, em 19 de junho, em inglês, disponíveis no website da Companhia em versões *on-line* e PDF.
- ✓ Em 9 de maio, a Diretoria Executiva aprovou as metas empresariais de sustentabilidade de 2016, que passaram a identificar o grau de alinhamento de cada meta aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da Agenda ONU 2030 (ODS).



- ✓ Nos dias 1 e 2 de junho, foi realizada a 5ª Edição do Seminário Ética, Sustentabilidade e Energia, na sede da Companhia, em Florianópolis, aberto ao público interno e externo e com transmissão por videoconferência para as usinas e para a ENGIE Brasil Energia. A exemplo das metas de sustentabilidade 2016, o Seminário deu ênfase aos ODS. As apresentações do evento estão no *website* da Companhia, em sua versão em português, incluindo a realizada pelo Comitê de Sustentabilidade, que torna de conhecimento público as metas a alcançar em 2016. Além disso, um filme sobre o evento foi exibido na sede mundial da ENGIE S.A. em Paris.

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 2T16, associando cada indicador aos da GRI.

Indicadores de Sustentabilidade[1]

Item	Dimensão[2]	Indicador[3]	Indicador GRI[4]	2T16	2T15	Variação	6M16	6M15	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	EU1, G4-9	28	28	0	28	28	0
2		Capacidade instalada total (MW)	EU1, G4-9	8.729	8.765	-0,4%	8.729	8.765	-0,4%
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	83,56%	83,63%	-0,1 p.p.	83,56%	83,63%	-0,1 p.p.
6		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis	EU1, G4-9	7.646	7.646	0,0%	7.646	7.646	0,0%
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total	EU1, G4-9	87,59%	87,23%	0,36 p.p.	87,59%	87,23%	0,36 p.p.
8		Geração de energia total (GWh)	EU2	10.742	9.344	15,0%	22.738	22.248	2,2%
9		Geração de energia certificada	EU6, G4-15	9.700	7.628	27,2%	20.057	18.859	6,4%
10		Geração certificada em relação à total	EU6, G4-15	90,3%	81,6%	8,7 p.p.	88,2%	84,8%	3,4 p.p.
11		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)	EU2	9.534	7.508	27,0%	20.470	18.767	9,1%
12		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total	EU2	88,8%	80,4%	8,4 p.p.	90,0%	84,4%	5,7 p.p.
13		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas	EU30	97,0%	97,9%	-0,9 p.p.	96,6%	97,0%	-0,3 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas	EU30	85,7%	87,7%	-1,9 p.p.	86,0%	87,3%	-1,3 p.p.
15	Meio Ambiente	Total de mudas plantadas e doadas[5]	G4-EN27	68.878	61.467	12,1%	166.395	114.952	44,8%
16		Número de visitantes às usinas[5]	G4-26	34.276	37.264	-8,0%	45.664	48.457	-5,8%
17		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)	G4-EN15	1,006	0,974	3,3%	1,003	0,976	2,8%
18		Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE (t/MWh)	G4-EN15	0,146	0,191	-23,9%	0,131	0,131	-0,2%
19	Saúde e Segurança no Trabalho (SST)	Nº médio de empregados[6]	G4-10, G4-LA1	1.116	1.139	-2,0%	1.115	1.141	-2,3%
20		Taxa de Frequência (TF), não incluindo terceirizadas[7]	G4-LA6	0,00	0,00	-	0,00	0,000	-
21		Taxa de Gravidade (TG), não incluindo terceirizadas[8]	G4-LA6	0,000	0,000	-	0,000	0,000	-
22		Taxa de Frequência (TF), incluindo terceirizadas[7]	G4-LA6	0,00	0,75	▼	0,76	0,39	▲
23		Taxa de Gravidade (TG), incluindo terceirizadas[8]	G4-LA6	0,000	0,000	-	0,000	0,000	-
24	Responsabilidade Social[9]	Investimentos não incentivados	G4-EC8, G4-SO1	2.219,94	1.138,93	94,9%	3.394,97	1.905,03	78,2%
25		Investimentos pelo Fundo da Infância e Adolescência	G4-EC8, G4-SO1	984,73	1.184,10	-16,8%	1.656,02	1.237,90	33,8%
26		Investimentos pela Lei de Incentivo à Cultura	G4-EC8, G4-SO1	1.358,70	1.258,00	8,0%	6.802,20	5.972,74	13,9%
27		Investimentos pela Lei do Esporte	G4-EC8, G4-SO1	0,00	60,00	-60,0	150,00	410,00	-260,0
28		Outros investimentos incentivados (saúde e outros)	G4-EC8, G4-SO1	0,00	0,00	-	0,00	300,00	-300,0

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 adotarão 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 2,9% no 2T16 e 18,9% no semestre. A variação reflete essencialmente a repercussão de fatores políticos e a percepção de risco do País com o afastamento da presidente no processo de *impeachment*.

