

ENGIE Brasil Energia consolida crescimento em 2017

Companhia arremata linha de transmissão, assume operação das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, inicia operação comercial das Usinas Eólica Santa Mônica e Solar Assú V e finaliza aquisição do Complexo Eólico Umburanas

Florianópolis (SC), 22 de fevereiro de 2018. A ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia", "EBE" ou "Companhia") — B3: EGIE3, ADR: EGIEY — anuncia os resultados financeiros relativos ao Quarto Trimestre de 2017 e ao período encerrado em 31 de dezembro de 2017 (4T17 e 12M17). As informações financeiras e operacionais a seguir são apresentadas em base consolidada e estão de acordo com os princípios e as práticas contábeis adotadas no Brasil. Os valores estão expressos em reais (R$), salvo quando indicado de modo diferente.

Destaques

- A ENGIE Brasil Energia obteve lucro líquido acumulado de R$ 2.004,6 milhões em 2017 (R$ 3,0710/ação), valor 29,5% (R$ 456,3 milhões) acima do alcançado em 2016.
- O Ebitda[1] alcançou R$ 3.519,5 milhões em 2017, aumento de 10,8% (R$ 343,9 milhões) em comparação a 2016. A margem Ebitda foi de 50,2% em 2017, crescimento de 0,9 p.p. em relação a 2016.
- A receita operacional líquida totalizou R$ 7.010,0 milhões em 2017, incremento de 8,8% (R$ 567,6 milhões) em comparação ao montante apurado em 2016.
- O preço médio dos contratos de venda de energia, líquido das exportações e dos tributos sobre a receita, foi de R$ 180,39/MWh em 2017, valor 0,2% inferior ao registrado em 2016.
- A quantidade de energia vendida no acumulado de 2017 foi de 35.761 GWh (4.082 MW médios), volume 3,1% (em MW médios) maior que o comercializado em 2016. A variação em GWh é ligeiramente diferente pelo fato de 2016 ser ano bissexto.
- No Leilão de Transmissão nº 02/2017, promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), a EBE arrematou o Lote 1, com 1.050 quilômetros de extensão e cinco subestações, localizado no Estado do Paraná (PR), com prazo de concessão de 30 anos.
- Em 10 de novembro, foi formalizada a transferência da gestão das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda para a Companhia. Em 29 de dezembro, a EBE assumiu a operação destas, adicionando 832 MW de capacidade instalada a seu parque gerador.
- A Companhia concluiu a aquisição da totalidade do capital social das empresas que compõem o Complexo Eólico Umburanas, localizado no Estado da Bahia (BA), pelo preço ajustado de R$ 16,9 milhões.
- A Usina Solar Assú V entrou em operação comercial em 23 de dezembro, adicionando 30 MW de capacidade instalada. Localizada no Estado Rio Grande do Norte (RN), a Usina ocupa área de 72 hectares, e recebeu investimento de aproximadamente R$ 220 milhões.
- Foi realizado o fechamento da operação de alienação das Usinas Eólicas Beberibe e Pedra do Sal e da Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Areia Branca pelo valor de R$ 322,0 milhões, reafirmando a estratégia da Companhia de rotação e otimização de seu parque gerador.
- Pelo 13º ano consecutivo, a ENGIE Brasil Energia foi incluída no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE). A Companhia é integrante do ISE desde sua criação em 2005.

Eventos Subsequentes

- A EBE é uma das cinco empresas brasileiras a ser incluída no *ranking* das 100 Empresas Globais Mais Sustentáveis, da Revista Corporate Knights, ocupando a 52ª posição entre quase 6 mil empresas de capital aberto em todo mundo.
- Em fevereiro de 2018, a pedido da Companhia, a Aneel revogou a autorização de exploração da Usina Termelétrica William Arjona, de 190,0 MW de capacidade instalada, localizada no Estado do Mato Grosso do Sul (MS).
- O Conselho de Administração da Companhia aprovou a proposta de dividendos complementares no montante de R$ 636,8 milhões (R$ 0,9755/ação), que deverá ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária.

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) 3221-7225 ***NOVO!***

ri.BREnergia@engie.com

Teleconferência com *webcast*
Dia 23/02/2018 às 11h (horário de Brasília): em português (tradução simultânea para inglês).

Mais detalhes na seção Próximo Evento, na página 25.

Visite nosso Site
www.ENGIEenergia.com.br

Resumo dos Indicadores Financeiros e Operacionais

ENGIE Brasil Energia - Consolidado						
(Valores em R$ milhões)	**4T17**	**4T16**	**Var.**	**12M17**	**12M16**	**Var.**
Receita Operacional Líquida (ROL)	2.067,4	1.666,2	24,1%	7.010,0	6.442,4	8,8%
Resultado do Serviço (EBIT)	880,5	540,5	62,9%	2.850,2	2.421,6	17,7%
Ebitda [1]	1.067,6	824,0	29,6%	3.519,5	3.175,6	10,8%
Ebitda / RLV - (%) [1]	51,6	49,5	2,1 p.p.	50,2	49,3	0,9 p.p.
Lucro Líquido	704,7	475,5	48,2%	2.004,6	1.548,3	29,5%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) [2]	29,3	23,4	5,9 p.p.	29,3	23,4	5,9 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) [3]	22,5	22,7	-0,2 p.p.	22,8	22,6	0,2 p.p.
Dívida Líquida [4]	4.582,6	1.093,2	319,2%	4.582,6	1.093,2	319,2%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios)[5]	4.187	4.794	-12,7%	4.148	5.077	-18,3%
Energia Vendida (MW médios)	4.227	3.962	6,7%	4.082	3.961	3,1%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [6]	182,17	183,98	-1,0%	180,39	180,68	-0,2%
Número de Empregados - Total	1.131	1.116	1,3%	1.131	1.116	1,3%
Empregados EBE	1.083	1.078	0,5%	1.083	1.078	0,5%
Empregados em Projetos em Construção	48	38	26,3%	48	38	26,3%

(1) Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização.
(2) ROE: lucro líquido médio dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido.
(3) ROIC: EBIT / capital investido (capital investido: dívida - caixa e eq. caixa - depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL).
(4) Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de *hedge*.
(5) Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.
(6) Líquido de exportações e impostos sobre a venda.

EGIE3 NOVO MERCADO BM&FBOVESPA
IBOVESPA
Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada IGC
Índice de Ações com Tag Along Diferenciado ITAG
Índice de Sustentabilidade Empresarial ISE 2018
MSCI 2017 Constituent MSCI ESG Leaders Indexes



MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Visando o futuro, a ENGIE Brasil Energia encerrou o ano de 2017 empenhada em criar valor no presente, preparando-se cada vez mais para as transformações e oportunidades geradas pela transição energética, traduzida para nossa estratégia com base em três pilares: descarbonização, descentralização e digitalização. Em comparação com anos anteriores, orgulhamo-nos de termos avançado em tantas frentes. O ano de 2017 foi altamente promissor na execução de nossa estratégia.

Ao longo do ano de 2017, avançamos na expansão da matriz renovável, sendo bastante ativos, tanto no crescimento orgânico como em aquisições. Estas, por sua vez, agregaram 1.437 MW à nossa capacidade instalada, com destaque para duas novas concessões – as Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda (com 832 MW) e o projeto do Complexo Eólico Umburanas, na Bahia (com 605 MW) – que ampliará nossa presença em energia renovável não convencional. Jaguara e Miranda já geraram receita para a Companhia ao longo do Quarto Trimestre de 2017 (4T17).

Quanto ao crescimento orgânico, 127,2 MW foram adicionados no ano com a inauguração do Complexo Eólico Santa Mônica (97,2 MW), no Ceará (CE) e o início da operação da Usina Fotovoltaica Assú V (30,0 MW), no Rio Grande do Norte (RN).

Encerramos o ano de 2017 satisfeitos com os resultados obtidos com a execução de nossa estratégia, que sempre se pautou pela alocação de capital focada em retornos positivos e abordagem conservadora de gerenciamento de riscos.

Em paralelo, a ENGIE Brasil Participações (controladora da Companhia) avança em direção à transferência de sua participação na Usina Hidrelétrica Jirau para a EBE, em um processo a ser intensificado em 2018, com envolvimento do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas. Seguimos também com a sondagem de mercado com a finalidade de identificar potenciais compradores para o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e a Usina Termelétrica Pampa Sul - tendo assinado, inclusive, contrato de exclusividade para realização de *due diligence* com uma das proponentes.

Em 2017, fomos vencedores no leilão de transmissão de energia realizado pela Aneel em dezembro, arrematando o Lote 1 localizado no Paraná – onde já atuamos - e que marca a entrada da ENGIE Brasil Energia nesse segmento como uma nova linha de negócio, complementar a nosso portfólio atual de geração de energia, e ao qual acreditamos poder agregar real valor. Ao todo, serão 1.050 quilômetros de extensão em linhas, e cinco subestações, linhas que possibilitarão ao Sistema Integrado Brasileiro operar de maneira mais eficiente.

Seguimos avançando no segmento de geração distribuída, um dos principais focos da Companhia desde 2016, como uma resposta aos desafios de uma matriz energética dinâmica e mais próxima do consumidor final. O destaque nessa área é o programa Bônus Eficiente - Linha Fotovoltaica, a maior ação já realizada para popularizar o uso da energia solar no Brasil. A iniciativa atraiu 11 mil interessados só no Estado de Santa Catarina (SC). Mil contratos já foram assinados em 2017, e o sucesso resultou no aditivo para instalação de mais 250 sistemas em 2018. Ao fim de 2017, a ENGIE Geração Solar Distribuída, na qual a EBE detém 50% de participação, atingiu total de 1.493 sistemas instalados com capacidade para gerar 7.714 kWp, estando presente em 14 estados. Em paralelo, estudamos projetos capazes de agregar outras fontes ao sistema, como o gás natural, entendendo essa integração como fundamental no contexto da transição energética.

A gestão proativa do portfólio – focada na diversificação e no equilíbrio entre as contratações de curto, médio e longo prazos – reduziu o impacto de um dos piores cenários hidrológicos já registrados pelo setor, de modo a evitar a compra de energia a preços desfavoráveis, e foi uma das principais responsáveis pelos resultados positivos obtidos em 2017. A Companhia alcançou, no período, Ebitda de R$ 3.519,5 milhões e lucro líquido de R$ 2.004,6 milhões (R$ 3,0710/ação), representando aumentos de 10,8% e 29,5%, respectivamente, em relação a 2016. Outros fatores que contribuíram foram a elevação do volume de energia vendida, a queda nos custos com royalties – em virtude das condições hidrológicas menos favoráveis –, a alienação das usinas Beberibe, Pedra do Sal e Areia Branca, e a melhora do resultado financeiro líquido, entre outros. Será creditado aos acionistas, sob a forma de dividendos e juros sobre o capital próprio, a totalidade do lucro líquido ajustado, representando um payout de 100%.

Encerramos o ano de 2017 satisfeitos com os resultados obtidos com a execução de nossa estratégia, que sempre se pautou pela alocação de capital focada em retornos positivos e abordagem conservadora de gerenciamento de riscos. Acreditamos que o mercado ainda não precificou corretamente todos os avanços que entregamos nesse ano. Iniciamos o ano de 2018 com um *pipeline* de negócios relevante, e estamos preparados para crescer e entregar valor a nossos *stakeholders*. Seguimos trabalhando para transmitir confiança e gerar ainda mais resultados positivos em 2018.

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente

Carlos Freitas
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores



DESEMPENHO OPERACIONAL

Parque Gerador

Com a entrada em operação da Central Fotovoltaica Assú V (30 MW) e ao assumir a operação das Usinas Hidrelétricas Jaguara (424 MW) e Miranda (408 MW), adicionou-se ao parque gerador da Companhia, no 4T17, 862 MW de capacidade instalada. Já a alienação das Usinas Eólicas Beberibe e Pedra dos Sal e da Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Areia Branca reduziu a capacidade instalada em 63,4 MW. No início de 2018, a EBE deu mais um passo para desmobilização da Usina Termelétrica William Arjona com o despacho emitido pela diretoria da Aneel que revoga a autorização de exploração da Usina. Assim, passou a totalizar 7.678,1 MW de capacidade instalada e a operar um parque gerador de 9.398,8 MW, composto de 30 usinas, sendo 11 hidrelétricas, três termelétricas e 16 complementares - centrais a biomassa, PCHs, eólicas e solares -, das quais 26 pertencem integralmente à Companhia e quatro (as hidrelétricas Itá, Machadinho e Estreito, e a biomassa Ibitiúva Bioenergética) são comercialmente exploradas por meio de parcerias com outras empresas.

