

ENGIE Brasil Energia propõe distribuição de 100% do lucro líquido ajustado de 2016

Margem Ebitda apresenta aumento de 1,5 p.p. em relação ao ano anterior

Florianópolis (SC), 23 de fevereiro de 2017. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia" ou "Companhia") — BM&FBovespa: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao quarto trimestre de 2016 e ao período encerrado em 31 de dezembro de 2016 (4T16 e 12M16). As informações financeiras e operacionais a seguir são apresentadas em base consolidada e de acordo com os princípios e com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Os valores estão expressos em reais (R$), salvo quando indicado de modo diferente.

Destaques

- ✓ A ENGIE Brasil Energia registrou lucro líquido acumulado de R$ 1.548,3 milhões em 2016 (R$ 2,3720/ação), valor 3,1% (R$ 47,0 milhões) acima do alcançado em 2015.
- ✓ O Ebitda[1] alcançou R$ 3.175,6 milhões em 2016, um aumento de 2,0% ou R$ 61,0 milhões, em comparação a 2015. A margem Ebitda foi de 49,3% no ano de 2016, aumento de 1,5 p.p. em relação ao ano anterior.
- ✓ A receita líquida de vendas reduziu 1,1% (R$ 69,7 milhões) em comparação ao montante apurado em 2015, totalizando R$ 6.442,4 milhões em 2016.
- ✓ A quantidade de energia vendida no acumulado de 2016 foi de 34.789 GWh (3.971 MW médios), volume 3,5% menor que o comercializado em 2015.
- ✓ O preço médio dos contratos de venda de energia, líquido das exportações e dos tributos sobre a receita, foi de R$ 180,68/MWh em 2016, valor 5,4% superior ao registrado em 2015.
- ✓ A Companhia concluiu as negociações para a alienação das Usinas Eólicas Beberibe e Pedra do Sal, bem como da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca. A operação foi aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia em 23 de dezembro de 2016, e integra a estratégia de otimização do parque gerador, permitindo a expansão em ativos com maior grau de sinergia entre si. A conclusão da operação está sujeita ao atendimento de determinadas condições precedentes.
- ✓ Em novembro de 2016, a Companhia firmou contrato com a distribuidora de energia de Santa Catarina para instalação de sistemas fotovoltaicos em mil residências do Estado, totalizando 2.600 kWp.
- ✓ Pelo 12º ano consecutivo, a ENGIE Brasil Energia foi incluída no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE). A Companhia é uma das dez empresas integrantes do ISE desde que foi criado em 2005.

Eventos Subsequentes

- ✓ Tomou posse em 9 de janeiro de 2017 o novo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, Sr. Carlos Freitas, nomeado pelo Conselho de Administração em outubro de 2016.
- ✓ A Central Eólica Cacimbas, pertencente ao Complexo Eólico Santa Mônica, iniciou operação comercial de três aerogeradores em dezembro de 2016. Os quatro restantes foram liberados para operar a partir de janeiro de 2017. Assim, foram adicionados ao parque gerador da Companhia 18,9 MW de energia renovável não convencional.
- ✓ O Conselho de Administração da Companhia aprovou a proposta de dividendos complementares no montante de R$ 409,6 milhões (R$ 0,6275/ação), que deverá ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária.
- ✓ A Companhia mandatou o Banco Morgan Stanley S.A. para prestar assessoria financeira em uma sondagem de mercado, não vinculante, visando identificar potenciais compradores para seus ativos de geração de energia a carvão, a saber: Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, localizado em Capivari de Baixo, Estado de Santa Catarina e Usina Termelétrica Pampa Sul que está em construção no Município de Candiota, Estado do Rio Grande do Sul.

Para Divulgação Imediata

Mais informações:

Carlos Freitas
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
carlos.freitas@engie.com

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

ri.BREnergia@engie.com

Teleconferência com *webcast*
Dia 24/02/2017 às 11h (horário de Brasília): em português (tradução simultânea para inglês).

Mais detalhes na seção Próximo Evento, na página 22.

Visite nosso Site
www.ENGIEenergia.com.br

Resumo dos Indicadores Econômicos e Operacionais

ENGIE Brasil Energia - Consolidado						
(Valores em R$ milhões)	**4T16**	**4T15**	**Var.**	**12M16**	**12M15**	**Var.**
Receita Líquida de Vendas (RLV)	1.666,2	1.709,2	-2,5%	6.442,4	6.512,0	-1,1%
Resultado do Serviço (EBIT)	542,8	805,1	-32,6%	2.424,4	2.503,8	-3,2%
Ebitda [1]	824,0	967,0	-14,8%	3.175,6	3.114,6	2,0%
Ebitda / RLV - (%) [1]	49,5	56,6	-7,1 p.p.	49,3	47,8	1,5 p.p.
Lucro Líquido	475,6	599,7	-20,7%	1.548,3	1.501,3	3,1%
Dívida Líquida [2]	1.093,2	1.214,8	-10,0%	1.093,2	1.214,8	-10,0%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios)[3]	4.794	5.902	-18,8%	5.077	5.436	-6,6%
Energia Vendida (MW médios)	3.962	4.099	-3,4%	3.971	4.111	-3,5%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [4]	183,98	175,26	5,0%	180,68	171,37	5,4%
Número de Empregados	1.078	1.168	-7,7%	1.078	1.168	-7,7%

(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 2017
MSCI 2015 Constituent MSCI Global Sustainability Indexes



MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

"Transformar a relação das pessoas com a energia, para um mundo sustentável". Impulsionada por essa visão, a ENGIE Brasil Energia chegou ao fim de 2016 celebrando avanços conquistados em meio a um cenário desafiador. Em um ano marcado pela instabilidade política e recessão econômica, a Companhia deu continuidade ao processo de integração estratégica proposto por sua controladora — a ENGIE.

Registramos incremento de 3,1% no lucro líquido, que atingiu R$ 1.548,3 milhões em 2016, os quais, após ajuste, serão integralmente distribuídos aos acionistas da Companhia, a ser ratificado pela Assembleia Geral Ordinária. Apesar da desaceleração da economia brasileira no período, a margem Ebitda avançou 1,5 p.p., de 47,8% em 2015 para 49,3% em 2016. Esse desempenho deve-se, essencialmente, à combinação do efeito da estratégia de contratação de longo prazo da Companhia — que lhe garantiu a sustentação da receita de vendas ante a crítica situação da economia —, com o baixo endividamento líquido no decorrer do ano; com a redução do consumo de combustível para geração de energia — em virtude do menor despacho termelétrico; com o declínio no volume de compras de energia para revenda; e com o reconhecimento de redução de valor recuperável de ativos ligados à termogeração. Cumpre ressaltar que o Fator de Ajuste da Energia Assegurada (GSF – Generation Scaling Factor) continuou afetando os resultados da Companhia. Isso se deve, entre outros fatores, à entrada de capacidade comercial de novas usinas no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) sem a respectiva capacidade de escoamento, à redução da carga prevista e da geração termelétrica para recuperação dos reservatórios e ao atendimento do submercado Nordeste, devido à restrição do intercâmbio com outros submercados.

O marco do Grupo ENGIE no Brasil em 2016 foi a inauguração da Usina Hidrelétrica Jirau, localizada no Rio Madeira, em Rondônia. Maior projeto hidrelétrico desenvolvido pela ENGIE no mundo e terceiro maior do País em atividade, o empreendimento tem capacidade instalada total de 3.750 MW e produzirá energia equivalente ao consumo de cerca de 10 milhões de residências. O número de turbinas em Jirau (50) é superior à soma de todas as hidrelétricas da Região Sul. A ENGIE Brasil Participações, controladora da ENGIE Brasil Energia, detém 40% de participação no empreendimento. O processo da potencial transferência dessa participação para a Companhia está previsto para iniciar em 2017, numa operação que terá o envolvimento do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas.

Outra conquista significativa relacionada à energia renovável foi o início da operação comercial da Central Eólica Santa Mônica e da Central Eólica Cacimbas, esta parcial, ambas localizadas em Trairi, no Ceará. A expectativa é de que ainda no primeiro trimestre de 2017 entrem em operação as outras duas centrais que compõem o Complexo, de 97,2 MW de capacidade instalada.

Em outra frente, alinhada à estratégia de descentralização, a ENGIE Brasil Energia ingressou no mercado de geração distribuída ao adquirir 50% do capital da GD Brasil Energia Solar S.A. no primeiro semestre de 2016, criando a ENGIE Geração Solar Distribuída S.A., uma das líderes do segmento no Brasil. Por meio dessa nova controlada, foi firmado, em novembro, acordo com a distribuidora de energia catarinense para instalação de sistemas fotovoltaicos em mil residências do Estado. O projeto será viabilizado por um programa que prevê o subsídio, pela distribuidora, de parte do investimento que caberia ao consumidor. Essa ação representa mais um passo importante da Companhia em direção à vanguarda no segmento de geração distribuída fotovoltaica.

O investimento em fontes complementares reafirma o compromisso da ENGIE Brasil Energia com a transição energética, fundamental ao desenvolvimento sustentável — especialmente no que se refere às mudanças do clima e, consequentemente, à descarbonização. A decisão de nossa controladora de não mais construir novas usinas a carvão acompanha a consciência global quanto à necessidade de produzir mais energia, ao mesmo tempo em que se reduz a emissão de carbono. Trata-se de uma questão de sobrevivência para o planeta e para as gerações futuras.

Rumo ao futuro que emerge, a Companhia segue em busca do equilíbrio entre os desafios atuais e futuros, as demandas globais e a realidade local, o crescimento econômico e a sustentabilidade. Nosso plano de expansão condiz com o planejado, e temos atualmente 762,8 MW em construção, que devem estar operando com capacidade total até o início de 2019.

Seguimos atentos às transformações do mundo e às oportunidades associadas a essa revolução da qual fazemos parte. A ENGIE Brasil Energia está preparada para contribuir, cada vez mais, com a melhoria da relação entre as pessoas e o meio em que nossa sociedade está inserida.