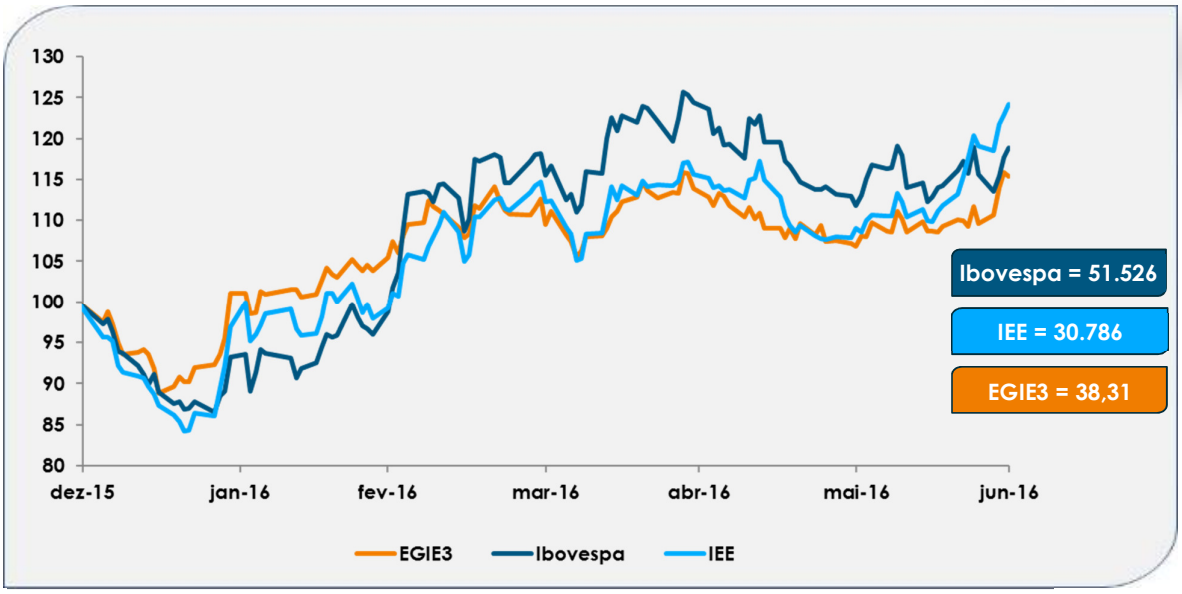
As ações da ENGIE Brasil Energia encerraram o **2T16 com valorização de 5,4%** ante o 1T16, acompanhando em parte a valorização de 10,5% do Índice do Setor Elétrico (IEE), e superando a valorização de 2,9% obtida pelo Ibovespa. A EGIE3 fechou o trimestre cotada em R$ 38,31, atribuindo à Companhia valor de mercado de R$ 25,0 bilhões.

No 2T16, o volume médio diário de EGIE3 foi de R$ 32,2 milhões, 26,0% acima do registrado no 2T15, quando atingiu R$ 25,6 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: 29 de julho de 2016
Horário: 11h (horário de Brasília)

Telefones para conexão:
Participantes no Brasil: (11) 3193-1001 / (11) 2820-4001
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 29 de julho a 4 de agosto de 2016. Acesso pelo telefone: (11) 3193-1012 / (11) 2820-4012| código: 6873583# (Português).

Importante

Este material inclui informações e opiniões acerca de eventos futuros sujeitas a riscos e incertezas, as quais se baseiam nas atuais expectativas, projeções e tendências sobre os negócios da Companhia. Inúmeros fatores podem afetar as estimativas e suposições nas quais estas opiniões se baseiam, razões por que as estimativas e declarações futuras constantes deste material podem não vir a se concretizar. Considerando estas limitações, os acionistas e investidores não devem tomar quaisquer decisões com base nas estimativas, projeções e declarações futuras contidas neste material.