Parque Gerador da ENGIE Brasil Energia

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original da Concessão/ Autorização	Energia assegurada (MW médios) Participação da Companhia [4]
			Total	Participação da Companhia		
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	out/30	564,7
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0	set/28	733,3
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	403,9	jul/32	165,3
Estreito	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO/MA)	1.087,0	435,6	nov/37	256,9
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.078,0	1.078,0	set/28	502,6
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	ago/33	260,8
Jaguara	Hidrelétrica	Rio Grande (MG)	424,0	424,0	dez/47	341,0
Miranda	Hidrelétrica	Rio Araguari (MG)	408,0	408,0	dez/47	198,2
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	abr/37	148,2
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	set/28	113,1
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	set/34	133,6
Total - Hidrelétricas			**8.102,3**	**6.391,7**		**3.417,7**
Complexo Jorge Lacerda[1]	Termelétrica	Capivari de Baixo (SC)	857,0	857,0	set/28	649,9
Total - Termelétricas			**857,0**	**857,0**		**649,9**
Complexo Trairi[2]	Eólica	Trairi (CE)	115,4	115,4	set/41	63,9
Complexo Santa Mônica[2]	Eólica	Trairi (CE)	97,2	97,2	jan/45	47,4
Ferrari	Biomassa	Pirassununga (SP)	80,5	80,5	jun/42	35,6
Ibitiúva Bioenergética	Biomassa	Pitangueiras (SP)	33,0	22,9	abr/30	13,9
Assú V	Solar	Assú (RN)	30,0	30,0	jun/51	9,2
Lages	Biomassa	Lages (SC)	28,0	28,0	out/32	11,1
Rondonópolis	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6	dez/32	10,1
José Gelazio da Rocha	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	23,7	23,7	dez/32	9,2
Cidade Azul	Solar	Tubarão (SC)	3,0	3,0	não aplicável[3]	0,0
Tubarão P&D	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	não aplicável[3]	0,0
Total - Complementares			**439,5**	**429,4**		**200,4**
Total			**9.398,8**	**7.678,1**		**4.268,0**

[1] Complexo composto de três usinas.
[2] Complexo composto de quatro usinas.
[3] Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW, o instrumento legal aplicável é o registro.
[4] Considera a revisão da garantia física em vigor a partir de janeiro de 2018.

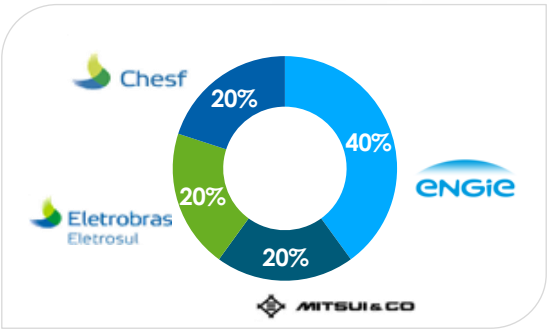


Expansão

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

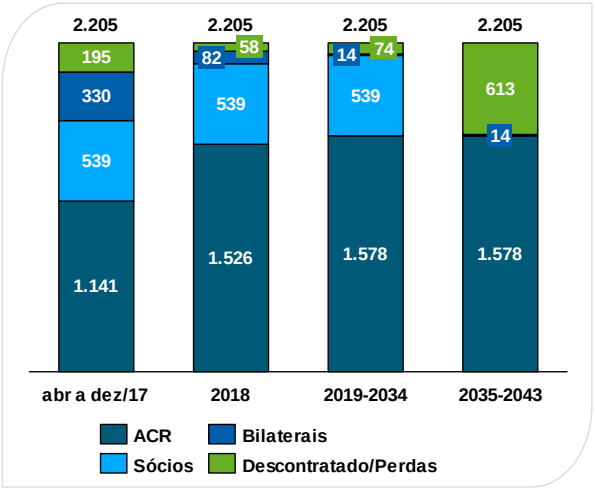
A ESBR venceu o leilão de concessão organizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) (Leilão A-5/2008), em 19 de maio de 2008, ao oferecer a melhor proposta para os 70% da energia a ser produzida pela Usina, então com 44 unidades geradoras, para os consumidores cativos atendidos pelas distribuidoras de energia, com contrato de concessão de 35 anos. No leilão de energia realizado em 17 de agosto de 2011 (Leilão A-3/2011), a ESBR vendeu 209,3 MW médios, com entrega a partir de 2014, por 30 anos — resultado da ampliação do projeto da Usina para 50 unidades geradoras. Em 10 de novembro de 2015, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou, na Portaria nº 337, a nova capacidade comercial da UHE Jirau, passando de 2.184,3 MW médios para 2.205,1 MW médios, a partir dessa data. O acréscimo concedido de 20,5 MW médios equivale à revisão das perdas hidráulicas da Usina. Como consequência desse acréscimo, a ESBR comercializou, no Leilão de Energia A-1, realizado em 13 de dezembro de 2015, 18 MW médios adicionais.

ESBR - Estrutura Societária



Portfólio de Contratos da ESBR

MW médios



Em 26 de dezembro de 2012, a Usina tornou-se elegível à venda de créditos de carbono, ao obter registro na Organização das Nações Unidas (ONU), passando a ter direito de comercializar aproximadamente 6 milhões de toneladas de CO_2/ano.

Desde novembro de 2016, a UHE Jirau conta com todas as suas 50 unidades geradoras em funcionamento, totalizando 3.750 MW de capacidade instalada. Sua inauguração ocorreu em 16 de dezembro de 2016.

No 4T17, a Usina gerou 1.137,2 MW médios, 76,2% acima dos 645,3 MW médios gerados no 4T16, atingindo Fator de Disponibilidade do Operador Nacional do Sistema (FID) de 99,7% no período (dados sujeitos à contabilização final da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)). No acumulado do ano, foi registrada geração de 1.746,1 MW médios, 64,0% acima dos 1.065,0 MW médios de 2016, com FID de 99,7%.

Em maio de 2017, a ENGIE Brasil Participações (EBP) divulgou a contratação do Banco Itaú BBA S.A. para a prestação de serviços de assessoria financeira na preparação de estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia (EBE) de sua participação de 40% na ESBR Participações S.A. (ESBRpar), detentora de 100% do capital social da ESBR, e sua participação de 100% na Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda.

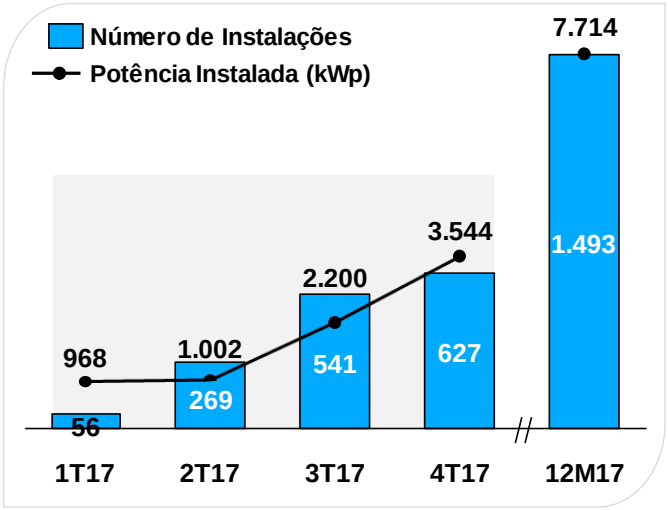


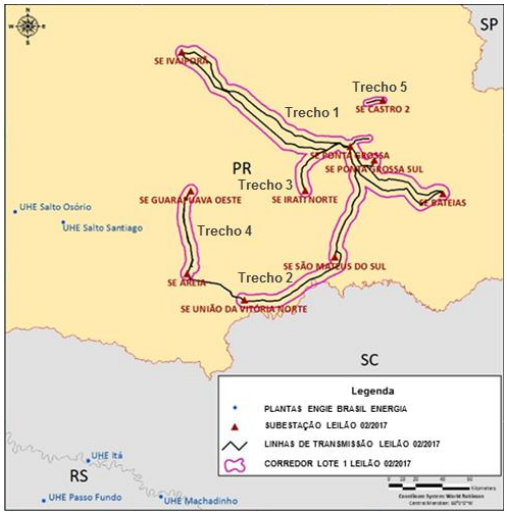
ENGIE Geração Solar Distribuída. A Companhia atua desde 2016 no mercado de geração distribuída, por meio da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A., na qual detém 50% do capital. Esse movimento é uma resposta aos desafios de uma matriz energética dinâmica e mais próxima do consumidor final.

Em 27 de outubro, a Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina (Fiesc), em conjunto com a ENGIE Geração Solar Distribuída e a WEG S.A., anunciaram o lançamento do Programa Indústria Solar, com o objetivo de incentivar geração de energia solar pelas mais de 50 mil indústrias catarinenses. O Programa está dividido em duas fases. A primeira consiste em um projeto piloto com condições especiais para os colaboradores da ENGIE Brasil Energia, WEG, Fiesc, Serviço Social da Indústria (Sesi/SC), Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (Senai/SC), Instituto Euvaldo Lodi (IEL) e Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc). As inscrições da primeira fase iniciaram-se em 20 de novembro de 2017 e chegaram ao fim de dezembro com mais de 1.250 inscritos. Na segunda fase, será ofertado o sistema para as indústrias de Santa Catarina e seus colaboradores, com previsão de início no primeiro trimestre de 2018.

No 4T17, foram instalados 627 sistemas com capacidade para gerar 3.544 kWp, dos quais 547 (1.999 kWp) referem-se ao Programa Bônus Eficiente – Linha Fotovoltaica, em Santa Catarina, que finalizou o processo de vendas com a assinatura de mil contratos. O sucesso do Programa Bônus Eficiente – Linha Fotovoltaica resultou no aditivo para instalação de mais 250 sistemas no Estado. Outros 80 sistemas foram instalados no 4T17, agregando 1.546 kWp. Ao fim do ano de 2017, a ENGIE Geração Solar Distribuída atingiu total de 1.493 sistemas instalados com capacidade para gerar 7.714 kWp, estando, portanto, presente em 14 estados.

Número de unidades e potência instalada

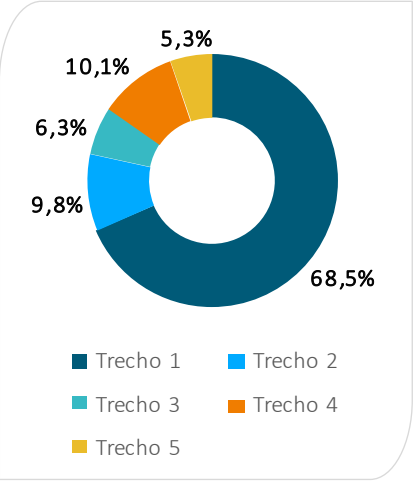




ENGIE Transmissão de Energia. A Companhia arrematou no Leilão de Transmissão nº 02 de 15 de dezembro de 2017, promovido pela Aneel, o Lote 1, com 1.050 quilômetros de extensão, localizado no Paraná, marcando a entrada da EBE no setor de transmissão de energia no Brasil. O empreendimento prevê ainda a instalação de cinco subestações de energia. O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo a construção, a montagem e a manutenção das instalações de transmissão, será de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão.

O prazo limite para o início da operação da linha de transmissão é 9 de março de 2023, mas a EBE visualiza antecipação desse prazo, além de uma redução no investimento inicial previsto pela Aneel.

Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) (%)



Lote	Localização	RAP Contratada (R$ milhões)	Investimento previsto pela Aneel (R$ milhões)
1	Paraná (PR)	231,7	2.017,0
Total		**231,7**	**2.017,0**



Projetos em Construção

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Data de vencimento do termo original da Concessão/ Autorização	Energia assegurada (MW médios) Participação da Companhia
			Total	Participação da Companhia		
Complexo Umburanas - Fase I	Eólica	Umburanas (BA)	360,0	360,0	De ago/49 a ago/50	207,5
Pampa Sul	Termelétrica	Candiota (RS)	345,0	345,0	mar/50	323,5
Complexo Campo Largo - Fase I	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	326,7	326,7	De jul/50 a mai/52	164,9
Total			**1.031,7**	**1.031,7**		**695,9**

Complexo Eólico Umburanas – Bahia (Fase I). Localizado no Município de Umburanas (BA), o Complexo tem **capacidade instalada total de 605 MW**, que serão desenvolvidos em duas fases. A Fase I tem capacidade instalada de 360 MW, dos quais 257,5 MW serão destinados ao mercado livre, e 102,5 MW foram comercializados no Leilão de Energia de Reserva A-5/2014 pelo **preço de R$ 166,5/MWh, atualizado até 31 de dezembro de 2017**. A Companhia destinará investimentos de cerca de R$ 1,8 bilhão nessa Primeira Fase do Complexo. Os 245 MW remanescentes serão futuramente desenvolvidos, na Fase II. O projeto será desenvolvido ao lado do Complexo Eólico Campo Largo, capturando sinergias durante a implantação e operação comercial.

Todo o licenciamento ambiental está regularizado, e as obras estão em fase inicial, sendo que o início das obras civis deu-se em novembro de 2017, com a mobilização da empreiteira e início das atividades para a construção dos acessos internos dos projetos.

O início da operação comercial é esperado a partir de janeiro de 2019.



UTE Pampa Sul – Chaminé e estrutura da casa de força

Usina Termelétrica Pampa Sul – Rio Grande do Sul. A UTE Pampa Sul está sendo implantada no Município de Candiota, Estado do Rio Grande do Sul, e terá capacidade instalada de 345 MW. A planta utilizará como combustível para geração de energia o carvão mineral da jazida também situada em Candiota. Esta será conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) pela linha de transmissão de 525 kv na subestação Candiota II, construída pela Companhia.

Seus 294,5 MW médios de capacidade comercial foram comercializados pelo prazo de 25 anos no Leilão A-5, realizado em 28 de novembro de 2014, ao **preço de R$ 233,5/MWh, atualizado até 31 de dezembro de 2017**. Foi aprovado investimento de aproximadamente R$ 1,8 bilhão (em novembro de 2014), para a construção da Usina. Ainda em novembro de 2014, a Companhia protegeu a parcela do investimento em moeda estrangeira contra efeitos da variação cambial, por meio de operações de *hedge*.

No 4T17, foram concluídas as obras civis da chaminé, com o atingimento da altura final de 195 metros e as complexas operações de logísticas para o transporte e posicionamento da turbina e do gerador (o último com peso combinado total em transporte de 850 toneladas e comprimento de 135 metros, uma das maiores operações de transporte em rodovias brasileiras). O avanço físico total da obra atingiu 77% ao fim do período, com destaque para as obras da correia transportadora de carvão e barragem (praticamente finalizadas).