Carlos Freitas
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor Presidente



DESEMPENHO OPERACIONAL

Parque Gerador

Com a entrada em operação comercial das Centrais Eólicas Santa Mônica e Cacimbas, ambas com 18,9 MW de capacidade instalada, localizadas no Município de Trairi, Ceará, e com a desmobilização da Usina Termelétrica de Charqueadas, de 36 MW, em 31 de dezembro de 2016, a capacidade instalada total da ENGIE Brasil Energia passou a ser de 7.010,1 MW. O parque gerador da Companhia é composto de 29 usinas, sendo nove hidrelétricas, quatro termelétricas e 16 complementares — centrais a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), eólicas e solares - , 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

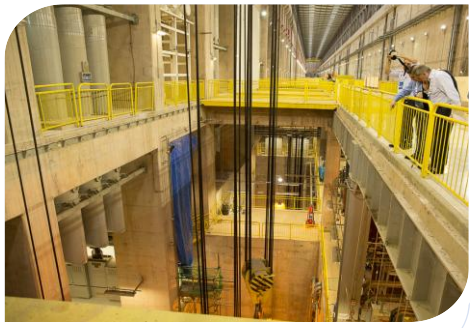
Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original da Concessão/Autorização
			Total	Participação da Companhia/Grupo	
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	out/30
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0	set/28
Machadinho	Hidrelétrica	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
Total - Termelétricas			**1.047,0**	**1.047,0**	
Ferrari	Biomassa	Pirassununga (SP)	80,5	80,5	jun/42
Ibitiúva Bioenergética	Biomassa	Pitangueiras (SP)	33,0	22,9	abr/30
Complexo Trairi[2]	Eólica	Trairi (CE)	115,4	115,4	set/41
Lages	Biomassa	Lages (SC)	28,0	28,0	out/32
Rondonópolis	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6	dez/32
José Gelazio da Rocha	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	23,7	23,7	dez/32
Complexo Santa Mônica[3]	Eólica	Trairi (CE)	37,8	37,8	jan/45
Beberibe[4]	Eólica	Beberibe (CE)	25,6	25,6	ago/33
Areia Branca[4]	PCH	Rio Manhuaçu (MG)	19,8	19,8	mai/30
Pedra do Sal[4]	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			**413,5**	**403,4**	
Total			**8.730,8**	**7.010,1**	

[1] Complexo composto de três usinas.
[2] Complexo composto por quatro usinas.
[3] Complexo composto pelas Centrais Eólicas Santa Mônica, que entrou em operação comercial em outubro de 2016, e Cacimbas, que atingiu o total de sua operação comercial em janeiro de 2017.
[4] Os Parques Eólicos Beberibe e Pedra do Sal e a Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca estão em processo de alienação, conforme deliberação do Conselho de Administração da Companhia de 23 de dezembro de 2016.
[5] Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW, o instrumento legal aplicável é o registro.

Expansão

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

A ESBR venceu o leilão de concessão organizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) (Leilão A-5/2008), em 19 de maio de 2008, ao oferecer a melhor proposta para os 70% da energia a ser produzida pela Usina, então com 44 unidades geradoras, para os consumidores cativos atendidos pelas distribuidoras de energia, com contrato de concessão de



Casa de força da UHE Jirau (dez/16)



35 anos. No leilão de energia realizado em 17 de agosto de 2011 (Leilão A-3/2011), a ESBR vendeu 209,3 MW médios, com entrega a partir de 2014, por 30 anos — resultado da ampliação do projeto da Usina para 50 unidades geradoras. Em 10 de novembro de 2015, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou, na Portaria nº 337, a nova capacidade comercial da UHE Jirau, passando de 2.184,3 MW médios para 2.205,1 MW médios, a partir dessa data. O acréscimo concedido de 20,5 MW médios equivale à revisão das perdas hidráulicas da Usina Hidrelétrica Jirau. Como consequência desse acréscimo, a ESBR comercializou, no Leilão de Energia A-1, realizado em 13 de dezembro de 2015, 18 MW médios adicionais.

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

A UHE Jirau já está com todas as suas 50 unidades geradoras em funcionamento, totalizando 3.750 MW de capacidade instalada. A liberação comercial das últimas turbinas ocorreu em novembro de 2016 e a Usina, atualmente a terceira maior do País, foi inaugurada em 16 de dezembro do mesmo ano. Cabe destacar que a UHE Jirau atingiu sua energia assegurada total em julho de 2015, com o início da operação da 33ª unidade.



Inauguração da UHE Jirau em 16 de dezembro de 2016

A quantidade de energia gerada pela Usina, no 4T16, foi de 645 MW médios, e o Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) atingiu 99,7%. No acumulado do ano, registrou geração de 1.065 MW médios, com um FID de 99,6%.

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

Projetos em Construção

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original da Concessão/Autorização
			Total	Participação da Companhia/Grupo	
Pampa Sul	Termelétrica	Candiota (RS)	340,0	340,0	mar/50
Complexo Campo Largo - Fase I	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	326,7	326,7	jul/50
Complexo Santa Mônica	Eólica	Trairi (CE)	59,4	59,4	jan/45
Assú V	Solar	Assú (RN)	36,7	36,7	jun/51
Total			**762,8**	**762,8**	

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.



UTE Pampa Sul - visão panorâmica do site

Seus 294,5 MW médios de capacidade comercial foram comercializados pelo prazo de 25 anos no Leilão A-5, realizado em 28 de novembro de 2014, ao **preço de R$ 226,8/MWh, atualizado até 31 de dezembro de 2016**. 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 quarto trimestre de 2016, a obra atingiu progresso acumulado da ordem de 47%, tendo como marco a contratação da montadora que assumirá em definitivo as atividades de montagem da estrutura metálica (montagem da terceira camada em progresso, de um total de cinco). Destaca-se também o avanço significativo da montagem das torres da linha de transmissão, com 44 unidades concluídas até o fim de dezembro de 2016 (de um total de 52 previstas).

Complexo Eólico Campo Largo – Bahia (Fase I). O Complexo Eólico Campo Largo (CECL) é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, cujo potencial de desenvolvimento é de 656,7 MW. Todos os empreendimentos, que serão desenvolvidos em etapas, estão localizados nos Municípios de Umburanas e Sento Sé, a aproximadamente 420 km da Cidade de Salvador, no Estado da Bahia. No Leilão A-5, de 28 de novembro de 2014, a ENGIE Brasil Energia comercializou, pelo prazo de 20 anos, 82,6 MW médios ao **preço de R$ 166,0/MWh, atualizado até 31 de dezembro de 2016**, 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. Em 27 de outubro, foi emitida a ordem de início para a execução dos acessos internos pela empreiteira civil, das plataformas e das fundações dos aerogeradores, e, em 28 de novembro, o Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (Inema) emitiu a Licença de Instalação do último parque componente do Complexo. Dessa maneira, todos os parques dispõem de Licença de Instalação emitidas pelo Inema. O início da operação comercial dos primeiros projetos é esperado para o quarto trimestre de 2018.



CE Santa Mônica em operação comercial

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, pelo prazo de 20 anos, 46,0 MW médios, ao **preço de R$ 207,5/MWh, atualizado até 31 de dezembro de 2016**.

No 4T16, foram concluídas as montagens das torres, nacelles, hubs e pás dos aerogeradores das quatro Centrais Eólicas (CEs) que compõem o Complexo Eólico Santa Mônica, iniciada a operação comercial de todos os aerogeradores da Central Eólica Santa Mônica, e de três, dos sete, aerogeradores da Central Eólica Cacimbas. Os quatro restantes foram liberados para operar a partir de janeiro de 2017. As obras avançam nas demais CEs, a Central Eólica Estrela está terminando os testes de confiabilidade e a Central Eólica Ouro Verde está na fase de comissionamento, que entrarão gradualmente em operação comercial entre os meses de janeiro e março de 2017.

Central Fotovoltaica Assú V. Em novembro de 2015, a Companhia comercializou, por intermédio de empresa controlada e pelo prazo de 20 anos, no Segundo Leilão de Energia de Reserva de 2015, promovido pela Aneel (Leilão Aneel 009/2015), 9,2 MW médios de energia solar **ao valor de R$ 325,1/MWh, atualizado até 31 de dezembro de 2016**. A energia será gerada pela Central Fotovoltaica Assú V, que terá capacidade instalada de 36,7 MW, integrante do Complexo Fotovoltaico Assú, a ser implantado no Município de Assú, Estado do Rio Grande do Norte.



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

Projetos em Desenvolvimento

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

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



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

Usina Termelétrica Norte Catarinense – Santa Catarina. A Companhia está desenvolvendo um projeto para implantação de uma usina termelétrica a gás natural, em ciclo combinado, na Cidade de Garuva, ao norte do Estado de Santa Catarina. **A UTE Norte Catarinense terá capacidade instalada de aproximadamente 600 MW.** Em março de 2016, foi emitida a Licença Prévia deixando a Usina apta a participar de futuros leilões de energia nova.

Complexo Eólico Campo Largo – Bahia (Fase II). A Companhia pretende acrescentar aproximadamente 330 MW de capacidade instalada ao Complexo Eólico Campo Largo com o desenvolvimento da sua segunda fase, visando a venda da energia para os mercados livre e/ou regulado. Assim como o Complexo Eólico Santo Agostinho, a Fase II do Complexo Eólico Campo Largo já dispõe de toda a documentação necessária para participação em leilões de energia.

Complexo Fotovoltaico Alvorada. Adquiriu-se área no Estado da Bahia, em região com potencial de geração de energia solar, onde serão desenvolvidos três projetos que irão compor o **Complexo Fotovoltaico Alvorada, com capacidade instalada total estimada em 90 MWp**. Os projetos estão em fase de medição da irradiação solar e tiveram sua Licença Prévia emitida em agosto de 2016, estando aptos a participar de leilões de energia nova a partir de 2017.

A Companhia continua analisando o potencial de geração de energia solar fotovoltaica nas áreas de implantação de seus parques eólicos, bem como parcerias que venham acelerar o desenvolvimento dessa fonte de energia, em linha com a transição energética que se configura em esfera mundial.

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



medição da irradiação solar e já tiveram sua Licença Prévia emitida, estando aptos a participar de leilões de energia nova.

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 4T16, foi firmado contrato com a distribuidora de energia do Estado de Santa Catarina para instalação de sistemas fotovoltaicos em mil residências do Estado. O projeto será viabilizado pelo Programa Bônus Eficiente – Linha Fotovoltaica, que prevê o subsídio, pela distribuidora, de 60% do investimento que caberia ao consumidor.

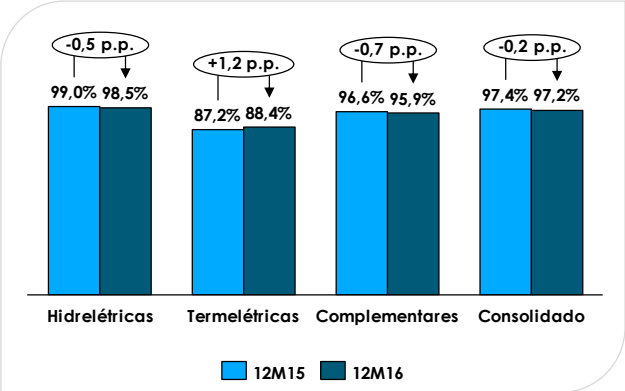


A Companhia segue nas negociações para vendas ao segmento comercial e na estruturação de campanha de marketing, tendo em vista as perspectivas de crescimento também no segmento residencial.

Disponibilidade

As usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de **97,7% no 4T16, desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 99,7% nas usinas hidrelétricas, 86,5% nas termelétricas e 92,5% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaica. **No acumulado de 12 meses de 2016** (excluindo-se as paradas programadas), as usinas atingiram **disponibilidade de 97,2%**, sendo 98,5% nas usinas hidrelétricas, 88,4% nas termelétricas e 95,9% nas usinas de fontes complementares.

Disponibilidade
Desconsiderando as paradas programadas



Considerando todas as paradas programadas, a disponibilidade global no quarto trimestre de 2016 foi de 86,4%, sendo 88,6% nas usinas hidrelétricas, 70,4% nas termelétricas e 89,6% nas usinas de fontes complementares, índice que no acumulado do ano foi de 86,8%, para todo o conjunto de usinas da Companhia, sendo 88,5% nas usinas hidrelétricas, 75,0% nas termelétricas e 87,8% nas usinas de fontes complementares.