ANEXO I
ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.
BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO — ATIVO

(Valores em R$ mil)		
Ativo	**30/06/2016**	**31/12/2015**
Ativo Circulante	**3.607.107**	**4.431.818**
Caixa e equivalentes de caixa	2.104.723	2.396.854
Contas a receber de clientes	745.073	773.602
Estoques	104.330	88.888
Créditos fiscais a recuperar	33.667	46.385
Combustível a reembolsar	122.763	144.249
Depósitos vinculados	18.289	8.426
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	222.745	778.227
Hedge de empréstimos	166.456	488.802
Hedge de compromissos com fornecedores	56.289	289.425
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	26.064	26.064
Outros ativos circulantes	142.567	82.237
Ativo não circulante mantido para venda	86.886	86.886
Ativo Não Circulante	**10.892.610**	**10.857.568**
Realizável a Longo Prazo	**618.632**	**716.695**
Créditos fiscais a recuperar	48.516	46.763
Depósitos vinculados	178.787	158.139
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	166.852	146.766
Outros depósitos vinculados	11.935	11.373
Depósitos judiciais	140.083	132.480
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	8.502	130.240
Hedge de compromissos com fornecedores	8.502	130.240
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	184.047	197.079
Outros ativos não circulantes	58.697	51.994
Investimentos	**4.526**	**-**
Imobilizado	**10.014.844**	**9.897.550**
Intangível	**254.608**	**243.323**
Total	**14.499.717**	**15.289.386**



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

(Valores em R$ mil)		
Passivo	**30/06/2016**	**31/12/2015**
Passivo Circulante	**2.074.568**	**2.977.377**
Fornecedores	366.098	573.573
Dividendos e juros sobre o capital próprio	4.521	271.021
Empréstimos e financiamentos	1.193.065	1.712.490
Debêntures	6.396	489
Concessões a pagar	63.932	60.572
Imposto de renda e contribuição social a pagar	66.018	17.799
Outras obrigações fiscais e regulatórias	82.028	97.665
Provisão para remunerações e encargos	83.158	102.992
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	26.625	25.727
Obrigações com benefícios de aposentadoria	22.189	22.189
Outros passivos circulantes	160.538	92.860
Passivo Não Circulante	**5.575.676**	**5.669.873**
Empréstimos e financiamentos	2.251.215	2.353.268
Debêntures	190.065	180.947
Concessões a pagar	2.176.024	2.009.980
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	267.259	246.873
Obrigações com benefícios de aposentadoria	267.022	255.552
Imposto de renda e contribuição social diferidos	347.251	558.826
Outros passivos não circulantes	76.840	64.427
Patrimônio Líquido	**6.849.473**	**6.642.136**
Capital social	2.737.361	2.445.766
Reserva de capital	91.695	91.695
Reservas de lucros	2.845.637	3.333.102
Ajustes de avaliação patrimonial	493.080	769.309
Lucros acumulados	678.966	-
Participação de acionista não controlador	2.734	2.264
Total	**14.499.717**	**15.289.386**



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

(Valores em R$ mil)	2T16	2T15	Var. %	6M16	6M15	Var. %
Receita Líquida de Vendas	**1.570.687**	**1.544.857**	**1,7**	**3.173.342**	**3.162.826**	**0,3**
Custos da Energia Vendida e dos Serviços Prestados	**(924.247)**	**(1.057.577)**	**-12,6**	**(1.840.529)**	**(1.988.171)**	**-7,4**
Energia elétrica comprada para revenda	(405.247)	(374.992)	8,1	(794.570)	(769.563)	3,2
Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE	(59.782)	(246.780)	-75,8	(131.750)	(259.165)	-49,2
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(95.007)	(87.623)	8,4	(189.351)	(174.321)	8,6
Combustíveis para geração	(36.868)	(63.109)	-41,6	(89.592)	(115.238)	-22,3
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(45.690)	(28.807)	58,6	(96.996)	(77.194)	25,7
Pessoal	(59.695)	(54.060)	10,4	(115.581)	(106.086)	9,0
Materiais e serviços de terceiros	(47.407)	(45.455)	4,3	(79.207)	(94.522)	-16,2
Depreciação e amortização	(155.696)	(146.874)	6,0	(307.676)	(291.613)	5,5
Reversão (Constituição) de provisões operacionais	(545)	6.345	-108,6	(57)	(63.513)	-99,9
Outros	(18.310)	(16.222)	12,9	(35.749)	(36.956)	-3,3
Lucro Bruto	**646.440**	**487.280**	**32,7**	**1.332.813**	**1.174.655**	**13,5**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(52.419)**	**(50.273)**	**4,3**	**(100.192)**	**(94.593)**	**5,9**
Despesas com vendas	(4.635)	(4.371)	6,0	(9.282)	(9.385)	-1,1
Despesas gerais e administrativas	(50.235)	(45.421)	10,6	(94.110)	(87.053)	8,1
Outras (despesas)/receitas operacionais, líquidas	2.451	(481)	-609,6	3.200	1.845	73,4
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**594.021**	**437.007**	**35,9**	**1.232.621**	**1.080.062**	**14,1**
Resultado Financeiro	**(116.855)**	**(132.111)**	**-11,5**	**(245.008)**	**(266.878)**	**-8,2**
Receitas financeiras	93.997	62.199	51,1	218.963	119.497	83,2
Despesas financeiras	(210.852)	(194.310)	8,5	(463.971)	(386.375)	20,1
Resultado de Participações Societárias	**(244)**	**-**		**(244)**	**-**	
Equivalência patrimonial	(244)	-	0,0	(244)	-	0,0
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**476.922**	**304.896**	**56,4**	**987.369**	**813.184**	**21,4**
Imposto de renda	(106.486)	(69.662)	52,9	(225.006)	(188.919)	19,1
Contribuição social	(41.683)	(25.976)	60,5	(86.503)	(70.257)	23,1
Lucro Líquido do Exercício	**328.753**	**209.258**	**57,1**	**675.860**	**554.008**	**22,0**
Número de Ações Ordinárias	**652.742.192**	**652.742.192**		**652.742.192**	**652.742.192**	
Lucro Líquido por Ação	**0,5036**	**0,3206**		**1,0354**	**0,8487**	