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



CE Campo Largo – Subestação Campo Largo

Complexo Eólico Campo Largo – Bahia (Fase I). O Complexo Eólico Campo Largo (CECL) é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, que serão desenvolvidos em etapas, cujo potencial de desenvolvimento é de 656,7 MW, sendo a Fase I com 326,7 MW e a Fase II com 330 MW de capacidade instalada. Todos os empreendimentos, estão localizados nos Municípios de Umburanas e Sento Sé, a aproximadamente 420 km da Cidade de Salvador, no Estado da Bahia. No Leilão A-5, de 28 de novembro de 2014, a ENGIE Brasil Energia comercializou, pelo prazo de 20 anos, 82,6 MW médios ao **preço de R$ 170,9/MWh, atualizado até 31 de dezembro de 2017**, a serem gerados por seis parques eólicos, com capacidade instalada de 178,2 MW.

Outros cinco parques eólicos do Complexo, com capacidade instalada total de 148,5 MW (75,2 MW médios), estão sendo desenvolvidos nessa etapa do projeto, sendo a energia já contratada no Ambiente de Contratação Livre (ACL). O investimento aprovado para os 11 parques foi de aproximadamente R$ 1,7 bilhão (em junho de 2014). A parcela denominada em moeda estrangeira foi protegida contra efeitos da variação cambial, por meio de operações de *hedge*.

Até o fim do 4T17, foram executados 100% da terraplenagem e da pavimentação dos acessos internos, além da concretagem de todas as fundações dos 121 aerogeradores. Foram finalizadas, ainda, a supressão vegetal e as escavações para a implantação das estruturas da rede de média tensão.

Na Subestação Campo Largo, estão em andamento a construção das fundações das estruturas do *site* e dos suportes dos equipamentos.

No *bay* de conexão da Subestação Ourolândia II, estão em andamento a montagem das estruturas do pórtico da subestação, e foram executados 88% das escavações das fundações das estruturas e dos equipamentos e concretados 85% das fundações.

Na linha de transmissão, 70% da montagem e 73% do aterramento das torres foram executados.

O início da operação comercial, com o comissionamento de três parques eólicos, está previsto para o segundo trimestre de 2018.

Projetos em Desenvolvimento

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)	
			Total	Participação da Companhia
Complexo Santo Agostinho	Eólica	Lajes e Pedro Avelino (RN)	600,0	600,0
Norte Catarinense	Termelétrica	Garuva (SC)	600,0	600,0
Complexo Campo Largo - Fase II	Eólica	Umburanas e Sento Sé (BA)	330,0	330,0
Complexo Umburanas - Fase II	Eólica	Umburanas (BA)	245,0	245,0
Assú - Centrais I, II, III e IV	Solar	Assú (RN)	146,8	146,8
Alvorada	Solar	Bom Jesus da Lapa (BA)	90,0	90,0
Total			**2.011,8**	**2.011,8**

Complexo Eólico Santo Agostinho – Rio Grande do Norte. O Complexo é composto de 24 Sociedades de Propósito Específico (SPEs), cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, **totalizando potencial de desenvolvimento de 600 MW**. Todos os parques estão localizados nos Municípios de Lajes e Pedro Avelino, a aproximadamente 120 km da Cidade de Natal, capital do Estado do Rio Grande do Norte. Em junho de 2016 foi emitida a Licença Prévia pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (Idema), órgão ambiental do Estado do Rio Grande do Norte, declarando o empreendimento ambientalmente viável. O projeto foi cadastrado no próximo leilão de energia A-4 programado para ocorrer em abril de 2018.


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

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

Complexo Eólico Campo Largo – Bahia (Fase II). A Companhia pretende acrescentar aproximadamente **330 MW de capacidade instalada** ao Complexo Eólico Campo Largo com o desenvolvimento da sua segunda fase, visando a venda da energia para os mercados livre e/ou regulado. Assim como o Complexo Eólico Santo Agostinho, a Fase II do Complexo Eólico Campo Largo foi cadastrada no próximo leilão de energia A-4 programado para ocorrer em abril de 2018.

Complexo Eólico Umburanas – Bahia (Fase II). Com **capacidade instalada de 245 MW**, a Segunda Fase conta com licenciamento ambiental regularizado e será futuramente desenvolvida pela EBE ao lado do Complexo Eólico Campo Largo, capturando sinergias durante a implantação e operação comercial.

Complexo Fotovoltaico Assú. Localizado no Município de Assú (RN), terá **capacidade instalada total aproximada para 183 MWp**. O Complexo conta com cinco projetos, no qual um deles, a Central Fotovoltaica Assú V, entrou em operação comercial em dezembro de 2017, e as demais centrais solares estão em fase de medição da irradiação solar e já tiveram sua Licença Prévia emitida, estando aptas a participar de leilões de energia nova.

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

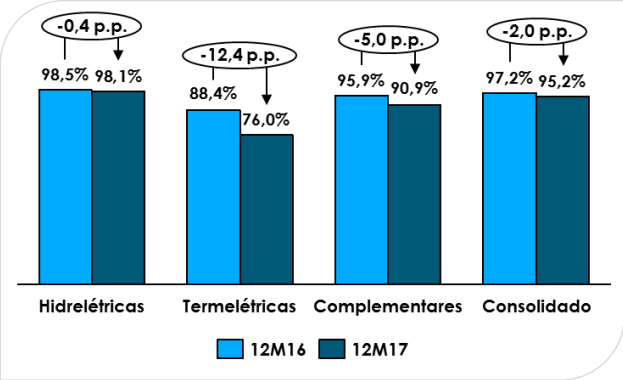
Complexo Fotovoltaico Alvorada. Adquiriu-se área no Estado da Bahia, em região com potencial de geração de energia solar, onde serão desenvolvidos três projetos que irão compor o **Complexo Fotovoltaico Alvorada, com capacidade instalada total estimada em 90 MWp**. Os projetos estão em fase de medição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



Disponibilidade

As usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia atingiram índice de disponibilidade de **97,5% no 4T17, desconsiderando-se as paradas programadas**, sendo 99,9% nas usinas hidrelétricas, 81,7% nas termelétricas e 89,5% nas usinas de fontes complementares — PCHs, biomassas, eólicas e fotovoltaicas. **No acumulado de 12 meses de 2017** (excluindo-se as paradas programadas), as usinas atingiram **disponibilidade de 95,2%**, sendo 98,1% nas usinas hidrelétricas, 76,0% nas termelétricas e 90,9% nas usinas de fontes complementares.

Disponibilidade
Desconsiderando as paradas programadas



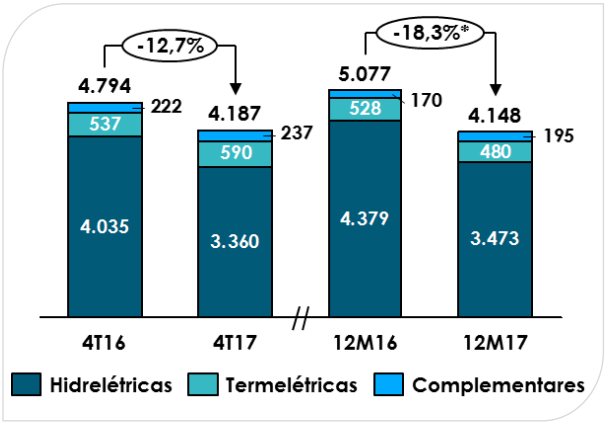
Considerando todas as paradas programadas, a disponibilidade global no quarto trimestre de 2017 foi de 92,6%, sendo 95,6% nas usinas hidrelétricas, 70,3% nas termelétricas e 85,7% nas usinas de fontes complementares, índice que no acumulado do ano foi de 88,8%, para todo o conjunto de usinas da Companhia, sendo 93,7% nas usinas hidrelétricas, 55,8% nas termelétricas e 82,0% nas usinas de fontes complementares.

A disponibilidade das usinas da Companhia no 4T17, se comparada ao mesmo período do ano anterior, embora com uma ligeira redução, contribuiu positivamente para a consolidação dos índices do ano de 2017.

A redução da disponibilidade das usinas em 2017, na comparação com 2016, deve-se principalmente à ocorrência da vibração excessiva no mancal 2 da Unidade 2 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda A, do desprendimento do cone da turbina da Unidade 2 da Usina Hidrelétrica Passo Fundo e do curto-circuito no transformador de excitação da Unidade 2 da Usina Hidrelétrica São Salvador. Todos os eventos foram regularizados no período em análise.

Produção

Geração
MW médios



(*) A diferença entre os percentuais calculados em GWh e MW médios ocorre em razão de 2016 ser ano bissexto.

A produção de energia elétrica nas usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia foi de 9.244 GWh (4.187 MW médios) no 4T17, resultado **12,7% inferior** à produção do 4T16. Do total gerado, as usinas hidrelétricas foram responsáveis por 7.419 GWh (3.360 MW médios); as termelétricas, por 1.302 GWh (590 MW médios); e as complementares, por 523 GWh (237 MW médios). Esses resultados representam, redução de 16,7% na geração das usinas hidrelétricas e aumentos de 9,9% e 6,8% na geração das termelétricas e das complementares, respectivamente, em comparação ao 4T16.

Ao comparar o 4T17 com o 4T16, a redução na geração das usinas hidrelétricas deve-se principalmente às condições hidrológicas menos favoráveis nesse período. O aumento na geração das termelétricas deve-se, sobretudo, ao aumento da geração por ordem de mérito e também às condições hidrológicas menos favoráveis no 4T17. A elevação da geração das usinas complementares ficou a cargo, principalmente, das Usinas Eólicas Cacimbas, Estrela e Ouro Verde, que entraram em operação em 2017, além do aumento da geração da Usina de Co-geração Lages, apesar da venda das Usinas Eólicas Beberibe, Pedra do Sal e da PCH Areia Branca, em outubro de 2017.

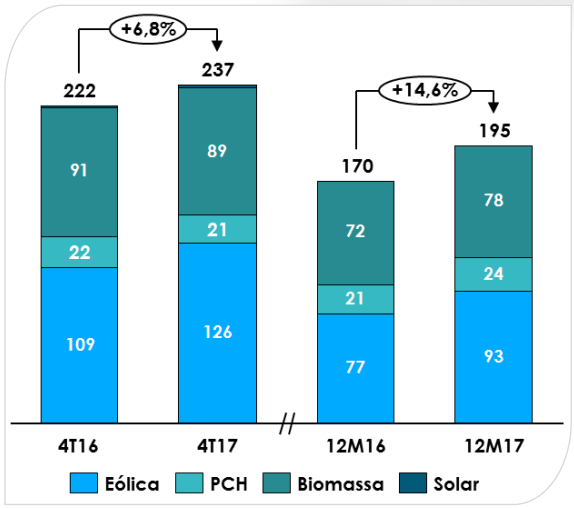
No período de 12 meses de 2017, a produção total de energia elétrica alcançou 36.335 GWh (4.148 MW médios): redução de 18,3% (em MW médios) em relação a 2016. Do total gerado, as hidrelétricas foram responsáveis por 30.425 GWh (3.473 MW médios), redução de 20,9%; as termelétricas, por 4.204 GWh (480 MW médios), redução de 9,4%; e as usinas complementares, por 1.706 GWh (195 MW médios), representando aumento de 14,3%.



Nas usinas hidrelétricas a geração verificada em 2017 foi mais baixa que no ano de 2016, devido à menor disponibilidade dos recursos hídricos nas respectivas bacias hidrográficas. A geração termelétrica caiu em comparação com 2016, devido, principalmente, ao descomissionamento da Usina Termelétrica Charqueadas e à redução de despacho da Usina Termelétrica William Arjona. A elevação da geração das usinas complementares em 2017 foi, essencialmente, em razão da entrada em operação das Usinas Eólicas Cacimbas, Estrela e Ouro Verde, entre dezembro de 2016 e abril de 2017, além do aumento da geração da Usina de Co-geração Lages, apesar da venda das Usinas Eólicas Beberibe, Pedra do Sal e PCH Areia Branca, em outubro de 2017.

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.

Geração por Fonte Complementar
MW médios



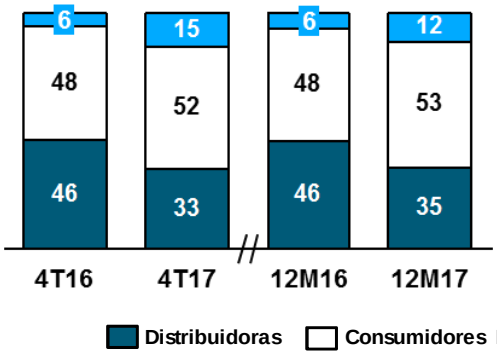
Em relação à geração termelétrica da Companhia, seu aumento pode reduzir (em razão do nível de contratação da Companhia) a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sendo o inverso também verdadeiro, mantidas as outras variáveis.

Clientes

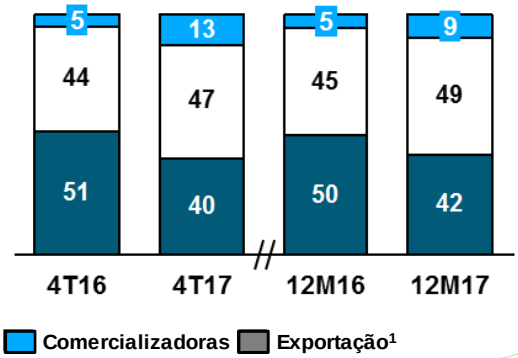
No 4T17, a participação de consumidores livres no portfólio da Companhia alcançou 51,9% do total das vendas físicas e 47,2% do total da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), incremento de 3,9 p.p. e 3,1 p.p., respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior. No acumulado dos 12M17, os consumidores livres representaram 53,4% das vendas físicas e 49,0% da receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas), aumentos de 5,5 p.p. e 3,9 p.p., respectivamente, em comparação a 2016.