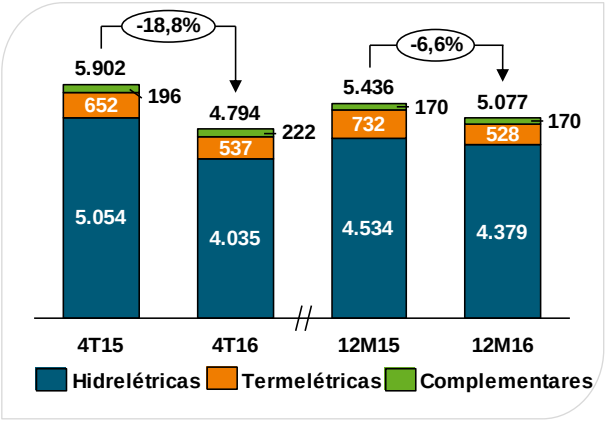
A disponibilidade das usinas hidrelétricas no trimestre em análise foi afetada principalmente pela modernização da Unidade Geradora 4 da Usina Hidrelétrica Salto Santiago e também pela inspeção anual da Unidade Geradora 1 da Usina Hidrelétrica São Salvador. Em relação às usinas termelétricas, a disponibilidade foi afetada pela manutenção programada na Unidade Geradora 4 do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, pelo desligamento intempestivo para manutenção no transformador elevador da Unidade Geradora 3 da Usina Termelétrica William Arjona e também pelo desligamento das últimas duas unidades da Usina Termelétrica Charqueadas devido ao fim programado do estoque de carvão. Cumpre ressaltar que, conforme planejado pela Companhia, a Usina Termelétrica Charqueadas teve sua autorização operativa revogada pela Aneel em 31 de dezembro de 2016.

De igual modo, os principais fatores que afetaram a disponibilidade das usinas hidrelétricas em 2016, na comparação com o ano anterior, foram as modernizações na Unidade Geradora 3 da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra e nas Unidades 3 e 4 da Usina Hidrelétrica Salto Santiago. Ocorreram ainda manutenções na Unidade 1 da Usina Hidrelétrica Passo Fundo e nas Unidades 1 e 2 da Usina Hidrelétrica São Salvador. Outro fator foi a modernização dos reguladores de velocidade e de tensão da Unidade Geradora 1 da Usina Hidrelétrica Cana Brava. Em relação às usinas termelétricas, as manutenções programadas nas Unidades Geradoras 2, 4 e 5 do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e na Unidade 3 da Usina Termelétrica Willian Arjona foram os eventos que mais afetaram a disponibilidade, somados ao desligamento da Usina Termelétrica Charqueadas. Nas usinas complementares, a disponibilidade foi afetada pela manutenção na turbina da Unidade 3 da Pequena Central Hidrelétrica José Gelázio.



Produção

Geração
MW médios



A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 10.584 GWh (4.794 MW médios) no 4T16, resultado **18,8% inferior** à produção do 4T15. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 8.909 GWh (4.035 MW médios); as termelétricas, por 1.185 GWh (537 MW médios); e as complementares, por 490 GWh (222 MW médios). Esses resultados representam, respectivamente, reduções de 20,2% e 17,8% na geração das usinas hidrelétricas e termelétricas e um aumento de 13,4% na geração das complementares, em comparação ao 4T15.

A redução na geração das usinas hidrelétricas, comparando o 4T16 com o mesmo período do ano anterior, deve-se às condições hidrológicas menos favoráveis no último trimestre de 2016. Já a redução na geração das termelétricas deve-se ao fato de a Usina Termelétrica Willian Arjona permanecer desligada temporariamente por conveniência operacional e pelo desligamento da Usina Termelétrica Charqueadas, conforme mencionado anteriormente. A elevação da geração das usinas complementares fica a cargo do início da operação comercial das Centrais Eólicas Santa Mônica e Cacimbas, além dos testes de comissionamento das demais usinas pertencentes ao Complexo Eólico Santa Mônica.

No período de 12 meses de 2016, a produção total de energia elétrica alcançou 44.592 GWh (5.077 MW médios): redução de 6,6% em relação a 2015. Do total gerado, as hidrelétricas foram responsáveis por 38.462 GWh (4.379 MW médios), redução de 3,2%; as termelétricas, por 4.638 GWh (528 MW médios), redução de 27,6%; e as usinas complementares, por 1.492 GWh (170 MW médios), representando aumento de 0,2%. Nas usinas hidrelétricas não houve evento de destaque que possa ser citado, exceto as condições hidrológicas menos favoráveis em 2016. A menor geração das termelétricas deve-se à redução de geração por mérito, ao fato de a Usina Termelétrica Willian Arjona permanecer desligada temporariamente por conveniência operacional e ao desligamento da Usina Termelétrica Charqueadas, mencionado acima. A geração das usinas complementares ficou praticamente estável, com destaque para redução na geração das PCHs em razão da baixa hidraulicidade, evento que foi compensado pelo aumento da geração das usinas eólicas, devido ao início da operação comercial das Centrais Eólicas Santa Mônica e Cacimbas.

Cumpre destacar que um aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria de seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, uma redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos hidrológicos inerentes à geração hidrelétrica entre seus participantes.

Em relação à geração termelétrica da Companhia, seu aumento pode reduzir (em função do nível de contratação da Companhia) a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sendo o inverso também verdadeiro, mantidas as outras variáveis.

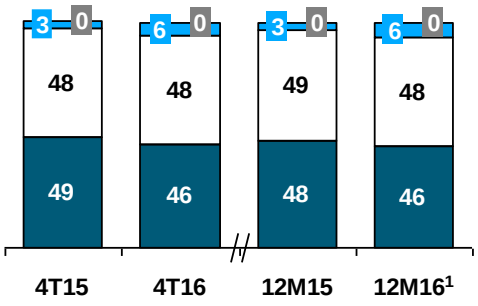
Clientes

No 4T16, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia alcançou 48,0% do total das vendas físicas e 44,1% do total da receita líquida de vendas, reduções de 0,2 p.p. e 1,8 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior. No acumulado dos 12M16, os consumidores livres representaram 47,9% das vendas físicas e 45,1% da receita líquida de vendas, decréscimos de 0,9 p.p. e 2,2 p.p., respectivamente, em comparação a 2015.

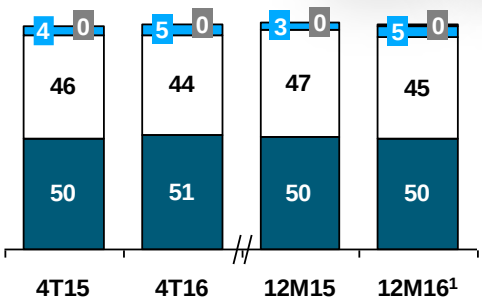
Os incrementos observados no 4T16 e 12M16 na participação das comercializadoras nas vendas físicas e na receita líquida de vendas, em comparação com os mesmos períodos do ano anterior, decorrem de vendas de energia convencional concomitantes à compra de energia incentivada de comercializadoras, por sua 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
(%)



Distribuidoras | Consumidores Livres | Comercializadoras | Exportação¹

¹ A representatividade das exportações sobre as vendas físicas e sobre a receita líquida de vendas foi de 0,2% e 0,3%, respectivamente, nos 12M16.

Estratégia de Comercialização

A Companhia tem como estratégia de comercialização a venda gradativa da energia disponível para determinado ano, de forma a mitigar o risco de ficar exposta ao preço *spot* (Preço de Liquidação das Diferenças — PLD) daquele ano. As vendas são feitas dentro das "janelas" de oportunidade que se apresentam quando o mercado revela maior propensão de compra.

De acordo com os dados de capacidade comercial própria e contratos de compra e venda vigentes em **31 de dezembro de 2016**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

Balanço de Energia
(em MW médios)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)
Recursos Próprios	3.518	3.536	3.962	3.989	3.998	4.013			
+ Compras para Revenda	1.105	1.012	715	415	317	314			
= Recursos Totais (A)	**4.623**	**4.548**	**4.677**	**4.404**	**4.315**	**4.327**			
Vendas Leilões do Governo[1]	1.307	1.355	1.749	1.612	1.612	1.612			
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	212,2
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	232,9
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	243,5
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	219,0
2014-EE-2014-06	134	134	134	-	-	-	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	17	14	14	14	-	-	242,9
2014-EN-2019-25	-	-	295	295	295	295	183,5	mar-14	226,8
2014-EN-2019-25	-	-	10	10	10	10	206,2	nov-14	245,7
2014-EN-2019-20	-	-	83	83	83	83	139,3	nov-14	166,0
2015-EN-2018-20	-	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	207,5
8º Leilão de Reserva	-	2	9	9	9	9	303,0	nov-15	325,1
+ Vendas Bilaterais	2.871	2.767	2.238	1.507	950	737			
= Vendas Totais (B)	**4.178**	**4.122**	**3.987**	**3.119**	**2.562**	**2.349**			
Saldo (A - B)	**445**	**426**	**690**	**1.285**	**1.753**	**1.978**			
Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)**[2]:	176,7	174,6	181,1						
Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)**[3]:	166,3	173,0	183,9						

[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.

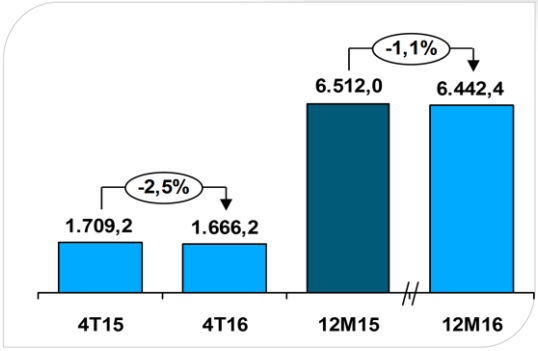


DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Receita Líquida de Vendas

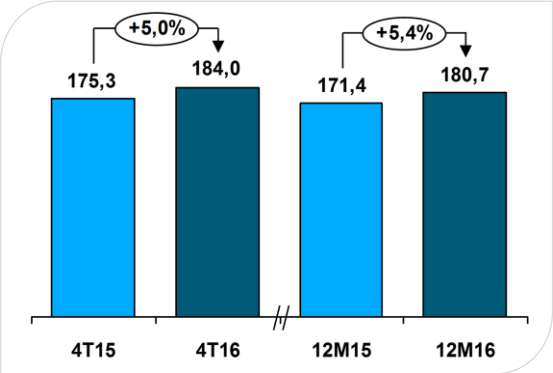
No 4T16, a receita líquida de vendas apresentou redução de 2,5% (ou R$ 43,0 milhões), quando comparada àquela auferida no mesmo período do ano anterior, passando de R$ 1.709,2 milhões para R$ 1.666,2 milhões. A seguir, os principais fatores desta variação: (i) +R$ 82,6 milhões, por elevação do preço médio líquido de venda; (ii) -R$ 67,3 milhões, por queda na receita decorrente das transações realizadas no mercado de curto prazo, em especial as realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); e (iii) -R$ 59,5 milhões, por menor volume de energia vendida.

