ENGIE Brasil Energia S.A.
Apresentação de Resultados 1T17

25 de abril de 2017

AVISO IMPORTANTE

Este material pode incluir declarações que representem expectativas sobre eventos ou resultados futuros de acordo com a regulamentação de valores mobiliários brasileira e internacional. Essas declarações estão baseadas em certas suposições e análises feitas pela ENGIE Brasil Energia S.A. (“ENGIE Brasil Energia”, “Companhia” ou “EBE”), - anteriormente denominada Tractebel Energia S.A. -, de acordo com a sua experiência e o ambiente econômico, nas condições de mercado e nos eventos futuros esperados, muitos dos quais estão fora do controle da ENGIE Brasil Energia. Fatores importantes que podem levar a diferenças significativas entre os resultados reais e as declarações de expectativas sobre eventos ou resultados futuros incluem a estratégia de negócios da ENGIE Brasil Energia, as condições econômicas brasileira e internacional, tecnologia, estratégia financeira, desenvolvimentos da indústria de serviços públicos, condições hidrológicas, condições do mercado financeiro, incerteza a respeito dos resultados de suas operações futuras, planos, objetivos, expectativas e intenções e outros fatores. Em razão desses fatores, os resultados reais da ENGIE Brasil Energia podem diferir significativamente daqueles indicados ou implícitos nas declarações de expectativas sobre eventos ou resultados futuros.

As informações e opiniões aqui contidas não devem ser entendidas como recomendação a potenciais investidores e nenhuma decisão de investimento deve se basear na veracidade, atualidade ou completude dessas informações ou opiniões. Nenhum dos assessores da ENGIE Brasil Energia ou partes a eles relacionadas ou seus representantes terá qualquer responsabilidade por quaisquer perdas que possam decorrer da utilização ou do conteúdo desta apresentação.

Este material inclui declarações acerca de eventos futuros sujeitas a riscos e incertezas, as quais baseiam-se nas atuais expectativas e projeções sobre eventos futuros e tendências que podem afetar os negócios da ENGIE Brasil Energia. Essas declarações incluem projeções de crescimento econômico e demanda e fornecimento de energia, além de informações sobre posição competitiva, ambiente regulatório, potenciais oportunidades de crescimento e outros assuntos. Inúmeros fatores podem afetar adversamente as estimativas e suposições nas quais essas declarações se baseiam.



01

Destaques, Controle Acionário, Ativos, *Market Share* e Vendas

DESTAQUES

Principais indicadores financeiros e operacionais:

(valores em R$ milhões)	1T17	1T16	Var.
Receita Líquida de Vendas (RLV)	1.605,9	1.602,7	0,2%
Resultado do Serviço (EBIT)	735,8	638,6	15,2%
Ebitda [1]	885,5	792,7	11,7%
Ebitda / RLV - (%) [1]	55,1	49,5	5,6 p.p.
Lucro Líquido	450,7	347,1	29,8%
Dívida Líquida [2]	1.220,1	1.074,9	13,5%
Produção de Energia Elétrica (MW médios) [3]	4.762	5.493	-13,3%
Energia Vendida (MW médios)	4.025	4.060	-0,9%
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) [4]	179,69	177,29	1,4%
Número de Empregados	1.086	1.167	-6,9%

Notas:
[1] Ebitda representa: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização.
[2] Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de hedge.
[3] Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.
[4] Líquido de exportações e impostos sobre a venda.

DESTAQUES
(continuação)

A Fitch Ratings reafirmou o *Rating* Nacional de Longo Prazo em 'AAA(bra)', com perspectiva estável e em escala global 'BB+' com perspectiva negativa, ainda um nível acima do *rating* soberano.

Com a entrada em operação comercial das Centrais Eólicas Estrela e Ouro Verde, o Complexo Santa Mônica atingiu sua capacidade total (97,2MW) em abril de 2017.

Aprovado o pagamento de dividendos complementares, no valor de R$ 409,6 milhões, R$ 0,6275 por ação. As datas ex-dividendos e de pagamento foram definidas para os dias 30 de maio de 2017 e 21 de junho de 2017, respectivamente.