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

Participação dos Clientes nas Vendas Físicas
(%)



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





[1] A representatividade das exportações sobre as vendas físicas foi de 0,01% nos 12M17 (0,22% nos 12M16) e sobre a receita operacional líquida (com exceção de CCEE e outras receitas) foi de 0,01% nos 12M17 (0,29% 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 2017**, apresenta-se a seguir, o balanço de energia da ENGIE Brasil Energia:

Balanço de Energia
(em MW médios)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)
Recursos Próprios	4.085	4.627	4.716	4.725	4.738	4.736			
+ Compras para Revenda	1.081	786	492	367	356	283			
= Recursos Totais (A)	**5.166**	**5.413**	**5.208**	**5.092**	**5.094**	**5.019**			
Vendas Leilões do Governo[1]	1.638	2.058	2.013	2.013	2.013	2.013			
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	219,5
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	241,0
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	251,5
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	226,6
2014-EE-2014-06	103	103	-	-	-	-	270,7	mai-14	333,0
Proinfa	19	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	255,4
1º Leilão de Reserva	14	14	14	14	14	14	158,1	ago-08	266,4
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva / GD)	18	17	14	14	14	14	-	-	253,5
2014-EN-2019-25	-	234	295	295	295	295	183,5	mar-14	233,5
2014-EN-2019-25	-	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	252,9
2014-EN-2019-20	-	83	83	83	83	83	139,3	nov-14	170,9
2015-EN-2018-20	-	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	213,6
8º Leilão de Reserva	9	9	9	9	9	9	303,0	nov-15	338,1
2017-EN-2019-20	-	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	166,5
Vendas Reguladas - Cotas									
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	239	239	239	239	239	239	-	jul-17	134,7
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	139	139	139	139	139	139	-	jul-17	151,2
+ Vendas Bilaterais	2.928	2.642	2.293	1.773	1.263	838			
= Vendas Totais (B)	**4.566**	**4.700**	**4.306**	**3.786**	**3.276**	**2.851**			
Saldo (A - B)	**600**	**713**	**902**	**1.306**	**1.818**	**2.168**			
Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)**[2]:	180,4	182,8	184,0						
Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)**[3, 4]:	178,7	184,0	164,5						

[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.
[4] Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).
Notas:
- O balanço está referenciado ao centro de gravidade (líquido de perdas e consumo interno das usinas).
- 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.



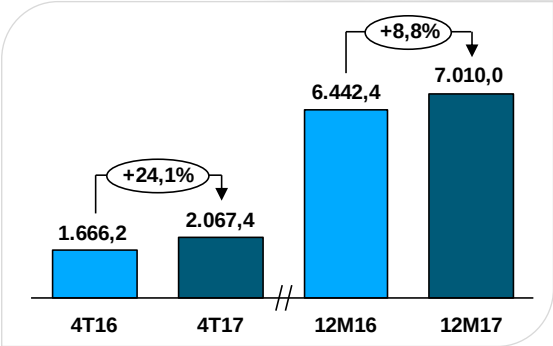
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Receita Operacional Líquida

No 4T17, a receita operacional líquida apresentou aumento de 24,1%, (R$ 401,2 milhões), quando comparada à receita líquida do 4T16, passando de R$ 1.666,2 milhões para R$ 2.067,4 milhões.

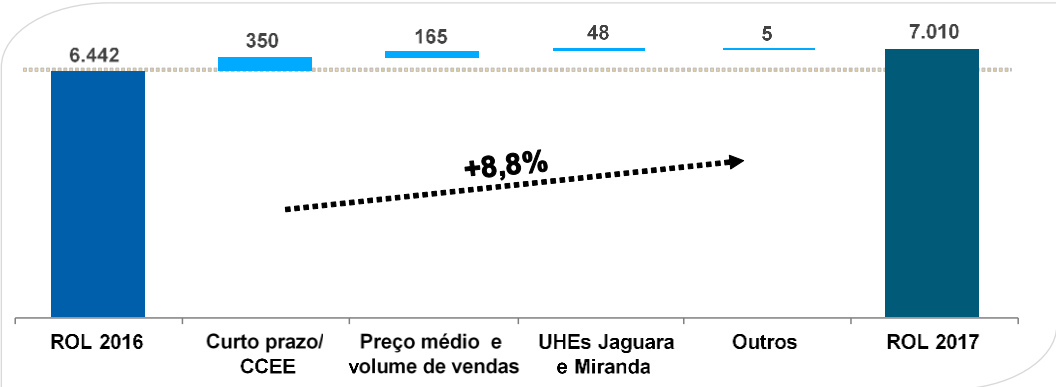
Os principais fatores que resultaram essa variação foram: (i) R$ 258,5 milhões, por elevação na receita decorrente das transações realizadas no mercado de curto prazo, em especial as praticadas no âmbito da CCEE; (ii) R$ 90,8 milhões, fruto do maior volume de energia vendida, parcialmente atenuada por ligeira redução do preço médio de venda para comercializadoras e consumidores livres; e (iii) R$ 47,9 milhões, devido ao reconhecimento de receita decorrente da operação das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, a partir de 10 de novembro de 2017, adquiridas por meio do Leilão 001/2017 de Concessões Não Renovadas, promovido pela Aneel.

Receita Operacional Líquida
R$ milhões

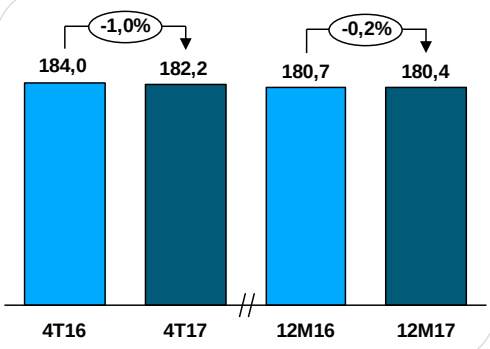


Na comparação entre os anos, a receita operacional líquida passou de R$ 6.442,4 milhões em 2016 para R$ 7.010,0 milhões em 2017, ou seja, elevação de R$ 567,6 milhões (8,8%). Esse aumento também decorreu, essencialmente, dessas combinações: (i) R$ 350,4 milhões, pelo aumento da receita nas operações realizadas no mercado de curto prazo, em especial as na CCEE; (ii) R$ 165,1 milhões, devido ao maior volume de venda de energia, parcialmente atenuada por ligeira queda do preço médio de venda para comercializadoras e consumidores livres; e (iii) R$ 47,9 milhões, por registro de receita resultante da operação das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda.

Evolução da Receita Operacional Líquida
R$ milhões



Preço Médio Líquido de Venda*
R$/MWh



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

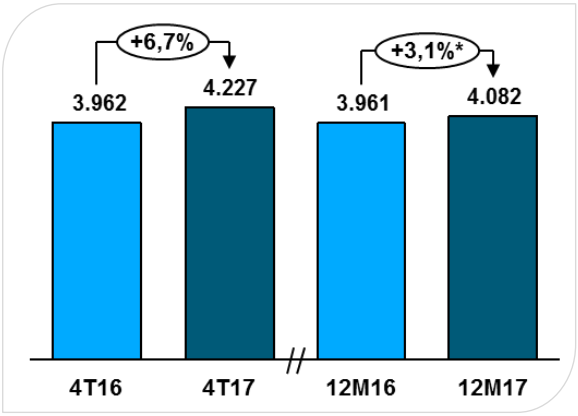
✓ **Preço Médio Líquido de Venda**

O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita, atingiu R$ 182,17/MWh no 4T17, **1,0% abaixo do obtido no mesmo trimestre de 2016**, cujo valor foi de R$ 183,98/MWh. Nos 12 meses de 2017, esse preço foi de R$ 180,39/MWh, **0,2% inferior ao praticado em 2016**, que foi de R$ 180,68/MWh.

A redução do preço ocorreu, essencialmente, em razão da venda a consumidores livres, da energia descontratada com distribuidoras, em função do término do contrato de Leilão de Energia Existente, no fim de 2016, com preços inferiores aos anteriormente praticados.



Volume de Vendas
MW médios



(*) A diferença entre os percentuais calculados em GWh e MW médios ocorre em razão de 2016 ser ano bissexto.

✓ **Volume de Vendas**

A quantidade de energia vendida em contratos passou de 8.748 GWh (3.962 MW médios) no 4T16 para 9.334 GWh (4.227 MW médios) no **4T17, elevação de 6,7% ou 586 GWh** (265 MW médios), entre os períodos comparados. **Em 2017, o volume de venda de energia foi de 35.761 GWh** (4.082 MW médios), contra 34.789 GWh (3.961 MW médios) registrados em 2016, acréscimo de 972 GWh (121 MW médios) ou 3,1% (em MW médios).

Tais variações decorreram, substancialmente, da combinação do acréscimo de venda de energia convencional para comercializadoras e de energia incentivada para consumidores livres, inclusive pela entrada em operação comercial do Complexo Eólico Santa Mônica, que possui energia assegurada de 47,4 MW médios e cuja maioria dos parques eólicos entrou em operação comercial no início de 2017.

Comentários sobre as Variações da Receita Operacional Líquida

✓ **Distribuidoras**

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 682,9 milhões no 4T17, montante **17,2% inferior** aos R$ 824,6 milhões auferidos no 4T16. Tal variação foi ocasionada pela redução de 927 GWh (420 MW médios), ou seja, 22,9% na quantidade vendida, parcialmente atenuada pela elevação no preço médio líquido de venda, em virtude de reajuste pela inflação do período. Em 2017, a receita atingiu R$ 2.687,3 milhões, **queda de 13,7% em relação ao exercício de 2016**, que foi de R$ 3.113,8 milhões. Esse decréscimo é explicado pela queda de 3.483 GWh (393 MW médios) do volume de energia vendida, parcialmente atenuado pelos mesmos efeitos supracitados.

O decréscimo no volume de vendas entre os períodos em análise é resultado, majoritariamente, do término do contrato de Leilão de Energia Existente, no fim de 2016 (343 MW médios), aliado às reduções decorrentes do Mecanismo de Compensação de Sobras e *Deficits* (MCSD). Adicionalmente, a variação do preço médio ocorreu por efeito do encerramento do contrato do mencionado Leilão em 2016, cujo preço era inferior ao médio praticado nos contratos vigentes.

✓ **Comercializadoras**

A receita de venda a comercializadoras passou de R$ 75,6 milhões no 4T16 para R$ 214,1 milhões no 4T17, **aumento de 183,2%** entre os períodos comparados, resultado dos seguintes fatores: (i) R$ 136,4 milhões – acréscimo de 870 GWh (394 MW médios), ou 175,7%, na quantidade de energia vendida; e (ii) R$ 2,1 milhões – elevação de 2,8% no preço médio líquido de vendas. **No período de 12 meses de 2017**, a receita foi de R$ 600,9 milhões, **88,0% superior à auferida em 2016**, que foi de R$ 319,7 milhões. A elevação é resultado dos seguintes aspectos: (i) R$ 293,3 milhões – aumento de 95,3%, ou 2.088 GWh (239 MW médios), no volume de energia vendida; e (ii) R$ 12,1 milhões – decréscimo de 3,8% no preço médio líquido de vendas.

A variação do volume observada nos períodos em análise decorreu dos seguintes fatores: (i) acréscimo de venda de energia convencional, concomitantemente à compra de energia incentivada para revenda a consumidores livres, que migraram do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL); e (ii) vendas no 4T17 de energia que ficou livre em razão da antecipação da manutenção de uma unidade geradora da Usina Jorge Lacerda do 4T17 para o 3T17. Nos trimestres em análise, a elevação do preço ocorreu, basicamente, por causa de novas contratações com preços superiores aos contratos finalizados e à média dos contratos vigentes. A redução do preço, entre os anos analisados, decorreu, principalmente, de novas contratações com preços inferiores à média dos preços praticados nos contratos existentes.

✓ **Consumidores Livres**

A receita de venda a consumidores livres aumentou 13,3% entre os trimestres em análise, passando de R$ 709,3 milhões no 4T16 para R$ 803,3 milhões no mesmo período de 2017. Os seguintes eventos contribuíram para essa variação: (i) R$ 106,6 milhões – elevação de 643 GWh (291 MW médios), ou 15,3%, na quantidade de energia vendida; e (ii) R$ 12,6 milhões – queda de 1,8% no preço médio líquido de venda da energia. **Em 2017, a receita alcançou R$ 3.162,1 milhões, 11,6% superior** aos R$ 2.834,2 milhões verificados em 2016. Essa elevação está relacionada ao que segue: (i) R$ 404,2 milhões – acréscimo de 2.443 GWh (284 MW médios), ou 14,7%, no volume de venda de energia; e (ii) R$ 76,3 milhões – decréscimo de 2,7% no preço médio líquido da energia vendida. A carteira de consumidores livres passou de 228 em 2016 para 280 em 2017, um crescimento de 22,8%.



Tais elevações das quantidades vendidas estão relacionadas, basicamente, ao maior volume de vendas de energia incentivada para clientes que migraram do ACR para o ACL, inclusive da energia gerada pelo Complexo Eólico Santa Mônica, que possui energia assegurada de 47,4 MW médios e cuja maioria dos parques eólicos entrou em operação comercial no início de 2017. A queda do preço ocorreu, substancialmente, devido ao encerramento de contratos de venda com preços superiores à média dos praticados em novas contratações.