Receita Líquida de Vendas
R$ milhões



Na comparação entre os anos, a receita líquida de vendas passou de R$ 6.512,0 milhões em 2015 para R$ 6.442,4 milhões em 2016, ou seja, redução de R$ 69,6 milhões ou 1,1%. Essa diminuição decorreu essencialmente destas combinações: (i) +R$ 347,0 milhões, por aumento do preço médio líquido de venda; (ii) -R$ 232,5 milhões, por menor quantidade de energia vendida; e (iii) -R$ 185,5 milhões, pela redução da receita nas transações realizadas no mercado de curto prazo, em especial as realizadas no âmbito da CCEE.

Preço Médio Líquido de Venda*
R$/MWh



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

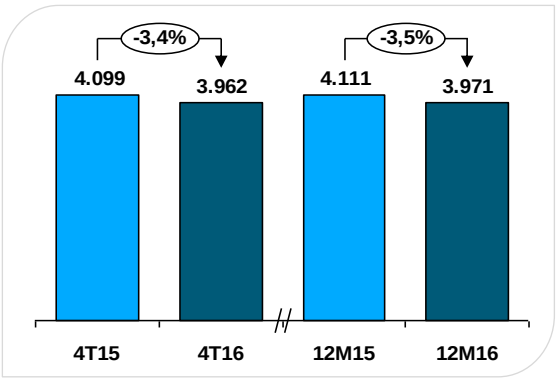
✓ **Preço Médio Líquido de Venda**

O preço médio de venda de energia, líquido dos tributos sobre a receita, atingiu R$ 183,98/MWh no 4T16, **5,0% acima do obtido no mesmo trimestre de 2015**, cujo valor foi de R$ 175,26/MWh. Nos 12 meses de 2016, esse preço foi de R$ 180,68/MWh, **5,4% superior ao praticado em 2015**, que foi de R$ 171,37/MWh. As elevações de preço ocorreram, substancialmente, em razão da atualização monetária dos contratos existentes, parcialmente atenuadas por preços praticados em novas vendas com valores inferiores aos preços médios do portfólio.

✓ **Volume de Vendas**

A quantidade de energia vendida em contratos passou de 9.052 GWh (4.099 MW médios) no 4T15 para 8.748 GWh (3.962 MW médios) no **4T16, redução de 3,4% ou 304 GWh** (137 MW médios), entre os períodos comparados. **Em 2016, o volume de venda de energia foi de 34.789 GWh** (3.971 MW médios), contra 36.012 GWh (4.111 MW médios) registrados em 2015, queda de 1.223 GWh (140 MW médios) ou 3,5%. Tais variações decorreram, substancialmente, do término e da renegociação de contratos existentes e da redução de consumo em contratos com flexibilidade, suavizada pelo acréscimo de vendas de energia convencional para comercializadoras.

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$ 824,6 milhões no 4T16, montante **2,7% superior** aos R$ 803,3 milhões auferidos no 4T15. Tal variação foi ocasionada pelos seguintes efeitos: (i) R$ 84,2 milhões – elevação de 10,9% no preço médio líquido de venda; e (ii) R$ 62,9 milhões – redução de 326 GWh (147 MW médios) ou 7,4% na quantidade vendida.

Em 2016, a receita atingiu R$ 3.113,8 milhões, **incremento de 2,2% em relação ao exercício de 2015**, quando foi de R$ 3.046,6 milhões. Esse acréscimo é explicado pela associação destas variações: (i) R$ 327,6 milhões – crescimento de 11,2% no preço médio líquido de vendas; e (ii) R$ 260,4 milhões – queda de 8,1%, ou 1.397 GWh (164 MW médios) do volume de energia vendida. O decréscimo no volume de vendas entre os períodos em análise é resultado, essencialmente, do término do contrato de Leilão de Energia Existente, no fim de 2015, aliado às reduções decorrentes do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD). Adicionalmente, a variação do preço médio de venda acima da inflação ocorreu em razão do encerramento do contrato do mencionado leilão, cujo preço era inferior ao médio praticado nos contratos vigentes em 2016.

✓ **Comercializadoras**

A receita de venda a comercializadoras passou de R$ 55,6 milhões no 4T15 para R$ 75,6 milhões no 4T16, **aumento de 36,0%** entre os períodos comparados, resultado dos seguintes fatores: (i) R$ 31,4 milhões – acréscimo de 189 GWh (86 MW médios) ou 61,3% na quantidade de energia vendida; e (ii) R$ 11,4 milhões – redução de 15,7% no preço médio líquido de vendas.

No período de 12 meses de 2016, a receita foi de R$ 319,7 milhões, **53,0% superior à receita auferida em 2015** – R$ 209,0 milhões. A elevação é resultado dos seguintes aspectos: (i) R$ 163,8 milhões – aumento de 86,0% ou 1.013 GWh (115 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R$ 53,1 milhões – decréscimo de 17,8% no preço médio líquido de vendas.

A elevação do volume de venda observada nos períodos em análise decorreu, substancialmente, de vendas de energia convencional, concomitantemente à compra de energia incentivada de comercializadoras, para revenda a consumidores livres que migraram do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

✓ **Consumidores Livres**

A receita de venda a consumidores livres reduziu 2,5% entre os trimestres em análise, passando de R$ 727,5 milhões no 4T15 para R$ 709,3 milhões no mesmo período de 2016. Os seguintes eventos contribuíram para essa variação: (i) R$ 28,0 milhões – redução de 167 GWh (76 MW médios) ou 3,8% na quantidade de energia vendida; e (ii) R$ 9,8 milhões – elevação de 1,4% no preço médio líquido de venda da energia.

Em 2016, a receita alcançou R$ 2.834,2 milhões, 2,8% inferior aos R$ 2.915,7 milhões verificados em 2015. Essa redução está relacionada ao que segue: (i) R$ 154,0 milhões – decréscimo de 917 GWh (110 MW médios) ou 5,2% no volume de venda de energia; e (ii) R$ 72,5 milhões – crescimento de 2,6% no preço médio líquido da energia vendida.

Tais quedas das quantidades vendidas estão relacionadas à redução de consumo nos contratos com flexibilidade e renegociações de contratos existentes, parcialmente atenuadas por maior volume de vendas de energia incentivada no ano corrente para clientes que migraram do ACR para o ACL.

✓ **Exportação de Energia Elétrica**

Nos trimestres em análise não houve exportação de energia. No ano de 2016, a Companhia exportou 78 GWh (9 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 – em especial no Âmbito da CCEE**

No 4T16, a **receita auferida no mercado de curto prazo** – em especial as realizadas no âmbito da CCEE, foi de R$ 43,9 milhões, enquanto no mesmo período de 2015 foi de R$ 111,2 milhões, **redução de R$ 67,3 milhões entre os trimestres comparados**. **Já nos 12 meses de 2016**, em relação ao ano anterior, **houve decréscimo de R$ 185,5 milhões** na receita das transações de curto prazo, passando de R$ 302,6 milhões em 2015 para R$ 117,1 milhões em 2016. Mais informações em: "Detalhamento das Operações de Curto Prazo – em especial as Transações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)".



Custos da Venda de Energia e Serviços

Os custos da venda de energia e serviços foram elevados em R$ 106,1 milhões, ou 12,6%, entre os trimestres comparados, passando de R$ 844,8 milhões no 4T15 para R$ 950,9 milhões no trimestre em análise. **Em 2016, esses custos atingiram R$ 3.701,5 milhões, 2,7%, ou R$ 101,6 milhões, a menos que em 2015**, que foi de R$ 3.803,1 milhões. Tais variações decorreram, essencialmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

✓ **Energia elétrica comprada para revenda:** redução de R$ 92,9 milhões no 4T16, em comparação ao mesmo trimestre de 2015, e de R$ 139,2 milhões em 2016, em relação a 2015, reflexo, sobretudo, da redução de 510 GWh (231 MW médios) no 4T16 e de 886 GWh (104 MW médios) nos 12M16 nas compras de médio e de longo prazo, redução compensada parcialmente por maiores preços praticados em novas contratações, se comparados com o período anterior. A redução observada no volume de compras é efeito, principalmente, da aquisição em 2015 de energia da Usina Hidrelétrica Jirau, suavizada pelo maior volume de compras de energia incentivada para revenda a consumidores livres no período em análise. Em 2016, a Companhia não comprou energia da UHE Jirau.

✓ **Transações no mercado de curto prazo – em especial as realizadas no âmbito da CCEE:** entre os trimestres em análise, os custos com essas transações foram superiores a R$ 222,2 milhões. Entre os exercícios de 2015 e 2016, ocorreu aumento de R$ 115,5 milhões desses custos. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

✓ **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R$ 10,4 milhões entre os trimestres em análise e de R$ 34,3 milhões entre os exercícios de 2015 e de 2016, decorrente, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão.

✓ **Combustíveis para geração:** decréscimo de R$ 53,8 milhões na comparação do 4T16 com o mesmo trimestre de 2015, e de R$ 109,0 milhões entre os anos comparados, devido à redução de consumo de gás natural pela Usina Termelétrica William Arjona (UTWA), em virtude de esta ter deixado de ser despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) no fim de fevereiro de 2016. Essa queda foi parcialmente atenuada pelos seguintes fatores: (i) custo com carvão mineral, a partir de 2016, em razão de a Companhia ter deixado de obter o reembolso integral, pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), do carvão consumido no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e na Usina Termelétrica Charqueadas, conforme previsto em nova legislação que estabeleceu parâmetros de maior eficiência energética das usinas; e (ii) consumo de carvão mineral próprio em 2016, em virtude da exportação de energia elétrica para a Argentina.

✓ **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*):** queda de R$ 7,9 milhões entre os trimestres comparados, refletindo o menor despacho das usinas hidrelétricas, amenizado pela atualização tarifária. No exercício de 2016 houve aumento de R$ 12,9 milhões devido, principalmente, ao reajuste anual de preços, atenuado por pequena redução de geração hidrelétrica.

✓ **Pessoal:** aumento de R$ 1,5 milhão no 4T16, em relação ao mesmo trimestre de 2015, e de R$ 18,2 milhões entre os anos analisados, resultante, substancialmente, do reajuste anual da remuneração e dos benefícios dos empregados e de novas adesões ao Plano de Demissão Voluntária (PDV), reaberto em 2016, suavizado pela readequação do quadro funcional em razão do desligamento dos colaboradores através do PDV.

✓ **Materiais e serviços de terceiros:** redução de R$ 11,7 milhões entre os trimestres analisados e de R$ 29,3 milhões no confronto entre os anos comparados, reflexo, principalmente, da menor demanda de serviços relacionados à manutenção e conservação das unidades geradoras termelétricas, além dos esforços de racionalização de custos da Companhia.

✓ **Depreciação e amortização:** ampliação de R$ 9,1 milhões e de R$ 30,5 milhões nos trimestres e anos comparados, respectivamente, em decorrência, sobretudo, de grandes revisões realizadas no parque termelétrico da Companhia no fim de 2015, de sua modernização e de novos ativos adicionados a seu parque gerador.