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

(Valores em R$ mil)	2T16	2T15	6M16	6M15
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	476.922	304.896	987.369	813.184
Ajustes para conciliar o lucro antes dos tributos ao caixa gerado nas operações:				
Depreciação e amortização	157.695	149.020	311.813	295.767
Variação monetária	61.391	55.564	110.479	116.874
Juros	120.315	126.616	270.443	240.181
Constituição de provisões operacionais	1.100	(6.503)	260	61.557
Outros	329	495	2.108	948
Lucro Ajustado	**817.752**	**630.088**	**1.682.472**	**1.528.511**
Redução (aumento) nos ativos				
Contas a receber de clientes	51.534	45.475	46.652	17.459
Combustível a reembolsar	(4.737)	(21.507)	21.486	(69.223)
Créditos fiscais a recuperar	(23.224)	8.385	(26.631)	1.549
Estoques	(5.226)	(11.352)	(15.442)	(19.416)
Depósitos vinculados e judiciais	42.974	15.620	(7.860)	(988)
Indenização de seguro a receber	-	(146)	-	121.415
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	6.516	-	13.032	-
Outros ativos	(9.175)	6.770	(35.779)	(6.820)
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	(313.286)	50.517	(256.744)	(99.142)
Imposto de renda e contribuição social a pagar	3.097	876	2.979	(192)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(4.947)	(22.052)	(26.067)	(378)
Obrigações com pesquisa e desenvolvimento	6.121	(10.547)	8.565	(14.681)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(2.941)	(2.731)	(6.633)	(5.795)
Outros passivos	10.727	(21.991)	16.287	(17.791)
Caixa Gerado pelas Operações	**575.185**	**667.405**	**1.416.317**	**1.434.508**
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(166.911)	(76.641)	(244.516)	(314.787)
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(74.074)	(84.687)	(154.945)	(163.702)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	**334.200**	**506.077**	**1.016.856**	**956.019**
Atividades de Investimento	**(213.873)**	**(163.147)**	**(414.396)**	**(355.354)**
Aquisição de investimento, líquido do caixa e equivalentes de caixa recebidos	(4.770)	(16.646)	(12.636)	(16.646)
Aplicação no imobilizado	(206.770)	(145.541)	(397.599)	(336.258)
Aplicação no intangível	(2.333)	(960)	(4.161)	(2.450)
Atividades de Financiamento	**(279.077)**	**(216.574)**	**(894.591)**	**(460.938)**
Empréstimos e financiamentos obtidos	20.137	24.054	20.195	71.525
Empréstimos e financiamentos pagos	(57.220)	(49.984)	(344.979)	(99.853)
Parcelas de concessões pagas	(15.709)	(14.319)	(31.368)	(28.596)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(209.501)	(171.197)	(522.123)	(393.218)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(6.993)	(6.270)	(10.967)	(12.299)
Outros	(9.791)	1.142	(5.349)	1.503
Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**(158.750)**	**126.356**	**(292.131)**	**139.727**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa				
Saldo inicial	2.263.473	1.618.102	2.396.854	1.604.731
Saldo final	2.104.723	1.744.458	2.104.723	1.744.458
Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**(158.750)**	**126.356**	**(292.131)**	**139.727**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa				
Juros e variação monetária capitalizados	25.426	10.017	51.087	22.009
Fornecedores de imobilizado e intangível	3.761	105.113	(23.061)	104.010
Compensação de imposto de renda e contribuição social	33.665	12.721	41.601	18.733
Valores a pagar vinculados à aquisição de investimentos	-	(22.988)	13.027	14.093