✓ **Exportação de Energia Elétrica**

Nos trimestres em análise não houve exportação de energia. No ano de 2017, a Companhia exportou 2 GWh (0,23 MW médios) de energia elétrica para a Argentina, ao preço médio de R$ 298,47, auferindo receita líquida de R$ 0,6 milhão, contra 78 GWh (9 MW médios) em 2016, para o mesmo país, 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 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)**

No 4T17, a **receita auferida no mercado de curto prazo** – em especial as realizadas no âmbito da CCEE, foi de R$ 302,4 milhões, enquanto no mesmo período de 2016 foi de R$ 43,9 milhões, **elevação de R$ 258,5 milhões entre os trimestres comparados**. **Já nos 12 meses de 2017**, em relação ao ano anterior, **houve aumento de R$ 350,4 milhões** na receita das transações de curto prazo, passando de R$ 117,1 milhões em 2016 para R$ 467,5 milhões em 2017. Mais informações em: "Detalhamento das Operações de Curto Prazo – em especial as Transações na CCEE".

✓ **Remuneração dos ativos financeiros de concessões**

O montante equivalente a 70% da garantia física das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, adquiridas em 27 de setembro de 2017, será remunerado pelo direito incondicional de recebimento de caixa por meio do Retorno da Bonificação de Outorga (RBO). Dessa forma, as práticas contábeis preveem que a parte equivalente ao valor pago pela outorga da concessão seja registrado como ativo financeiro, e a remuneração desse ativo seja reconhecida como receita financeira operacional.

O montante dessa remuneração, reconhecido no período de 10 de novembro a 31 de dezembro de 2017, nas Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, foi de R$ 29,7 milhões e R$ 18,2 milhões, respectivamente.

Custos da Venda de Energia e Serviços

Os custos da venda de energia e serviços foram elevados em R$ 213,6 milhões, (22,5%), entre os trimestres comparados, passando de R$ 950,9 milhões no 4T16 para R$ 1.164,5 milhões no trimestre em análise. **Em 2017, esses custos atingiram R$ 4.003,9 milhões (8,2%) ou R$ 302,4 milhões, a mais que em 2016**, que foi de 3.701,5 milhões. Tais variações decorreram, majoritariamente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

✓ **Energia elétrica comprada para revenda:** elevação de R$ 71,4 milhões no 4T17, em comparação ao mesmo trimestre de 2016, reflexo, sobretudo, da combinação dos seguintes aspectos: (i) R$ 111,9 milhões – aumento de 629 GWh (285 MW médios) no 4T17, em função de compra de energia incentivada para revenda a consumidores livres, de aquisições para suprir a redução de geração pela manutenção inicialmente prevista de uma das unidades do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e de compras para mitigar os efeitos de exposição na CCEE; e (ii) R$ 40,5 milhões – por redução do preço médio de compras, motivada principalmente pelo encerramento de contratos de aquisição de energia com preços superiores à média de preços praticados nos contratos vigentes e em novas contratações. Em virtude dos mesmos aspectos supracitados, em 2017 ocorreu acréscimo de R$ 102,6 milhões em relação a 2016, decorrente dos seguintes itens: (i) R$ 392,8 milhões – elevação de 2.346 GWh (672 MW médios) nas compras de médio e de longo prazo; e (ii) R$ 290,2 milhões – redução de preço médio destas aquisições.

✓ **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 em R$ 37,4 milhões. Entre os exercícios de 2016 e 2017, ocorreu aumento de R$ 177,8 milhões desses custos. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

✓ **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R$ 2,7 milhões entre os trimestres em análise e de R$ 26,1 milhões entre os exercícios de 2016 e de 2017, decorrente, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão.

✓ **Combustíveis para produção de energia elétrica:** acréscimo de R$ 151,3 milhões na comparação do 4T17 com o 4T16, e de R$ 313,6 milhões entre os anos comparados, devido, basicamente, ao reconhecimento de acordo judicial com o fornecedor de gás natural em ação na qual se discutia a diferença do preço do combustível fornecido no período entre setembro de 2014 e junho de 2017, nos valores de R$ 216,6 milhões no 2T17 e de R$ 138,9 milhões no 4T17.

✓ **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*Royalties*):** queda de R$ 16,1 milhões entre os trimestres comparados e de R$ 73,6 milhões entre os anos de 2017 e 2016, refletindo, principalmente, a menor geração das usinas hidrelétricas no período analisado, bem como a redução da Tarifa Atualizada de Referência (TAR) em 22,7% no ano de 2017.



✓ **Pessoal:** redução de R$ 9,9 milhões no 4T17, em relação ao mesmo trimestre de 2016, e de R$ 25,0 milhões entre os anos analisados, resultante, substancialmente, da readequação do quadro de empregados e da redução de custos decorrentes do Plano de Demissão Voluntária (PDV), encerrado em novembro de 2016.

✓ **Materiais e serviços de terceiros:** elevação de R$ 6,6 milhões entre os trimestres analisados, em virtude, essencialmente, de maior demanda de materiais e serviços de terceiros na manutenção de unidades geradoras da Companhia. Em base anual, ocorreu aumento de R$ 22,8 milhões, reflexo, principalmente, dos seguintes itens: (i) reconhecimento de ganhos extraordinários no 1T16, no valor de R$ 15,3 milhões, decorrentes da recuperação de crédito de PIS e Cofins incidentes sobre materiais e serviços de terceiros; e (ii) pagamento em 2017 de honorário de êxito decorrente de acordo judicial com o fornecedor de gás natural em ação na qual se discutia a diferença do preço do combustível fornecido no período entre setembro de 2014 e junho de 2017.

✓ **Depreciação e amortização:** ampliação de R$ 7,8 milhões e de R$ 17,8 milhões nos trimestres e anos comparados, respectivamente, resultantes, sobretudo, dos seguintes aspectos: (i) entrada em operação comercial do Complexo Eólico Santa Mônica; e (ii) amortização de ativo intangível referente à aquisição das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda no Leilão 001/2017, promovido pela Aneel em 29 de setembro de 2017. Tais variações foram parcialmente atenuadas pela diminuição da depreciação sobre os ativos de geração termelétrica reduzidos por "*impairment*".

✓ **Reversão de provisões operacionais, líquidas:** efeito positivo de R$ 38,5 milhões no 4T17 em comparação ao 4T16 e de R$ 264,4 milhões entre os anos analisados. A variação apresentada entre os trimestres resultou, sobretudo, da reversão de provisão para perda na venda de óleo combustível da Usina Termelétrica de Alegrete, que está em processo de devolução à União, e de provisão para custos a incorrer no processo de descomissionamento da Usina Termelétrica de Charqueadas. As reversões devem-se ao fato de a Companhia estar incorrendo em perdas e custos inferiores aos incialmente estimados. Além dos efeitos supracitados, em base anual, o principal fator contributivo para o decréscimo das provisões foi a assinatura e homologação judicial de acordo de preço do gás natural para geração de energia elétrica entre a Companhia e o fornecedor do combustível, ocasionando, assim, a reversão do valor contabilizado como provisão no 2T17, no valor de R$ 219,2 milhões.

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

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

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

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

No 4T17 e no 4T16, os resultados líquidos (diferença entre receitas e custos – deduzidos dos tributos) decorrentes de transações de curto prazo – em especial as realizadas no âmbito da CCEE, foram positivos em R$ 236,0 milhões e R$ 14,9 milhões, respectivamente, resultando em aumento de R$ 221,1 milhões entre os períodos comparados.

Essa variação é consequência, fundamentalmente, da combinação destes fatores: (i) maior receita auferida com a posição credora na CCEE (posição *long*), fruto da estratégia de alocação dos recursos hídricos, aliada à ativa gestão do portfólio; (ii) reconhecimento no 4T17 dos efeitos consequentes da recontabilização resultante da elevação do Custo Variável Unitário (CVU) da Usina Termelétrica William Arjona, após o acordo judicial com o fornecedor de gás natural; (iii) resultado positivo da geração termelétrica; (iv) reconhecimento de recomposição de receita na CCEE em razão da indenização de sinistro ocorrido em unidade geradora da Companhia; (v) incremento dos efeitos negativos do GSF, já deduzido dos efeitos positivos da repactuação do risco hidrológico, em virtude do elevado fator de *deficit* de geração hidrelétrica de forma mais significativa no 4T17; e (vi) redução de receita no MRE em razão da menor geração hidrelétrica no período.



No acumulado de 2017, o resultado líquido, fruto de transações de curto prazo – em especial as realizadas na CCEE – foi positivo em R$ 107,3 milhões. Já em 2016, tivemos um resultado negativo de R$ 65,3 milhões, ou seja, entre os anos comparados, houve variação favorável de R$ 172,6 milhões, efeito da conjunção dos efeitos supracitados, em base anual. Cabe ressaltar que, com relação ao resultado positivo supracitado no item (iii), apesar da menor geração termelétrica em 2017, foi reduzida a garantia física relacionada à essa fonte em razão do encerramento da operação da Usina Termelétrica Charqueadas, no fim de 2016.

No comparativo anual, o PLD médio teve aumento de 244,1%, saindo do patamar de R$ 93,16 para R$ 320,59, respectivamente. Importante considerar que o aumento do PLD médio em 2017, conforme informado a seguir, contribuiu consideravelmente para a elevação dos efeitos positivos do excedente de energia liquidado na CCEE e do maior despacho termelétrico, bem como para o aumento dos efeitos negativos decorrentes da aplicação do GSF.

Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

As despesas com vendas, gerais e administrativas, aumentaram em R$ 6,6 milhões nos trimestres em análise, em razão, substancialmente, de reconhecimento de provisão com desligamento voluntário e remuneração variável, bem como acréscimo de gastos com serviços de terceiros.

Entre os anos em análise, essas despesas reduziram em R$ 6,5 milhões, em função, principalmente, da reversão de provisão relacionada à discussão judicial sobre benefícios de aposentadoria, em virtude de acordo firmado com participantes de um dos fundos de pensão patrocinados pela Companhia, parcialmente atenuada pelos mesmos motivos supramencionados.

Resultado na Alienação de Investimentos

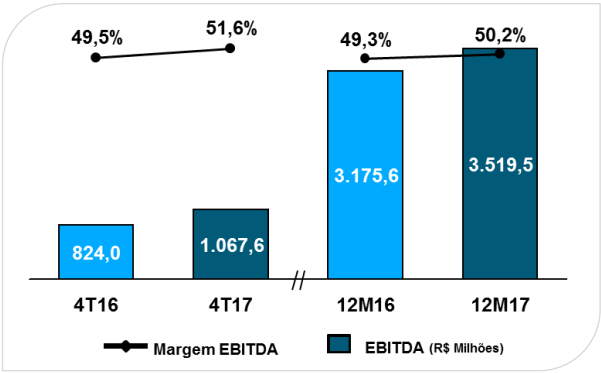
Em 31 de outubro de 2017, após o cumprimento das condições precedentes contratadas, a Companhia efetivou a venda das controladas Usinas Eólicas Beberibe e Pedra do Sal e PCH Areia Branca, reconhecendo, no 4T17, o resultado na alienação de investimentos no montante de R$ 56,9 milhões.

Ebitda e Margem Ebitda

Refletindo os efeitos mencionados anteriormente, **o Ebitda do 4T17 foi de R$ 1.067,6 milhões**, isto é, 29,6% ou R$ 243,6 milhões acima do apurado no 4T16, que foi de R$ 824,0 milhões. A margem Ebitda foi de 51,6% no 4T17, acréscimo de 2,1 p.p. em relação ao mesmo período de 2016.

As variações supracitadas são consequência da combinação dos seguintes fatores: (i) elevação de R$ 90,8 milhões na combinação de preço e volume de energia contratada; (ii) efeito positivo de R$ 221,1 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo – em especial as realizadas no âmbito da CCEE; (iii) reconhecimento de R$ 47,9 milhões da receita operacional das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda no 4T17; (iv) elevação de R$ 71,4 milhões nas compras de energia para revenda; (v) acréscimo de R$ 151,3 milhões no custo com combustível; (vi) queda de R$ 16,1 milhões nos custos com *royalties*; (vii) efeito positivo de R$ 39,5 milhões nas reversões de provisões operacionais líquidas; (viii) resultado positivo na alienação de investimentos de R$ 56,9 milhões; e (ix) aumento de R$ 6,0 milhões dos demais custos e despesas operacionais.

Ebitda (1) e Margem Ebitda



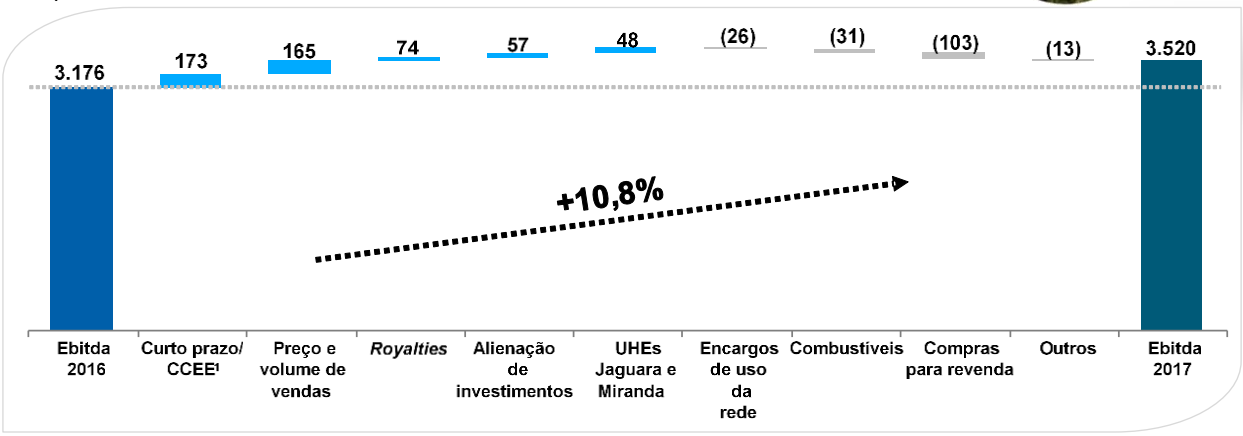
(1) Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização.