✓ **Provisões operacionais líquidas:** efeito negativo de R$ 27,3 milhões no 4T16 em comparação ao 4T15 e efeito positivo de R$ 38,8 milhões entre os anos analisados. A variação apresentada no comparativo dos trimestres resultou, substancialmente, do reconhecimento no 4T16 de: (i) provisão para a desmobilização da Usina Termelétrica Charqueadas; e (ii) provisão para redução de estoques ao valor realizável líquido das Usinas Termelétricas Charqueadas e Alegrete. O principal fator contributivo para o decréscimo no comparativo anual desses custos foi a constituição de provisão cível, em 2015, decorrente de disputa judicial com fornecedor, em consequência de divergência quanto à aplicação dos termos da legislação vigente, no que se refere à definição do preço do insumo consumido. Esse efeito positivo foi parcialmente atenuado pelos itens (i) e (ii) supracitados.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo – em especial as Transações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Operações de curto prazo são definidas como compra e venda de energia cujo objetivo principal é a gestão da exposição da Companhia na CCEE. O preço da energia nessas operações tem como característica o vínculo com o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O presente item engloba também as transações na CCEE, dado o



caráter volátil e sazonal — e, portanto, de curto prazo — dos resultados advindos da contabilização na CCEE. Adicionalmente, as exposições positivas ou negativas são liquidadas à PLD, à semelhança das operações de curto prazo descritas acima.

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

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

No 4T16 e no 4T15, os resultados líquidos (diferença entre receitas e custos – deduzidos dos tributos incidentes sobre as receitas e os custos) decorrentes de transações de curto prazo – em especial as realizadas no âmbito da CCEE, foram positivos em R$ 14,9 milhões e R$ 304,4 milhões, respectivamente, redução de R$ 289,5 milhões entre os períodos comparados.

Essa variação é consequência, essencialmente, da combinação destes fatores: (i) aumento do efeito negativo decorrente do reconhecimento da repactuação do risco hidrológico no 4T15; (ii) elevação do excedente de energia liquidada na CCEE; (iii) maior exposição termelétrica em virtude do menor despacho dessa fonte de geração; (iv) redução de receita no MRE em razão de menor geração hidrelétrica no período; e (v) reconhecimento no 4T15 dos efeitos decorrentes da adesão à repactuação do risco hidrológico de usinas com energia comercializada no ACR, conforme estabelecido pela Lei nº 13.203/2015, no valor de R$ 223,1 milhões.

No acumulado de 2016, o resultado líquido fruto de transações de curto prazo – em especial as realizadas na CCEE, foi negativo em R$ 65,3 milhões, ante o resultado positivo de R$ 235,7 milhões, obtido em 2015, ou seja, redução de R$ 301,0 milhões entre os anos comparados.

Essa variação resultou da conjunção dos efeitos supracitados, com exceção dos itens (i), (ii) e (v), bem como maior exposição à diferença de preços entre submercados.

Cabe considerar que a expressiva redução do PLD médio em 2016, conforme a seguir informado, contribuiu para o decréscimo dos efeitos negativos decorrentes da aplicação do GSF e da exposição termelétrica e, em contrapartida, para a redução dos efeitos positivos do excedente de energia liquidado na CCEE.

Na comparação entre os trimestres, o PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste diminuiu 5,3%, passando de R$ 171,97/MWh no 4T15 para R$ 162,89/MWh no 4T16. No comparativo entre os anos, o PLD nos mesmos submercados reduziu 67,4%, passando de R$ 285,41/MWh em 2015 para R$ 93,18/MWh em 2016.

Em consonância com as diretrizes estabelecidas na Lei nº 13.203/2015, e com o propósito de mitigar os efeitos negativos do GSF aplicado às usinas integrantes do MRE, a Companhia, em dezembro de 2015, aderiu, mediante manifestação formal e despachos emitidos pela Aneel, à repactuação do risco hidrológico de usinas cuja energia foi comercializada no Ambiente de Contratação Regulada. Como condicionante para a adesão, a Companhia teve que desistir de qualquer disputa judicial que impedisse a aplicação do GSF às suas usinas.

Em decorrência desse acordo, a Companhia reconheceu no seu custo um prêmio de risco de R$ 23,7 milhões no ano de 2016, tendo evitado, no mesmo período, um custo de déficе de geração de R$ 92,5 milhões, ambos efeitos líquidos de tributos incidentes diretamente sobre os mesmos.

Despesas Gerais e Administrativas

As despesas com vendas, gerais e administrativas, mantiveram-se em R$ 55,1 milhões nos trimestres em análise. No 4T16 as despesas com pessoal e administradores foi reduzida em R$ 6,5 milhões em razão dos efeitos do Plano de Demissão Voluntária concluído em 2016. Essa queda foi quase que totalmente atenuada pela reversão de provisão cível no ano de 2015.

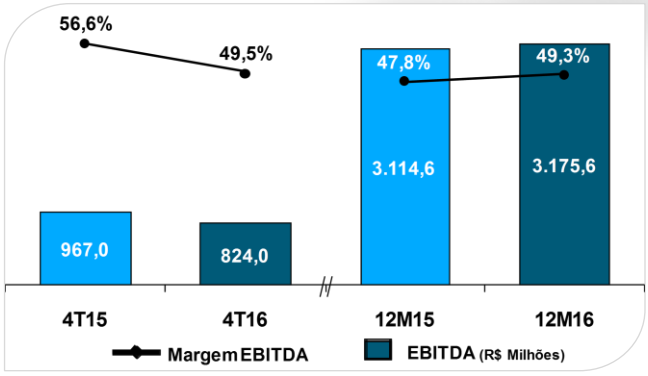
Entre os anos em análise, essas despesas passaram de R$ 200,2 milhões para R$ 202,5 milhões, aumento de R$ 2,3 milhões ou 1,1%. Tal elevação foi consequência, substancialmente, da reversão de provisão cível em 2015, parcialmente atenuada pela redução das despesas com pessoal e administradores, no montante de R$ 7,2 milhões, causada pelo mesmo motivo supramencionado.



Ebitda e Margem Ebitda

Refletindo os efeitos mencionados anteriormente, **o Ebitda do 4T16 foi de R$ 824,0 milhões**, isto é, 14,8% ou R$ 143,0 milhões abaixo do apurado no 4T15, que foi de R$ 967,0 milhões. A margem Ebitda foi de 49,5% no 4T16, decréscimo de 7,1 p.p. em relação ao mesmo período de 2015. As reduções supracitadas são consequência da combinação dos seguintes fatores, comentados de forma mais detalhada ao longo do documento: (i) efeito negativo de R$ 289,5 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo – em especial as realizadas no âmbito da CCEE; (ii) redução de R$ 92,9 milhões nas compras de energia para revenda; (iii) decréscimo de R$ 53,8 milhões no consumo de combustível; (iv) efeito negativo de R$ 32,7 milhões nas provisões operacionais líquidas; (v) elevação de R$ 23,1 milhões na receita líquida de venda de energia contratada; e (vi) queda de R$ 9,4 milhões dos demais custos e das despesas operacionais.

Ebitda [1] e Margem Ebitda



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

No ano de 2016, o Ebitda aumentou R$ 61,0 milhões (ou 2,0%), passando de R$ 3.114,6 milhões em 2015 para R$ 3.175,6 milhões em 2016. A margem Ebitda em 2016 atingiu 49,3%, representando aumento de 1,5 p.p. em comparação com 2015. As elevações dos indicadores decorreram, principalmente, da combinação destes fatores: (i) efeito negativo de R$ 301,0 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo – em especial as realizadas no âmbito da CCEE; (ii) redução de R$ 139,2 milhões nas compras de energia para revenda; (iii) crescimento de R$ 114,5 milhões na receita líquida de venda de energia contratada; (iv) decréscimo de R$ 109,0 milhões no consumo de combustível; (v) elevação de R$ 34,3 milhões de encargos de uso da rede elétrica e conexão; (vi) efeito positivo de R$ 28,7 milhões nas provisões operacionais líquidas; e (vii) diminuição de R$ 4,9 milhões dos demais custos e das despesas operacionais.

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

(Valores em R$ milhões)	4T16	4T15	Var. %	12M16	12M15	Var. %
Lucro líquido	475,5	599,7	-20,7	1.548,3	1.501,3	3,1
(+) Imposto de renda e contribuição social	20,6	108,0	-80,9	518,4	531,9	-2,5
(+) Despesas financeiras, líquidas	44,3	97,4	-54,5	354,9	470,6	-24,6
(+) Depreciação e amortização	160,4	151,6	5,8	630,3	600,5	5,0
Ebitda	**700,8**	**956,7**	**-26,7**	**3.051,9**	**3.104,3**	**-1,7**
(+) Provisão para redução ao valor recuperável	120,9	10,3	1.073,8	120,9	10,3	1.073,8
(+) Resultado de Participações Societárias	2,3	0,0	0,0	2,8	0,0	0,0
Ebitda ajustado	**824,0**	**967,0**	**-14,8**	**3.175,6**	**3.114,6**	**2,0**

Provisão para Redução ao Valor Recuperável

No ano de 2016, a Companhia reconheceu provisão para redução do valor recuperável (*impairment*) de ativos no montante de R$ 120,9 milhões, dos quais R$ 76,0 milhões correspondem aos ativos não operacionais do projeto termelétrico Jacuí e R$ 44,9 milhões a ativos de geração termelétrica. Já em 2015, o valor provisionado foi de R$ 10,3 milhões, referente à Usina Termelétrica Charqueadas.

Os ativos de Jacuí correspondem a bens do empreendimento termelétrico Jacuí recebidos em decorrência de sentença favorável à Companhia (em 2014), em ação de execução movida contra a Elétrica Jacuí Ltda. para a cobrança de valores a receber fruto da venda dos ativos do empreendimento, os quais tinham sido concedidos em garantia da venda.

No ano de 2015, a Companhia firmou contrato de exclusividade de venda com um potencial comprador para os ativos. O contrato previa opção para a aquisição do projeto com validade até janeiro de 2016, que não foi exercida pelo comprador. Dessa forma, ao longo do ano de 2016, foi mantida a tentativa de venda dos ativos como ativos operacionais, sem sucesso. Diante desse cenário, a Companhia contratou uma empresa especializada em venda de ativos para a definição de uma estratégia viável de alienação e a avaliação do valor de mercado dos ativos, elaborada com base na alternativa de venda proposta. Baseada nessa avaliação, a Companhia constituiu um *impairment* de R$ 76,0 milhões, correspondente ao valor contábil excedente à estimativa do valor de venda dos ativos.



Resultado Financeiro

Receitas financeiras: no 4T16, as receitas atingiram R$ 75,7 milhões, isto é, R$ 9,9 milhões ou **11,6% abaixo** dos R$ 85,6 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2015, em razão, substancialmente, dos seguintes fatores: (i) redução de R$ 8,4 milhões na variação monetária de depósitos judiciais; (ii) incremento na receita com aplicações financeiras de R$ 4,6 milhões; (iii) decréscimo de R$ 4,3 milhões em virtude do reconhecimento, em 4T15, da atualização referente a ganhos de êxito em ações judiciais e a ganhos com operações de *hedge*.