No ano de 2017, o Ebitda aumentou R$ 343,9 milhões (10,8%), passando de R$ 3.175,6 milhões em 2016 para R$ 3.519,5 milhões em 2017. A margem Ebitda em 2017 atingiu 50,2%, representando aumento de 0,9 p.p. em comparação com 2016. As elevações dos indicadores decorreram, principalmente, da combinação destes fatores: (i) variação positiva de R$ 172,6 milhões nas operações realizadas no mercado de curto prazo – em especial as realizadas no âmbito da CCEE; (ii) aumento de R$ 165,1 milhões na combinação de preço e volume de energia contratada; (iii) queda de R$ 73,6 milhões nos custos com *royalties*; (iv) resultado positivo na alienação de investimentos de R$ 56,9 milhões; (v) registro de R$ 47,9 milhões na receita operacional das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda em 2017; (vi) acréscimo de R$ 26,1 milhões nos encargos de uso de rede; (vii) elevação de R$ 30,5 milhões no custo de combustível; (viii) acréscimo de R$ 102,7 milhões nas compras de energia para revenda; e (ix) aumento de R$ 12,9 milhões dos demais custos e despesas operacionais.



Evolução do Ebitda

R$ milhões



(1) Considera o efeito combinado de variações de receita e despesa

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

(Valores em R$ milhões)	4T17	4T16	Var. %	12M17	12M16	Var. %
Lucro líquido	704,7	475,5	48,2	2.004,6	1.548,3	29,5
(+) Imposto de renda e contribuição social	77,9	20,6	278,2	618,8	518,4	19,4
(+) Resultado financeiro	97,9	44,3	121,0	226,8	354,9	-36,1
(+) Depreciação e amortização	168,5	160,4	5,0	649,1	630,3	3,0
Ebitda	**1.049,0**	**700,8**	**49,7**	**3.499,2**	**3.051,9**	**14,7**
(+) Provisão para redução ao valor recuperável	18,4	120,9	-84,8	18,4	120,9	-84,8
(+) Resultado de participações societárias	0,2	2,3	-91,3	1,9	2,8	-32,1
Ebitda ajustado	**1.067,6**	**824,0**	**29,6**	**3.519,5**	**3.175,6**	**10,8**

Provisão para Redução ao Valor Recuperável (*Impairment*)

Em 2017, a Companhia reconheceu complemento de provisão para redução ao valor recuperável (*impairment*) de ativos, no montante de R$ 18,4 milhões, inicialmente reconhecida em 2016, no valor de R$ 120,9 milhões. Do total provisionado em 2017, R$ 16,0 milhões (R$ 44,9 milhões em 2016) correspondem aos ativos de geração termelétrica e R$ 2,4 milhões (R$ 76,0 milhões em 2016) aos ativos não operacionais do projeto termelétrico Jacuí, gerando um efeito positivo de R$ 102,5 milhões na comparação entre os anos. Todas as provisões ocorreram no último trimestre de cada ano.

Resultado Financeiro

Receitas financeiras: no 4T17, as receitas atingiram R$ 59,2 milhões, isto é, R$ 16,4 milhões ou **21,8% abaixo** dos R$ 75,6 milhões auferidos no mesmo trimestre de 2016, em razão, substancialmente, dos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 32,5 milhões na receita com aplicações financeiras, em virtude do menor volume de recursos investidos e da queda na taxa de juros; (ii) incremento de juros sobre valores de imposto de renda e contribuição social a compensar relativos a anos anteriores de R$ 9,9 milhões; e (iii) aumento de R$ 4,7 milhões na variação monetária de depósitos judiciais.

No comparativo entre os anos, as receitas financeiras **reduziram R$ 174,4 milhões (43,8%)**, passando de R$ 397,9 milhões em 2016 para R$ 223,5 milhões em 2017. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 127,8 milhões na receita com aplicações financeiras, em razão do menor volume de recursos investidos e da queda na taxa de juros; (ii) redução de R$ 38,8 milhões na variação monetária, oriundos de decisão favorável à Companhia em disputa judicial em 2016 de cobrança de atualização de valores a receber de um agente do setor; (iii) diminuição de R$ 14,0 milhões na variação monetária sobre contas a receber devido à inadimplência na liquidação financeira da CCEE em 2016; (iv) elevação de juros sobre valores de imposto de renda e contribuição social a compensar relativos aos anos anteriores de R$ 9,1 milhões; e (v) decréscimo de R$ 3,6 milhões na variação monetária de depósitos judiciais.



Despesas financeiras: as despesas no 4T17 foram de R$ 157,1 milhões, isto é, R$ 37,1 milhões ou **30,9% acima das registradas no mesmo trimestre do ano anterior**, que foi de R$ 120,0 milhões. As principais variações observadas foram: (i) aumento de R$ 24,4 milhões nos juros e na variação monetária sobre as concessões a pagar; (ii) reversão de R$ 15,1 milhões de juros sobre contas a pagar na CCEE no 4T16, 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 (iii) decréscimo de R$ 3,5 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas.

Em base anual, as despesas reduziram de R$ 752,8 milhões para R$ 450,3 milhões, ou seja, **R$ 302,5 milhões (40,2%)**, resultado da combinação, fundamentalmente, destas variações: (i) diminuição de R$ 136,2 milhões na variação monetária sobre as concessões a pagar, visto a queda dos índices inflacionários; (ii) 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; e (iii) decréscimo de R$ 103,3 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas, em virtude de decréscimo de endividamento no decorrer do ano de 2017 e queda da inflação.

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

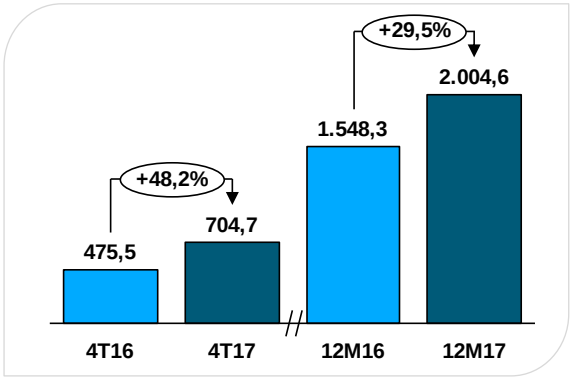
As despesas com IR e CSLL **no 4T17 foram de R$ 77,9 milhões**, R$ 57,3 milhões superior ao valor do mesmo trimestre de 2016, que foi de R$ 20,6 milhões. No acumulado do ano, essas despesas aumentaram em R$ 100,4 milhões, passando de R$ 518,4 milhões em 2016 para R$ 618,8 milhões em 2017. O acréscimo decorreu, substancialmente, da elevação do lucro antes dos tributos, parcialmente atenuada pelo início dos incentivos fiscais da Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (Sudam) - da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra - e da Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (Sudene) - da Usina Hidrelétrica de Estreito -, concedidos em 2017. A taxa efetiva de IR e CSLL em 2017 foi de 23,6% ante 25,1% em 2016.

Lucro Líquido

O lucro líquido do 4T17 foi de R$ 704,7 milhões, R$ 229,2 milhões ou **48,2% superior** aos R$ 475,5 milhões apresentados no mesmo trimestre do ano anterior.

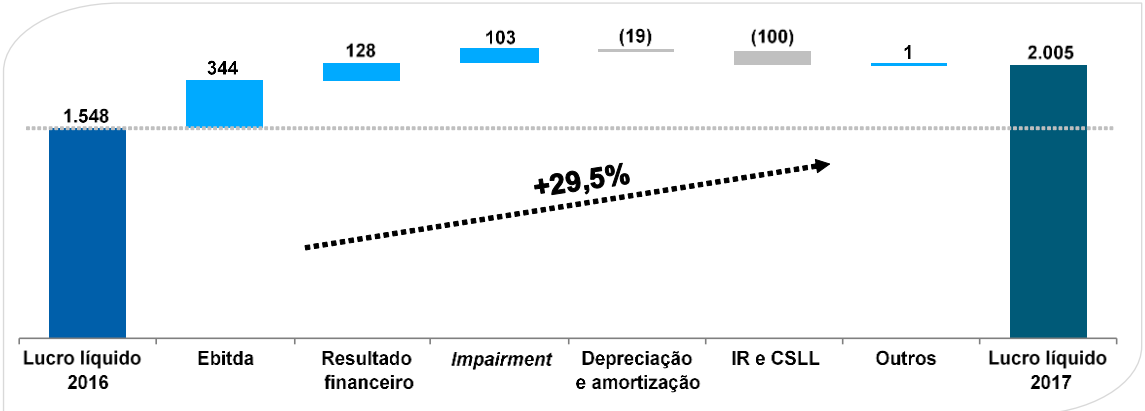
Essa elevação é efeito, substancialmente, de: (i) elevação de R$ 243,6 milhões no Ebitda; (ii) acréscimo de R$ 8,1 milhões da depreciação e amortização; (iii) diminuição do *impairment* de ativos de R$ 102,5 milhões; (iv) aumento de R$ 53,6 milhões das despesas financeiras líquidas; (v) elevação de R$ 57,3 milhões do imposto de renda e da contribuição social; e (vi) redução do resultado negativo de equivalência patrimonial de R$ 2,1 milhões.

Lucro Líquido
R$ milhões



No exercício de 2017, o lucro líquido passou de R$ 1.548,3 milhões em 2016 para R$ 2.004,6 milhões, ou seja, **elevação de R$ 456,3 milhões ou 29,5%**. Tal variação decorreu, principalmente, destes fatores: (i) aumento de R$ 343,9 milhões no Ebitda; (ii) elevação de R$ 128,1 milhões das receitas financeiras líquidas; (iii) redução do *impairment* de ativos de R$ 102,5 milhões; (iv) crescimento de R$ 18,7 milhões da depreciação e amortização; (v) aumento de R$ 100,4 milhões do imposto de renda e da contribuição social; e (vi) diminuição do resultado negativo de equivalência patrimonial de R$ 0,9 milhão.

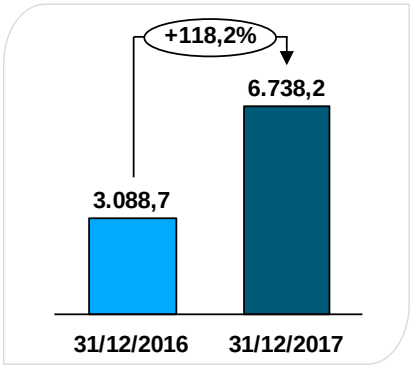
Evolução do Lucro Líquido
R$ milhões





Endividamento

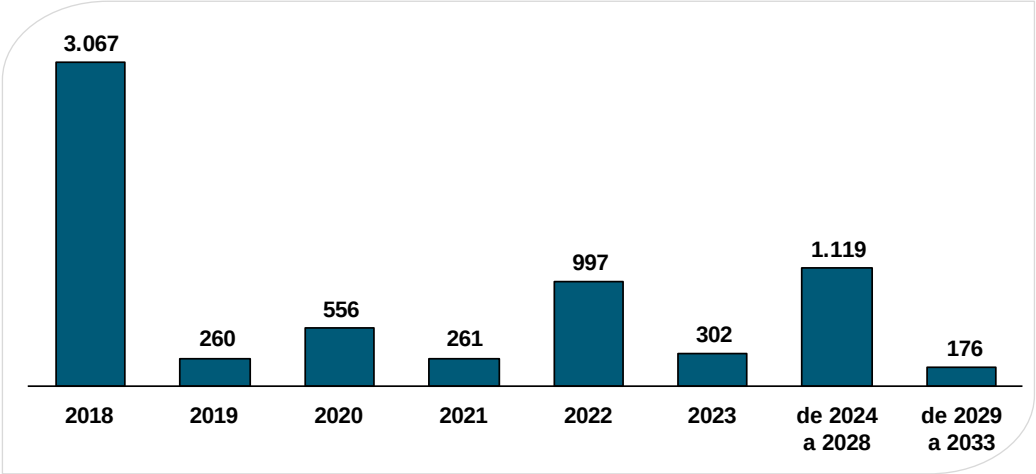
Dívida Bruta
R$ milhões



Em 31 de dezembro de 2017, a **dívida bruta total consolidada,** representada principalmente por empréstimos, financiamentos, debêntures e notas promissórias, líquida dos efeitos de operações de *hedge*, **totalizava R$ 6.738,2 milhões - aumento de 118,2%** (R$ 3.649,5 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2016.

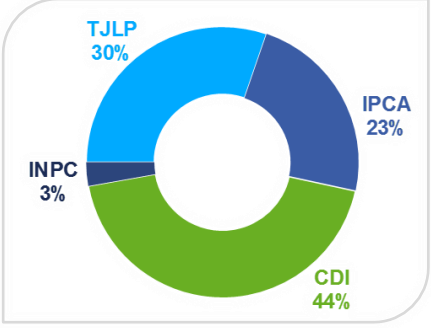
A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores ocorridos entre o 4T16 e o 4T17: (i) saques no BNDES e em seus agentes financeiros no valor total acumulado de R$ 320,5 milhões, destinados aos investimentos para modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago, bem como para a construção do Complexo Eólico Santa Mônica; (ii) notas promissórias para pagamento das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda no valor de R$ 2.096,1 milhões; (iii) contratação de empréstimos, protegidos por operações de *swap*, destinados principalmente ao refinanciamento de dívidas e à implementação do plano de negócios da Companhia – substancialmente, aporte de capital nas controladas Jaguara e Miranda para o pagamento da bonificação pela outorga das concessões, no valor de R$ 1.630,9 milhões; (iv) geração de R$ 336,4 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; (v) R$ 749,2 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures, dos quais, R$ 256,1 milhões referem-se à liquidação antecipada dos financiamentos da Usina Hidrelétrica São Salvador e do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, junto à bancos de repasse do BNDES; e (vi) R$ 13,0 milhões em transferência de financiamentos de subsidiárias reclassificadas para ativo mantido para venda.

Cronograma de Vencimento da Dívida
R$ milhões



O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do ano de 2017 foi **8,1%** (10,5% no fim de 2016).

Composição da Dívida





Em 31 de dezembro de 2017, 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$ 4.582,6 milhões, aumento de 319,2%** em relação ao registrado ao fim do ano de 2016.

Dívida Líquida
R$ milhões

	31/12/2017	31/12/2016	Var. %
Dívida bruta	6.756,4	3.088,7	118,7
Resultado de operações com derivativos	(18,2)	0,0	0,0
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(225,5)	(180,2)	25,2
Caixa e equivalentes de caixa	(1.930,1)	(1.815,3)	6,3
Dívida líquida total	**4.582,6**	**1.093,2**	**319,2**

Investimentos

Os investimentos totais da ENGIE Brasil Energia **no 4T17 foram de R$ 4.050,9 milhões**, dos quais (i) R$ 72,6 milhões foram destinados aos projetos de manutenção e revitalização do parque gerador; (ii) R$ 3.535,0 aplicados na aquisição de novas concessões: R$ 2.171,0 milhões foram destinados à Usina Hidrelétrica Jaguara, R$ 1.360,0 foram direcionados à Usina Hidrelétrica Miranda e R$ 4,0 milhões referem-se aos custos de desenvolvimento desses projetos; (iii) R$ 426,9 milhões aplicados na construção de novas usinas: R$ 240,0 milhões foram aplicados na construção da UTE Pampa Sul, R$ 97,0 milhões direcionados ao Complexo Eólico Campo Largo, R$ 18,9 milhões, à Central Fotovoltaica Assú, R$ 77,7 milhões, ao Complexo Eólico Umburanas, e R$ 6,7 milhões de ajuste redutor nos investimentos realizados até novembro no Complexo Eólico Santa Mônica; (iv) R$ 7,6 milhões designados para a modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório; e (v) R$ 8,8 milhões em investimentos financeiros: R$ 4,3 milhões remetidos ao Complexo Eólico Santo Agostinho, e R$ 4,5 milhões, à ENGIE Geração Solar Distribuída.

Em 2017, a Companhia investiu total de R$ 5.538,1 milhões. Na aquisição das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda foram aplicados R$ 3.531,0 milhões e mais R$ 4,0 milhões de custos de desenvolvimento desses projetos. Na construção, manutenção, revitalização de parque gerador e na aquisição de projetos foram investidos R$ 1.976,2: R$ 1.738,3 milhões na construção das Usinas Eólicas Santa Mônica, Campo Largo e Umburanas, da Usina Termelétrica Pampa Sul e da Central Fotovoltaica Assú; R$ 171,5 milhões, nas obras para manutenção do parque gerador; e R$ 66,4 milhões, na modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago. Adicionalmente, em 2017, a Companhia adquiriu projetos no valor total de R$ 26,9 milhões.

Dividendos Complementares Propostos

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 22 de fevereiro de 2018, a proposta de dividendos complementares referentes ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2017 **no montante de R$ 636,8 milhões (R$ 0,9755096548 por ação)**, que deverá ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária, a quem caberá definir as condições de pagamento.

O total de proventos relativos a 2017 atingirá R$ 2.000,2 milhões, equivalente a R$ 3,0642635985 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. Em 31 de dezembro de 2017, das 31 usinas instaladas em 12 estados das cinco regiões do País, 12 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), com potência somada que corresponde a 84,8 da capacidade total operada pela Companhia. Para a Responsabilidade Social, a Companhia busca seguir as orientações do guia NBR ISO 26000 (que não permite certificações); e o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, cujas três usinas estão entre as 12 certificadas, é também certificado segundo a norma NBR ISO 50001, de Eficiência Energética. Durante 2018, serão conduzidos os processos de certificação das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, que já possuíam certificações quando operadas pelo antigo proprietário.



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

- ✓ Relacionado ao Movimento Nacional ODS Nós Podemos Santa Catarina, foi promovido, na Sede da Companhia, o evento de lançamento do ODS *Think Tank*. A ENGIE, como uma das apoiadoras do movimento, também integra o *Think Tank*, cuja função é pensar de forma estratégica os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) em Santa Catarina, propondo melhorias e meios para o desenvolvimento de ações que possam efetivamente contribuir para o alcance das metas estabelecidas pelas Nações Unidas na Agenda 2030.
- ✓ A ENGIE Brasil Energia foi premiada no 13º Prêmio Brasil Ambiental, promovido pela Câmara de Comércio Americana do Rio de Janeiro (AmCham Rio), cujo objetivo é prestigiar as melhores práticas empresariais na área de sustentabilidade em curso no País. O reconhecimento foi obtido na categoria "Ecossistemas", com o projeto "Conservação de espécies endêmicas de ictiofauna no Rio Iguaçu".
- ✓ A Companhia obteve, pela primeira vez, destaque no "Guia Exame de Sustentabilidade", promovido pela Editora Abril, figurando entre as Companhias mais sustentáveis do País, no segmento de Energia.



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 4T17 e aos 12M17, associando cada indicador aos da GRI.

Indicadores de Sustentabilidade[1]

Item	Dimensão[2]	Indicador ao fim do período analisado	Indicador GRI[3]	4T17	4T16	Variação	12M17	12M16	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	EU1, G4-9	31	29	2	31	29	2
2		Capacidade instalada operada (MW)	EU1, G4-9	9.589	8.720	10,0%	9.589	8.720	10,0%
3		Capacidade instalada própria (MW)	EU1, G4-9	7.868	6.999	12,4%	7.868	6.999	12,4%
4		Número de usinas certificadas	EU6, G4-15	12	14	-2	12	14	-2
5		Capacidade instalada certificada (MW)	EU6, G4-15	8.127	8.345	-2,6%	8.127	8.345	-2,6%
6		Capacidade instalada certificada em relação à total	EU6, G4-15	84,8%	95,3%	-10,5 p.p.	84,8%	95,3%	-10,5 p.p.
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis	EU1, G4-9	8.541	7.673	11,3%	8.541	7.673	11,3%
8		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total	EU1, G4-9	89,1%	88,0%	1,1 p.p.	89,1%	88,0%	1,1 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)	EU2	9.244	10.584	-12,7%	36.335	44.592	-18,5%
10		Geração de energia certificada	EU6, G4-15	8.701	10.076	-13,6%	34.602	42.944	-19,4%
11		Geração certificada em relação à total	EU6, G4-15	94,1%	95,2%	-1,1 p.p.	95,2%	96,3%	-1,1 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)	EU2	7.942	9.399	-15,5%	32.131	39.954	-19,6%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total	EU2	85,9%	88,8%	-2,9 p.p.	88,4%	89,6%	-1,2 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas	EU30	97,5%	97,7%	-0,2 p.p.	95,2%	97,2%	-1,9 p.p.
15		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas	EU30	92,6%	86,4%	6,2 p.p.	88,8%	86,8%	2,0 p.p.
16	Meio Ambiente	Total de mudas plantadas e doadas[4]	G4-EN27	105.799	95.914	10,3%	275.027	340.269	-19,2%
17		Número de visitantes às usinas[4]	G4-26	20.888	20.548	1,7%	84.988	92.154	-7,8%
18		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)	G4-EN15	1,393	1,029	35,4%	1,112	1,009	10,2%
19		Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)	G4-EN15	0,149	0,146	2,3%	0,122	0,135	-9,7%
20	Saúde e Segurança	Taxa de Frequência (TF) empregados próprios[5]	G4-LA6	0,000	0,000	-	1,050	0,490	↑
21		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[6]	G4-LA6	0,000	0,000	-	0,004	0,002	↑
22		Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços longo prazo[5]	G4-LA6	2,050	0,000	↑	1,030	1,520	↓
23		Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviço curto prazo + obras em construção[5 7]	G4-LA6	0,880	-	-	0,690	-	-
24	Responsabilidade Social[8]	Investimentos não incentivados	G4-EC8, G4-SO1	447,7	1.166,9	-61,6%	2.898,1	5.044,3	-42,5%
25		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA	G4-EC8, G4-SO1	142,5	237,6	-40,0%	2.022,9	2.544,3	-20,5%
26		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet	G4-EC8, G4-SO1	1.088,0	1.563,0	-30,4%	9.537,1	10.184,7	-6,4%
27		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte	G4-EC8, G4-SO1	984,6	2.255,3	-56,3%	1.895,2	2.565,3	-26,1%
28		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON	G4-EC8, G4-SO1	2.117,2	2.573,8	-17,7%	2.119,0	2.573,8	-17,7%
29		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD	G4-EC8, G4-SO1	2.707,0	1.310,2	106,6%	1.383,5	1.310,2	5,6%
30		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso	G4-EC8, G4-SO1	1.555,7	2.184,1	-28,8%	2.423,2	2.348,3	3,2%

Notas:

1) Mais indicadores encontram-se disponíveis no Relatório de Sustentabilidade, a ser publicado no fim de abril (engieenergia.com.br / Sustentabilidade / Finanças / Relatório de Sustentabilidade)

2) Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.

3) GRI: Global Reporting Initiative, versão G4.

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

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

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

7) O monitoramento deste *Key Performance Indicator* (KPI) passou a ser realizado a partir de 2017, portanto, não há histórico em 2016. O dado não inclui a construção da Usina Termelétrica Pampa Sul.

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 B3: o mais alto nível de governança corporativa desta bolsa de valores. Adicionalmente, a Companhia é integrante do ISE – Índice de Sustentabilidade da Bolsa. O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia 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.



Em 2017, a Bolsa divulgou o novo Regulamento do Novo Mercado. A ENGIE Brasil Energia votou favoravelmente à totalidade das alterações propostas no regulamento, por entender como relevantes os avanços nos aspectos de transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa aplicáveis às empresas listadas no segmento. As Companhias devem implementar as novas exigências até o início de 2021, e aquelas que se sobrepõem às regras já estabelecidas anteriormente passam a vigorar a partir de janeiro de 2018. A Companhia, percebendo valor à sua gestão e governança nas novas exigências, está empreendendo esforços para implementação das mudanças com maior brevidade possível. Um grupo de trabalho já foi composto e o planejamento e estudo das ações já estão em curso.

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

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

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

MERCADO DE CAPITAIS

Desde sua adesão ao Novo Mercado da B3, a ENGIE Brasil Energia passou a integrar o Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada (IGC) e o Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado (ITAG), que reúnem as companhias que oferecem ao acionista minoritário proteção maior em caso de alienação do controle. Suas ações integram o Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE), que reúne empresas com reconhecido comprometimento com a responsabilidade corporativa, além do Índice do Setor de Energia Elétrica (IEE), que é um índice setorial constituído pelas empresas abertas mais significativas do setor elétrico. As ações da Companhia também fazem parte do principal índice de ações da B3 – o Índice Bovespa e do Euronext-Vigeo EM 70 — índice integrado pelas empresas com mais alto desempenho em responsabilidade corporativa dos países em desenvolvimento. A Vigeo é a agência líder em *ratings* de responsabilidade social corporativa e analisa cerca de 330 indicadores.

As ações da ENGIE Brasil Energia são negociadas na B3 sob o código EGIE3. No mercado de balcão americano *Over-The-Counter* (OTC), os *American Depositary Receipts* (ADR) Nível I da Companhia são negociados com o **código EGIEY**, sendo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

Desempenho das Ações – EGIE3

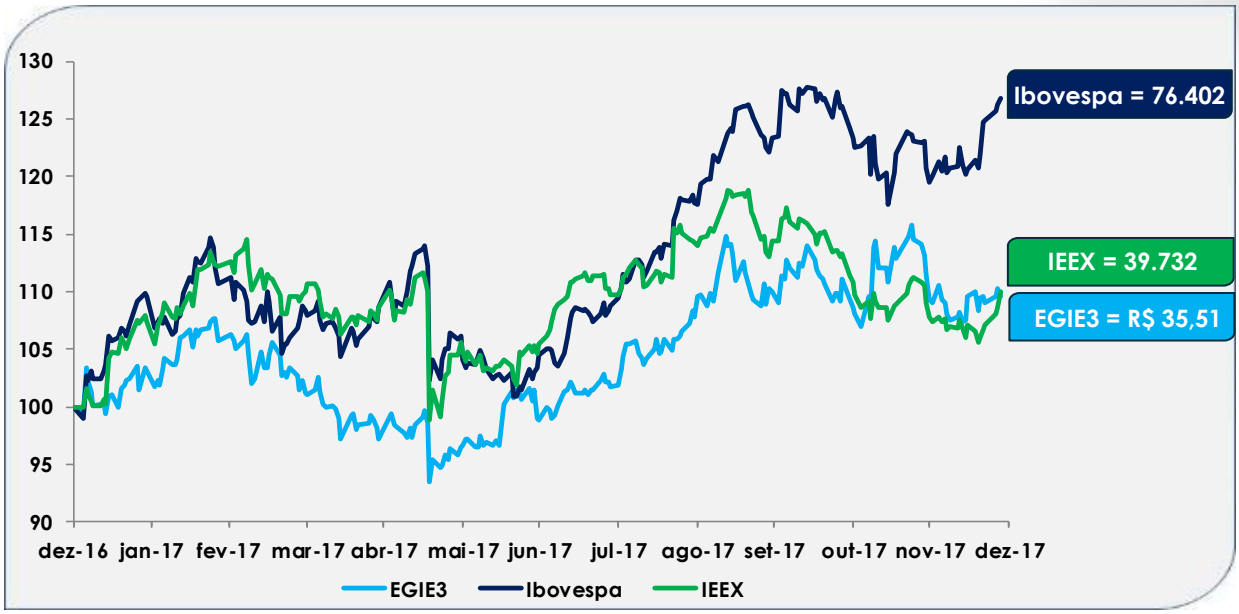
No 4T17, o principal índice da B3 obteve ganho de 2,8%, enquanto que, no mesmo período de 2016 valorizou 3,2%. Nos 12M17, o índice aumentou 26,9% (38,9% em 12M16). O desempenho mais calmo do Ibovespa no último trimestre do ano refletiu as dúvidas dos investidores sobre a capacidade do governo de aprovar a reforma da Previdência Social e da possibilidade de rebaixamento da nota de crédito do Brasil por agências de classificação de risco.