No comparativo entre os anos, as receitas financeiras **aumentaram R$ 117,1 milhões (ou 41,7%)**, passando de R$ 280,8 milhões em 2015 para R$ 397,9 milhões em 2016. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 71,4 milhões na receita com aplicações financeiras; (ii) acréscimo de R$ 38,8 milhões nos juros e na variação monetária, oriundos de decisão favorável à Companhia em disputa judicial de cobrança de atualização de valores a receber de um agente do setor; (iii) elevação de R$ 17,7 milhões nos juros e na variação monetária sobre contas a receber, devido à inadimplência na liquidação financeira da CCEE causada por liminares que impediam a aplicação do GSF; e (iv) redução de R$ 5,6 milhões na variação monetária de depósitos judiciais.

Despesas financeiras: as despesas no 4T16 foram de R$ 120,0 milhões, isto é, R$ 63,0 milhões **ou 34,4% abaixo das registradas no mesmo trimestre do ano anterior**, que foi de R$ 183,0 milhões. As principais variações observadas foram: (i) redução de R$ 60,1 milhões nos juros e na variação monetária sobre as concessões a pagar; (ii) aumento de R$ 22,1 milhões nos juros líquidos sobre provisões e no passivo atuarial; (iii) reversão de R$ 15,1 milhões de juros sobre contas a pagar na CCEE, reconhecidos no 1T16, em virtude da revisão realizada pela Aneel da metodologia de atualização dos montantes pendentes de liquidação financeira por estarem protegidos por liminares que impediam a aplicação do GSF; e (iv) decréscimo de R$ 4,8 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas.

Em base anual, as despesas aumentaram de R$ 751,4 milhões para R$ 752,8 milhões, ou seja, R$ 1,4 milhão (ou 0,2%), resultado da combinação, principalmente, destas variações: (i) reconhecimento em 2016 de R$ 57,6 milhões de variação monetária sobre os valores a pagar na CCEE que estavam pendentes de pagamento em razão das liminares que impediam a CCEE de aplicar o GSF; (ii) decréscimo de R$ 56,0 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas; (iii) aumento de R$ 27,7 milhões nos juros líquidos sobre provisões e no passivo atuarial; (iv) redução de R$ 22,5 milhões nos juros e na variação monetária sobre as concessões a pagar, e (v) decréscimo de R$ 1,4 milhão de impostos sobre operações financeiras.

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

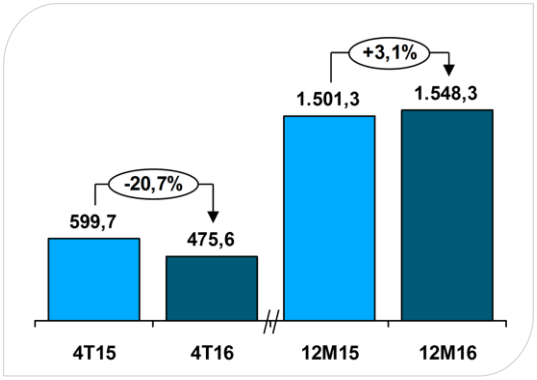
As despesas com IR e CSLL **no 4T16 foram de R$ 20,6 milhões**, R$ 87,4 milhões inferiores ao valor do mesmo trimestre de 2015, que foi de R$ 108,0 milhões. O decréscimo decorreu, substancialmente, das seguintes variações: (i) redução do lucro antes dos tributos; (ii) elevação dos juros sobre o capital próprio creditados aos acionistas no ano de 2016; e (iii) término de incentivo fiscal da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra em 2016.

No acumulado do ano, essas despesas passaram de R$ 531,9 milhões em 2015 para R$ 518,4 milhões **em 2016: diminuição de R$ 13,5 milhões**. Essa variação é resultado, sobretudo, dos maiores juros sobre o capital próprio creditados aos acionistas no ano de 2016, variação parcialmente atenuada pelos seguintes fatores: (i) aumento do lucro antes dos tributos no período; e (ii) término de benefício fiscal da Usina Ponte de Pedra. As alíquotas efetivas dos tributos sobre o lucro em 2015 e 2016 ficaram em 26,2% e 25,1%, respectivamente.

Lucro Líquido

O lucro líquido do 4T16 foi de R$ 475,5 milhões, R$ 124,2 milhões ou **20,7% inferior** aos R$ 599,7 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior. Essa diminuição é efeito, substancialmente, de: (i) decréscimo de R$ 143,0 milhões no Ebitda; (ii) acréscimo de R$ 8,8 milhões da depreciação e amortização; (iii) aumento do *impairment* de ativos de R$ 110,6 milhões; (iv) queda de R$ 53,1 milhões das despesas financeiras líquidas; (v) redução de R$ 87,4 milhões do imposto de renda e da contribuição social; e (vi) despesa de equivalência patrimonial de R$ 2,3 milhões.

Lucro Líquido
R$ milhões

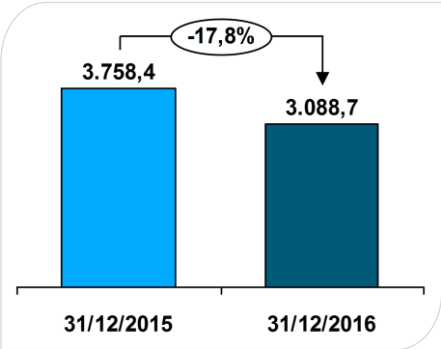


No exercício de 2016, o lucro líquido passou de R$ 1.501,3 milhões em 2015 para R$ 1.548,3 milhões, ou seja, **elevação de R$ 47,0 milhões ou 3,1%.** Tal variação decorreu, principalmente, destes fatores: (i) crescimento de R$ 61,0 milhões no Ebitda; (ii) aumento de R$ 29,8 milhões da depreciação e amortização; (iii) acréscimo do *impairment* no montante de R$ 110,6 milhões; (iv) redução de R$ 115,7 milhões das despesas financeiras líquidas; (v) diminuição de R$ 13,5 milhões do IR e da CSLL; e (vi) despesa de equivalência patrimonial de R$ 2,8 milhões.



Endividamento

Dívida Bruta
R$ milhões

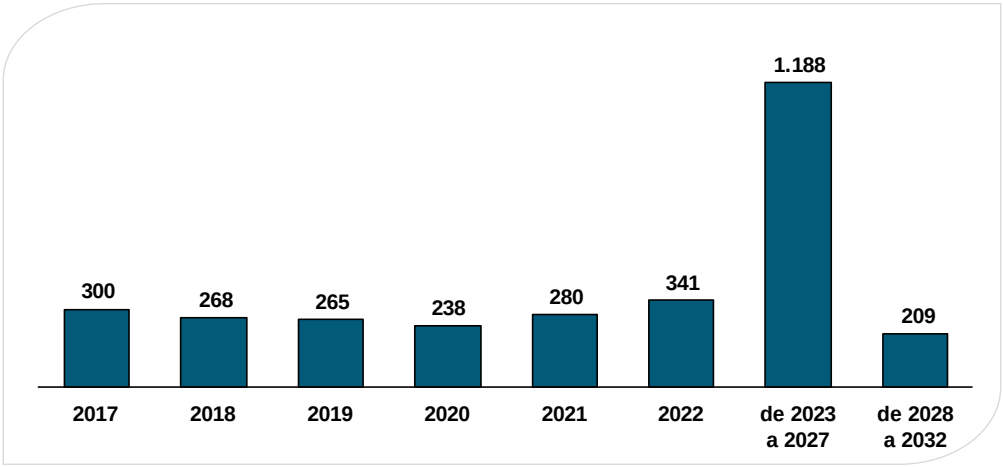


Em 31 de dezembro de 2016, a **dívida bruta total consolidada,** representada principalmente por empréstimos, financiamentos e debêntures, **líquida de operações de *hedge*, totalizava R$ 3.088,7 milhões — decréscimo de 17,8%** (R$ 669,7 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2015.

Do total da dívida ao fim de 2016, não havia parcela denominada em moeda estrangeira, de modo que, ao fim de 2015, a parcela da dívida denominada em moeda estrangeira era de 34,2%. Os empréstimos em moeda estrangeira e respectivos *hedges* foram liquidados em dezembro de 2016, na data de vencimento.

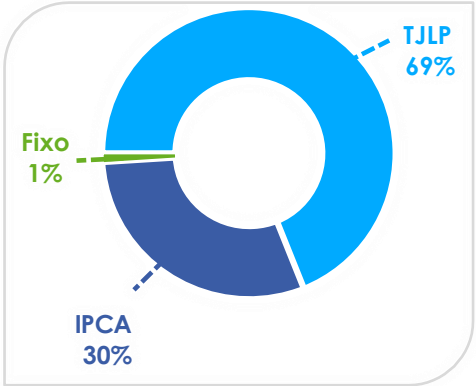
A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores ocorridos entre o 4T15 e o 4T16: (i) saques no BNDES e em seus agentes financeiros no valor total acumulado de R$ 35,3 milhões, destinados aos investimentos para modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo, do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e para ampliação da Usina Termelétrica Ferrari; (ii) geração de R$ 384,1 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária e cambial; (iii) 6ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, no montante líquido de R$ 585,8 milhões; (iv) R$ 1.524,2 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures; e (v) R$ 150,7 milhões em transferência de financiamentos de subsidiárias reclassificadas para ativo mantido para venda.

Cronograma de Vencimento da Dívida
R$ milhões



O **custo médio ponderado nominal da dívida** ao fim do 2016 foi **10,5%.**

Composição da Dívida





Em 31 de dezembro 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$ 1.093,2 milhões, redução de 10,0%** em relação ao registrado ao fim do 2015.

Dívida Líquida
R$ milhões

	31/12/2016	31/12/2015	Var. %
Dívida bruta	3.088,7	4.247,2	-27,3
Resultado de operações com derivativos	0,0	(488,8)	-100,0
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(180,2)	(146,8)	22,8
Caixa e equivalentes de caixa	(1.815,3)	(2.396,9)	-24,3
Dívida líquida total	**1.093,2**	**1.214,8**	**-10,0**

Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia **no 4T16 foram de R$ 453,4 milhões**, dos quais (i) R$ 59,1 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; (ii) R$ 11,3 milhões, à modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago; e (iii) R$ 383,0 milhões aplicados na construção de novas usinas, dos quais R$ 263,3 milhões foram destinados à construção da UTE Pampa Sul, R$ 83,6 milhões direcionados ao Complexo Eólico Campo Largo, R$ 26,9 milhões ao Complexo Eólico Santa Mônica e R$ 9,2 milhões às demais usinas.

Em 2016, a Companhia investiu R$ 1.189,7 milhões na construção, manutenção, revitalização de seu parque gerador e na aquisição de projetos. A construção das Usinas Eólicas Santa Mônica e Campo Largo, da UTE Pampa Sul e da Central Fotovoltaica Assú demandou R$ 875,1 milhões. As obras para manutenção do parque gerador receberam investimentos de R$ 191,6 milhões, visando manter alto o fator de disponibilidade das usinas, que, em 2016, foi de 97,2%, conforme mencionado no item "Disponibilidade". Na modernização das usinas de Salto Santiago e Passo Fundo foram investidos R$ 97,8 milhões. Adicionalmente, em 2016, a Companhia adquiriu projetos no valor total de R$ 25,2 milhões.