As ações da ENGIE Brasil Energia fecharam o 4T17 **com desvalorização de 0,3%**, resultado significativamente superior ao registrado no 4T16, quando perdeu 7,4% e acima do Índice do Setor e Energia Elétrica (IEEX), que apresentou queda de 3,8% no 4T17. **No acumulado do ano de 2017, as ações da EBE valorizaram 9,3%**, ligeiramente abaixo do ganho no ano de 2016, que foi de 9,9%. Já o IEEX cresceu 10,0% no acumulado de 2017 e 45,6% no mesmo período de 2016, e o Ibovespa obteve ganhos de 26,9% e 38,9% nos 12M17 e 12M16, respectivamente. A cotação alcançada pela EGIE3 no fim do 4T17 foi de R$ 35,51/ação**, conferindo à Companhia valor de mercado de R$ 23,2 bilhões.**

No 4T17, o volume médio diário da EGIE3 foi de R$ 30,7 milhões, 4,0% abaixo do registrado no 4T16, quando atingiu R$ 31,9 milhões. No acumulado de 2017, o volume médio de negociação atingiu R$ 31,0 milhões, decréscimo de 7,4% diante do alcançado em 2016, que foi de R$ 33,5 milhões.



EGIE vs. Ibovespa vs. IEEX
(Base 100 – 31/12/2016)





Próximo Evento

A ENGIE Brasil Energia realizará o seguinte evento para discussão dos resultados:

Teleconferência com *Webcast*
(Em português — tradução simultânea para inglês)

Data: 23 de fevereiro de 2018
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 23 a 29 de fevereiro de 2018. Acesso pelo telefone: (11) 3127-4999 | código: 74264064 (português) e 55834252 (inglês).

Reunião com Analistas

São Paulo
Data: 8 de março de 2018
Horário: 9:00
Local: Pullman Vila Olímpia

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	**31/12/2017**	**31/12/2016**
Ativo Circulante	**3.735.779**	**3.355.091**
Caixa e equivalentes de caixa	1.930.070	1.815.340
Contas a receber de clientes	1.058.469	824.079
Estoques	98.249	105.541
Créditos fiscais a recuperar	15.674	14.589
Depósitos vinculados	15.423	8.760
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	26.064	26.064
Ativo financeiro de concessão	301.904	-
Ativo não circulante mantido para venda	5.569	419.603
Outros ativos circulantes	284.357	141.115
Ativo Não Circulante	**15.832.734**	**11.064.600**
Realizável a Longo Prazo	**2.826.648**	**612.302**
Créditos fiscais a recuperar	13.043	37.991
Depósitos vinculados	231.489	185.768
Depósitos judiciais	100.095	149.730
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	144.950	171.015
Ativo financeiro de concessão	2.245.463	-
Outros ativos não circulantes	91.608	67.798
Investimentos	**19.027**	**4.886**
Imobilizado	**11.678.108**	**10.194.898**
Intangível	**1.308.951**	**252.514**
Total	**19.568.513**	**14.419.691**



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

(Valores em R$ mil)		
Passivo	**31/12/2017**	**31/12/2016**
Passivo Circulante	**5.676.471**	**1.800.794**
Fornecedores	617.396	371.149
Dividendos e juros sobre o capital próprio	1.300.516	372.040
Empréstimos e financiamentos	948.158	283.196
Debêntures e notas promissórias	2.127.760	16.547
Concessões a pagar	67.051	65.408
Imposto de renda e contribuição social a pagar	181.351	81.023
Outras obrigações fiscais e regulatórias	93.668	88.632
Obrigações trabalhistas	94.879	94.753
Provisões	11.651	35.001
Obrigações com benefícios de aposentadoria	30.683	27.219
Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda	-	159.496
Outros passivos circulantes	203.358	206.330
Passivo Não Circulante	**7.057.317**	**6.004.503**
Empréstimos e financiamentos	2.867.783	2.001.081
Debêntures e notas promissórias	812.715	787.908
Concessões a pagar	2.432.348	2.281.968
Provisões	77.723	292.106
Obrigações com benefícios de aposentadoria	280.971	272.248
Imposto de renda e contribuição social diferidos	507.905	311.331
Outros passivos não circulantes	77.872	57.861
Patrimônio Líquido	**6.834.725**	**6.614.394**
Capital social	2.829.056	2.829.056
Reservas de lucros	3.600.738	3.336.013
Ajustes de avaliação patrimonial	400.800	446.158
Participação de acionista não controlador	4.131	3.167
Total	**19.568.513**	**14.419.691**



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

(Valores em R$ mil)	4T17	4T16	Var. %	12M17	12M16	Var. %
Receita Operacional Líquida	**2.067.364**	**1.666.209**	**24,1**	**7.009.957**	**6.442.371**	**8,8**
Custos da Energia Vendida e dos Serviços Prestados	**(1.164.528)**	**(950.884)**	**22,5**	**(4.003.871)**	**(3.701.457)**	**8,2**
Energia elétrica comprada para rev enda	(506.500)	(435.140)	16,4	(1.745.974)	(1.643.327)	6,2
Transações no mercado de curto prazo - em especial no âmbito da CCEE	(66.407)	(29.039)	128,7	(360.168)	(182.416)	97,4
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	(107.646)	(104.962)	2,6	(423.490)	(397.402)	6,6
Combustív eis para geração	(166.218)	(14.883)	1.016,8	(454.600)	(141.000)	222,4
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(28.819)	(44.925)	-35,9	(117.298)	(190.898)	-38,6
Pessoal	(57.255)	(67.131)	-14,7	(217.825)	(242.833)	-10,3
Materiais e serv iços de terceiros	(58.698)	(52.057)	12,8	(206.276)	(183.452)	12,4
Depreciação e amortização	(166.118)	(158.322)	4,9	(639.899)	(622.060)	2,9
Rev ersão (Constituição) de prov isões operacionais	14.033	(24.449)	-157,4	239.950	(24.400)	-1.083,4
Outros	(20.900)	(19.976)	4,6	(78.291)	(73.669)	6,3
Lucro Bruto	**902.836**	**715.325**	**26,2**	**3.006.086**	**2.740.914**	**9,7**
Receitas (Despesas) Operacionais	**(22.135)**	**(172.491)**	**-87,2**	**(153.993)**	**(316.465)**	**-51,3**
Despesas com v endas	(4.894)	(3.836)	27,6	(17.347)	(17.246)	0,6
Despesas gerais e administrativ as	(56.800)	(51.295)	10,7	(178.617)	(185.248)	-3,6
Prov isão para redução ao v alor recuperáv el	(18.419)	(120.869)	-84,8	(18.419)	(120.869)	-84,8
Resultado na alienação de inv estimentos	56.892	-	0,0	56.892	-	0,0
Outras receitas operacionais, líquidas	1.086	3.509	-69,1	3.498	6.898	-49,3
Resultado de Participações Societárias	**(190)**	**(2.314)**		**(1.883)**	**(2.832)**	
Equiv alência patrimonial	(190)	(2.314)	0,0	(1.883)	(2.832)	0,0
Lucro Antes do Resultado Financeiro e Tributos Sobre o Lucro	**880.511**	**540.520**	**62,9**	**2.850.210**	**2.421.617**	**17,7**
Resultado Financeiro	**(97.902)**	**(44.376)**	**120,6**	**(226.830)**	**(354.844)**	**-36,1**
Receitas financeiras	59.237	75.641	-21,7	223.483	397.921	-43,8
Despesas financeiras	(157.139)	(120.017)	30,9	(450.313)	(752.765)	-40,2
Lucro Antes dos Tributos sobre o Lucro	**782.609**	**496.144**	**57,7**	**2.623.380**	**2.066.773**	**26,9**
Imposto de renda	(51.975)	(15.139)	243,3	(436.228)	(375.594)	16,1
Contribuição social	(25.964)	(5.447)	376,7	(182.593)	(142.878)	27,8
Lucro Líquido do Exercício	**704.670**	**475.558**	**48,2**	**2.004.559**	**1.548.301**	**29,5**
Número de Ações Ordinárias	**652.742.192**	**652.742.192**		**652.742.192**	**652.742.192**	
Lucro Líquido por Ação	**1,0796**	**0,7286**	**48,2**	**3,0710**	**2,3720**	**29,5**



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

(Valores em R$ mil)	4T17	4T16	12M17	12M16
Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	782.609	496.144	2.623.380	2.066.773
Ajustes para conciliar o lucro antes dos tributos ao caixa gerado nas operações:				
Resultado de participações societárias	190	(518)	1.883	2.832
Depreciação e amortização	168.524	160.365	648.947	630.246
Provisão para redução ao valor recuperável *(impairment)*	32.959	120.869	18.419	120.869
Variação monetária	41.475	25.999	38.800	172.971
Juros	94.589	89.765	354.199	473.894
Remuneração e variação monetária do ativo financeiro de concessão	(47.917)	-	(47.917)	-
(Reversão) / Constituição de provisões operacionais	(14.170)	25.344	(257.636)	25.474
Resultado com alienação de investimentos	(56.892)	-	(56.892)	-
Outros	(13.026)	3.459	2.264	2.798
Lucro Ajustado	**988.341**	**921.427**	**3.325.447**	**3.495.857**
Aumento (redução) nos ativos				
Contas a receber de clientes	(313.043)	(38.990)	(222.910)	(44.149)
Estoques	7.673	(15.145)	11.499	(22.906)
Outros créditos ficais a recuperar	38.896	(68.881)	(7.184)	(96.776)
Depósitos vinculados e judiciais	(3.379)	(10.332)	49.158	(2.855)
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	6.516	6.516	26.064	26.064
Ativo financeiro de concessão	(2.499.450)	-	(2.499.450)	-
Outros ativos	32.098	63.021	(6.760)	132.376
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	211.209	13.204	225.277	(231.649)
Imposto de renda e contribuição social a pagar	(2.233)	(6.417)	3.328	(1.010)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	8.520	(1.192)	(1.597)	(19.845)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(6.362)	(11.353)	(26.250)	(21.349)
Outros passivos	(676)	22.609	13.765	85.247
Caixa Gerado pelas Operações	**(1.531.890)**	**874.467**	**890.387**	**3.299.005**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(61.314)	(83.785)	(243.844)	(316.595)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(76.163)	(97.446)	(314.741)	(457.616)
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	**(1.669.367)**	**693.236**	**331.802**	**2.524.794**
Atividades de Investimento	**(1.385.006)**	**(513.744)**	**(2.808.980)**	**(1.272.113)**
Aumento de capital em controladas	(2.250)	(1.474)	(8.012)	(3.859)
Aquisição de investimento, líquido do caixa e equivalentes das empresas adquiridos	(18.059)	(5.961)	(37.448)	(23.631)
Aplicação no imobilizado	(538.165)	(434.961)	(1.904.866)	(1.166.583)
Aplicação no intangível	(1.035.196)	(2.308)	(1.051.482)	(9.000)
Recebimento pela alienação de investimentos	212.091	-	212.091	-
Caixa e equivalentes de subsidiárias alienadas	(3.427)	(69.040)	(19.263)	(69.040)
Atividades de Financiamento	**3.422.926**	**(1.449.500)**	**2.591.908**	**(1.834.195)**
Obtenção de empréstimos e financiamentos	1.630.539	(656)	1.951.482	35.339
Emissão de debêntures e notas promissórias	2.096.112	-	2.096.112	585.784
Empréstimos e financiamentos pagos	(278.911)	(797.099)	(505.399)	(1.209.544)
Parcelas de concessões pagas	(17.455)	(16.995)	(68.719)	(64.491)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(11)	(641.878)	(838.621)	(1.164.012)
Outros	(7.348)	7.128	(42.947)	(17.271)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**368.553**	**(1.270.008)**	**114.730**	**(581.514)**
Conciliação do Caixa e Equivalentes de Caixa				
Saldo inicial	1.561.517	3.085.348	1.815.340	2.396.854
Saldo final	1.930.070	1.815.340	1.930.070	1.815.340
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**368.553**	**(1.270.008)**	**114.730**	**(581.514)**
Transações que não Envolveram o Caixa e Equivalentes de Caixa				
Juros e variação monetária capitalizados	55.590	30.000	169.184	113.557
Fornecedores de imobilizado e intangível	(42.865)	6.464	23.298	(27.035)
Juros sobre o capital próprio creditados	424.500	432.500	424.500	432.500
Compensação de imposto de renda e contribuição social	15.245	79.361	45.367	133.092
Estimativa para desembolsos futuros para aplicação no imobilizado	(10.227)	(68)	28.960	(4.967)
Valores a pagar vinculados à aquisição de investimentos	16.938	(1.329)	12.152	11.698
Mensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria apresentadas em outros resultados abrangente	6.970	7.255	6.970	7.255
Ativo não circulante mantido para venda	16.035	339.641	16.035	339.641
Passivo não circulante mantido para venda	14.177	159.496	14.177	159.496