Dividendos Complementares Propostos

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 23 de fevereiro de 2017, a proposta de dividendos complementares referentes ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2016 **no montante de R$ 409,6 milhões (R$ 0,6275749291 por ação)**, que deverá ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária, a quem caberá definir as condições de pagamento.

O total de proventos relativos a 2016 atingirá R$ 1.487,3 milhões, equivalente a R$ 2,2786046398 por ação ou 100% do lucro líquido distribuível ajustado.

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 95,3% 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 Trimestre e do Ano

Em relação aos compromissos com o desenvolvimento sustentável, destaca-se a permanência da ENGIE no Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&FBovespa (ISE), pelo 12º ano consecutivo. Ferramenta para análise comparativa do desempenho das empresas listadas na BM&FBovespa sob o aspecto da sustentabilidade corporativa, fundamentada em eficiência econômica, equilíbrio ambiental, justiça social e governança corporativa, o ISE corresponde em 2017 a uma carteira de 38 ações de 34 empresas. A ENGIE e somente outras nove companhias integram o índice desde sua criação em 2005.

Outro destaque do ano foi a certificação da Usina Hidrelétrica Estreito, nas normas de gestão NBR ISO 9001 (Qualidade), NBR ISO 14001 (Meio Ambiente) e NBR OHSAS 18001 (Saúde e Segurança no Trabalho), agora com mais 1.087 MW de capacidade instalada certificada, atingindo assim 95,3% do total da energia operada pela Companhia com certificação (aumento de 11,7 p.p. entre os anos).

Indicadores de Sustentabilidade

Desde 2012, a Companhia tem como padrão incluir, em suas apresentações de resultados trimestrais e anuais, os principais indicadores de sustentabilidade mensurados em cada período. A tabela a seguir apresenta os relativos ao 4T16 e aos 12M16, associando cada indicador aos da GRI.



Indicadores de Sustentabilidade[1]

Item	Dimensão[2]	Indicador	Indicador GRI[3]	4T16	4T15	Variação	12M16	12M15	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	8.720	8.765	-0,5%	8.720	8.765	-0,5%
3		Capacidade instalada própria (MW)	EU1, G4-9	6.999	7.044	-0,6%	6.999	7.044	-0,6%
4		Número de usinas certificadas	EU6, G4-15	14	14	-	14	14	-
5		Capacidade instalada certificada (MW)	EU6, G4-15	8.345	7.330	13,8%	8.345	7.330	13,8%
6		Capacidade instalada certificada em relação à total	EU6, G4-15	95,31%	83,63%	11,7 p.p.	95,31%	83,63%	11,7 p.p.
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis	EU1, G4-9	7.673	7.646	0,4%	7.673	7.646	0,4%
8		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total	EU1, G4-9	87,99%	87,23%	0,76 p.p.	87,99%	87,23%	0,76 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)	EU2	10.584	13.031	-18,8%	44.592	47.622	-6,4%
10		Geração de energia certificada	EU6, G4-15	10.076	11.829	-14,8%	42.944	41.894	2,5%
11		Geração certificada em relação à total	EU6, G4-15	95,2%	90,8%	4,4 p.p.	96,3%	88,0%	8,3 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)	EU2	9.399	11.591	-18,9%	39.954	41.212	-3,1%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total	EU2	88,8%	88,9%	-0,1 p.p.	89,6%	86,5%	3,1 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas	EU30	97,7%	97,9%	-0,2 p.p.	97,2%	97,4%	-0,2 p.p.
15		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas	EU30	86,4%	86,7%	-0,3 p.p.	86,8%	86,9%	-0,1 p.p.
16	Meio Ambiente	Total de mudas plantadas e doadas[4]	G4-EN27	95.914	81.178	18,2%	340.269	262.218	29,8%
17		Número de visitantes às usinas[4]	G4-26	20.548	24.287	-15,4%	92.154	100.464	-8,3%
18		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)	G4-EN15	1,0289	0,969	6,2%	1,0087	0,976	3,4%
19		Emissões de CO2 do parque gerador da Tractebel Energia (t/MWh)	G4-EN15	0,146	0,107	36,4%	0,135	0,131	2,9%
20	Saúde e Segurança no Trabalho (SST)	Nº médio de empregados[5]	G4-10, G4-LA1	1.078	1.138	-5,3%	1.114	1.139	-2,2%
21		Taxa de Frequência (TF), não incluindo terceirizadas[6]	G4-LA6	0,000	0,000	-	0,490	0,000	↑
22		Taxa de Gravidade (TG), não incluindo terceirizadas[7]	G4-LA6	0,000	0,000	-	0,002	0,000	↑
23		Taxa de Frequência (TF), incluindo terceirizadas[6]	G4-LA6	0,000	0,000	-	1,520	0,540	↑
24		Taxa de Gravidade (TG), incluindo terceirizadas[7]	G4-LA6	0,000	0,000	-	0,001	0,000	↑
25	Responsabilidade Social[8]	Investimentos não incentivados	G4-EC8, G4-SO1	1.166,92	1.459,28	-20,0%	5.044,28	3.304,36	52,7%
26		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA	G4-EC8, G4-SO1	237,59	639,80	-62,9%	2.544,27	1.709,01	48,9%
27		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet	G4-EC8, G4-SO1	1.563,00	602,00	159,6%	10.184,72	7.465,44	36,4%
28		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte	G4-EC8, G4-SO1	2.255,30	832,26	171,0%	2.565,29	1.420,00	80,7%
29		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON	G4-EC8, G4-SO1	2.573,80	251,47	923,5%	2.573,80	637,77	303,6%
30		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD	G4-EC8, G4-SO1	1.310,21	550,00	138,2%	1.310,20	550,00	138,2%
31		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso	G4-EC8, G4-SO1	2.184,12	142,04	1437,7%	2.348,33	234,44	901,7%

Notas:

1) Mais indicadores estão disponíveis no DFP (*website* da Companhia / Investidores / Informações Financeiras / Demonstrações Financeiras)e no Relatório de Sustentabilidade, a ser publicado no fim de abril (*website* da Companhia / Sustentabilidade / Finanças / Relatório de Sustentabilidade).

2) Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.

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

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

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

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

7) 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 .

8) 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. As ações da Companhia também fazem parte do principal índice de ações da BMF&FBovespa – o Índice Bovespa e do Euronext-Vigeo EM 70 — índice integrado pelas empresas com mais alto desempenho em responsabilidade corporativa dos países em desenvolvimento. A Vigeo é a agência líder em *ratings* de responsabilidade social corporativa e analisa cerca de 330 indicadores.

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

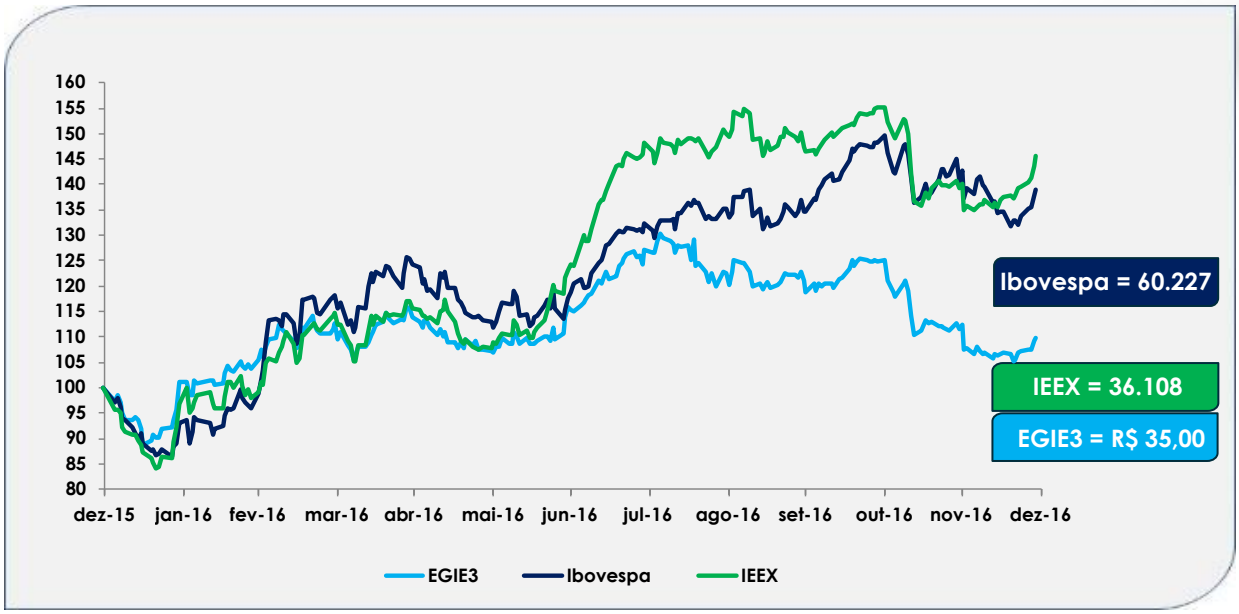
O principal índice da Bovespa registrou valorização de 3,2% no 4T16 e 38,9% em 2016, mesmo diante da forte volatilidade no mercado de capitais brasileiro, marcado por cenário político bastante conturbado. A variação refletiu essencialmente o otimismo dos investidores ante o *impeachment* da ex-presidente e, com isso, a expectativa de maior estabilidade política e fiscal, segundo avaliações do mercado. No exterior, o ano de 2016 foi marcado pelo inesperado resultado do referendo do *Brexit,* pelas perdas de valor de mercado do Deutsche Bank, pelas incertezas políticas em países como França e Itália e pela eleição de Donald Trump nos Estados Unidos.

Mesmo com queda de 7,4% no 4T16, **as ações da ENGIE Brasil Energia** encerraram 2016 **com valorização de 9,9%** na comparação com 2015, contudo, resultado inferior aos obtidos pelo Ibovespa e pelo Índice de Energia Elétrica (IEEX), que alcançaram valorização de 38,9% e 45,6%, respectivamente. A EGIE3 finalizou o ano cotada em R$ 35,0 por ação, **conferindo à Companhia valor de mercado de R$ 22,8 bilhões.**

No 4T16, o volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 31,9 milhões, 0,8% abaixo do registrado no mesmo período de 2015, quando atingiu R$ 32,2 milhões. No acumulado de 2016, o volume médio atingiu R$ 33,5 milhões, acréscimo de 20,2% diante do alcançado em 2015.



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: 24 de fevereiro de 2017
Horário: 11h (horário de Brasília)

Telefones para conexão:
Participantes no Brasil: (11) 3127-4971 / (11) 3728-5971
Senha para os participantes: ENGIE

Webcast

Os *links* de acesso estarão disponíveis no *website* da Companhia (www.ENGIEenergia.com.br), na seção Investidores.

Replay disponível de 24 de fevereiro a 2 de março de 2017. Acesso pelo telefone: (11) 3127-4999 | código: 57762839 (português) e 30956860 (inglês).

Reuniões com Analistas

São Paulo
Data: 3 de março de 2017
Horário: 9h
Local: Staybridge Suites São Paulo

Rio de Janeiro
Data: 3 de março de 2017
Horário: 19h
Local: JW Mariott Hotel Rio de Janeiro

Importante

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



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

(Valores em R$ mil)		
Ativo	**31/12/2016**	**31/12/2015**
Ativo Circulante	**3.355.091**	**4.431.818**
Caixa e equivalentes de caixa	1.815.340	2.396.854
Contas a receber de clientes	824.079	773.602
Estoques	105.541	88.888
Créditos fiscais a recuperar	14.589	46.385
Combustível a reembolsar	49.472	144.249
Depósitos vinculados	8.760	8.426
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	1.490	778.227
Hedge de empréstimos	-	488.802
Hedge de compromissos com fornecedores	1.490	289.425
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	26.064	26.064
Outros ativos circulantes	90.153	82.237
Ativo não circulante mantido para venda	419.603	86.886
Ativo Não Circulante	**11.064.600**	**10.857.568**
Realizável a Longo Prazo	**612.302**	**716.695**
Créditos fiscais a recuperar	37.991	46.763
Depósitos vinculados	185.768	158.139
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	180.183	146.766
Outros depósitos vinculados	5.585	11.373
Depósitos judiciais	149.730	132.480
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	1.965	130.240
Hedge de compromissos com fornecedores	1.965	130.240
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	171.015	197.079
Outros ativos não circulantes	65.833	51.994
Investimentos	**4.886**	**-**
Imobilizado	**10.194.898**	**9.897.550**
Intangível	**252.514**	**243.323**
Total	**14.419.691**	**15.289.386**



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

(Valores em R$ mil)		
Passivo	**31/12/2016**	**31/12/2015**
Passivo Circulante	**1.800.794**	**2.977.377**
Fornecedores	371.149	573.573
Dividendos e juros sobre o capital próprio	372.040	271.021
Empréstimos e financiamentos	283.196	1.712.490
Debêntures	16.547	489
Concessões a pagar	65.408	60.572
Imposto de renda e contribuição social a pagar	81.023	17.799
Outras obrigações fiscais e regulatórias	88.632	97.665
Obrigações trabalhistas	94.753	108.016
Provisões	35.001	25.727
Obrigações com benefícios de aposentadoria	27.219	22.189
Passivos relacionados a ativos mantidos para venda	159.496	-
Outros passivos circulantes	206.330	87.836
Passivo Não Circulante	**6.004.503**	**5.669.873**
Empréstimos e financiamentos	2.001.081	2.353.268
Debêntures	787.908	180.947
Concessões a pagar	2.281.968	2.009.980
Provisões	292.106	246.873
Obrigações com benefícios de aposentadoria	272.248	255.552
Imposto de renda e contribuição social diferidos	311.331	558.826
Outros passivos não circulantes	57.861	64.427
Patrimônio Líquido	**6.614.394**	**6.642.136**
Capital social	2.829.056	2.445.766
Reserva de capital	-	91.695
Reservas de lucros	3.336.013	3.333.102
Ajustes de avaliação patrimonial	446.158	769.309
Participação de acionista não controlador	3.167	2.264
Total	**14.419.691**	**15.289.386**



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

(Valores em R$ mil)	4T16	4T15	Var. %	12M16	12M15	Var. %
Receita Líquida de Vendas	**1.666.209**	**1.709.197**	**-2,5**	**6.442.371**	**6.512.037**	**-1,1**
Custos da Energia Vendida e dos Serviços Prestados	**(950.884)**	**(844.767)**	**12,6**	**(3.701.457)**	**(3.803.095)**	**-2,7**
Energia elétrica comprada para revenda	(435.140)	(528.063)	-17,6	(1.643.327)	(1.782.558)	-7,8
Transações no mercado de curto prazo - em especial no âmbito da CCEE	(29.039)	193.162	-115,0	(182.416)	(66.885)	172,7
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(104.962)	(94.580)	11,0	(397.402)	(363.127)	9,4
Combustíveis para geração	(14.883)	(68.718)	-78,3	(141.000)	(249.984)	-43,6
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(44.925)	(52.780)	-14,9	(190.898)	(177.958)	7,3
Pessoal	(67.131)	(65.613)	2,3	(242.833)	(224.666)	8,1
Materiais e serviços de terceiros	(52.057)	(63.764)	-18,4	(183.452)	(212.780)	-13,8
Depreciação e amortização	(158.322)	(149.202)	6,1	(622.060)	(591.569)	5,2
(Constituição) Reversão de provisões operacionais	(24.449)	2.848	-958,5	(24.400)	(63.217)	-61,4
Outros	(19.976)	(18.057)	10,6	(73.669)	(70.351)	4,7
Lucro Bruto	**715.325**	**864.430**	**-17,2**	**2.740.914**	**2.708.942**	**1,2**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(172.491)**	**(59.335)**	**190,7**	**(316.465)**	**(205.112)**	**54,3**
Despesas com vendas	(3.836)	(3.847)	-0,3	(17.246)	(17.461)	-1,2
Despesas gerais e administrativas	(51.295)	(51.289)	0,0	(185.248)	(182.757)	1,4
Provisão para redução ao valor recuperável	(120.869)	(10.298)	0,0	(120.869)	(10.298)	0,0
Outras (despesas)/receitas operacionais, líquidas	3.509	6.099	-42,5	6.898	5.404	27,6
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**542.834**	**805.095**	**-32,6**	**2.424.449**	**2.503.830**	**-3,2**
Resultado Financeiro	**(44.376)**	**(97.472)**	**-54,5**	**(354.844)**	**(470.598)**	**-24,6**
Receitas financeiras	75.641	85.574	-11,6	397.921	280.830	41,7
Despesas financeiras	(120.017)	(183.046)	-34,4	(752.765)	(751.428)	0,2
Resultado de Participações Societárias	**(2.314)**	**-**		**(2.832)**	**-**	
Equivalência patrimonial	(2.314)	-	0,0	(2.832)	-	0,0
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**496.144**	**707.623**	**-29,9**	**2.066.773**	**2.033.232**	**1,6**
Imposto de renda	(15.139)	(73.863)	-79,5	(375.594)	(383.334)	-2,0
Contribuição social	(5.447)	(34.087)	-84,0	(142.878)	(148.595)	-3,8
Lucro Líquido do Exercício	**475.558**	**599.673**	**-20,7**	**1.548.301**	**1.501.303**	**3,1**
Número de Ações Ordinárias	**652.742.192**	**652.742.192**		**652.742.192**	**652.742.192**	
Lucro Líquido por Ação	**0,7286**	**0,9187**	**-20,7**	**2,3720**	**2,3000**	**3,1**



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

(Valores em R$ mil)	4T16	4T15	12M16	12M15
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	496.144	707.623	2.066.773	2.033.232
Ajustes para conciliar o lucro antes dos tributos ao caixa gerado nas operações:				
Depreciação e amortização	160.365	151.597	630.246	600.425
Provisão para redução ao valor recuperável	120.869	10.298	120.869	10.298
Variação monetária	25.999	65.285	172.971	218.323
Juros	89.765	99.087	473.894	471.241
Constituição (reversão) de provisões operacionais	25.344	(7.363)	25.474	54.193
Outros	2.941	3.152	5.630	12.139
Lucro Ajustado	**921.427**	**1.029.679**	**3.495.857**	**3.399.851**
Aumento (redução) nos ativos				
Contas a receber de clientes	(38.990)	39.163	(44.149)	(54.660)
Combustível a reembolsar	10.225	3.494	94.777	198.972
Créditos fiscais a recuperar	(68.881)	(34.811)	(96.776)	(33.782)
Estoques	(15.145)	(2.990)	(22.906)	(18.629)
Depósitos vinculados e judiciais	(10.332)	(11.955)	(2.855)	45.203
Indenização de seguro a receber	-	87.393	-	208.808
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	6.516	(223.143)	26.064	(223.143)
Outros ativos	52.796	(572)	37.599	(13.820)
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	13.204	(76.852)	(231.649)	(133.462)
Imposto de renda e contribuição social a pagar	(6.417)	2.632	(1.010)	(1.323)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(1.192)	15.567	(19.845)	39.431
Obrigações com pesquisa e desenvolvimento	2.656	(6.583)	16.470	(16.108)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(11.353)	(3.173)	(21.349)	(11.980)
Outros passivos	19.953	4.761	68.777	17.299
Caixa Gerado pelas Operações	**874.467**	**822.610**	**3.299.005**	**3.402.657**
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(97.446)	(78.932)	(457.616)	(477.035)
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(83.785)	(93.559)	(316.595)	(347.010)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	**693.236**	**650.119**	**2.524.794**	**2.578.612**
Atividades de Investimento	**(513.744)**	**(175.143)**	**(1.272.113)**	**(778.931)**
Aquisição de investimento, líquido do caixa e equivalentes de caixa recebidos	(7.435)	(9.553)	(27.490)	(26.200)
Aplicação no imobilizado	(434.961)	(145.672)	(1.166.583)	(723.996)
Aplicação no intangível	(2.308)	(19.918)	(9.000)	(28.735)
Caixa e equivalentes de subsidiárias transferidas para ativo mantido para venda	(69.040)	-	(69.040)	-
Atividades de Financiamento	**(1.449.500)**	**(19.859)**	**(1.834.195)**	**(1.007.558)**
Empréstimos e financiamentos obtidos	(656)	44.471	621.123	137.995
Empréstimos e financiamentos pagos	(797.099)	(56.341)	(1.209.544)	(413.681)
Parcelas de concessões pagas	(16.995)	(15.648)	(64.491)	(59.006)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(641.878)	(1.446)	(1.164.012)	(704.335)
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(2.347)	(4.930)	(23.689)	16.425
Outros	9.475	14.035	6.418	15.044
Redução (aumento) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**(1.270.008)**	**455.117**	**(581.514)**	**792.123**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa				
Saldo inicial	3.085.348	1.941.737	2.396.854	1.604.731
Saldo final	1.815.340	2.396.854	1.815.340	2.396.854
Redução (aumento) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**(1.270.008)**	**455.117**	**(581.514)**	**792.123**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa				
Juros e variação monetária capitalizados	30.000	40.295	113.557	67.808
Fornecedores de imobilizado e intangível	6.464	31.203	(27.035)	69.244
Juros sobre o capital próprio creditados	432.500	314.000	432.500	314.000
Compensação de imposto de renda e contribuição social	79.361	51.717	133.092	78.461
Provisão para desembolsos futuros para aplicação no imobilizado	(68)	(3.657)	(4.967)	(8.801)
Valores a pagar vinculados à aquisição de investimentos	(1.329)	15.064	11.698	29.157
Mensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria apresentadas em outros resultados abrangente	7.255	(21.013)	7.255	(21.013)
Ativo não circulante mantido para venda	339.641	-	339.641	-
Passivo não circulante mantido para venda	159.496	-	159.496	-