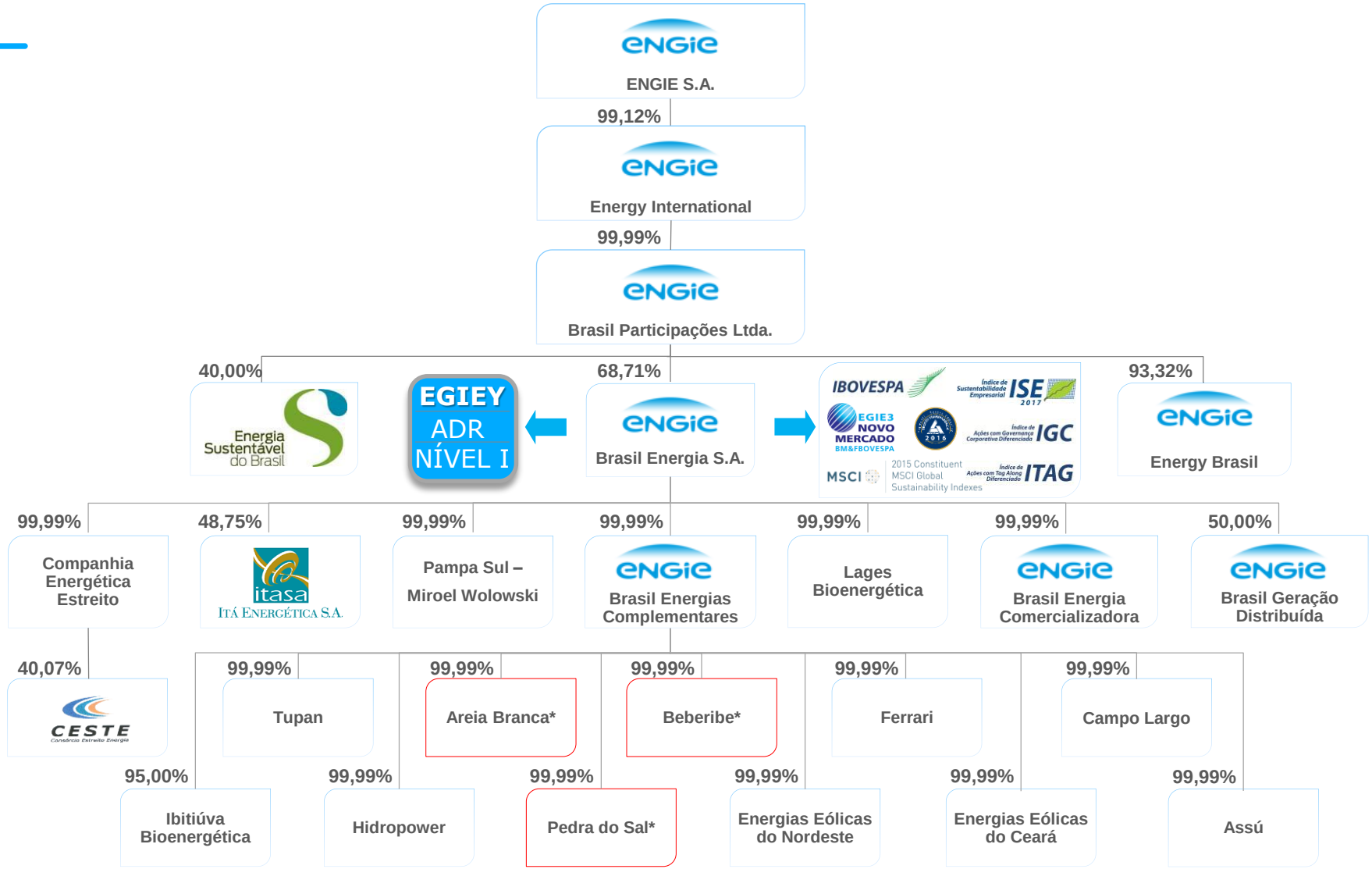
DESTAQUES
(continuação)

Os trabalhos de modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago, iniciados ao fim de 2012, foram concluídos no 1T17, com investimento de aproximadamente R$ 400 milhões.

A Aneel aprovou o projeto de P&D da Companhia, com objetivo de testar sistemas de armazenamento de energia com baterias eletroquímicas, em cooperação com a UFSC. O período de execução será de 36 meses com orçamento total de R$ 25,4 milhões.

A Usina de Cogeração Lages encerrou, em março de 2017, seu ciclo de emissões de Certificados de Redução de Emissão de Carbono (CERs) da ONU. Em 10 anos de vigência do projeto a Usina gerou 2,5 milhões de tCO2e de redução de emissão e receita bruta de 17 milhões de euros.

CONTROLE ACIONÁRIO

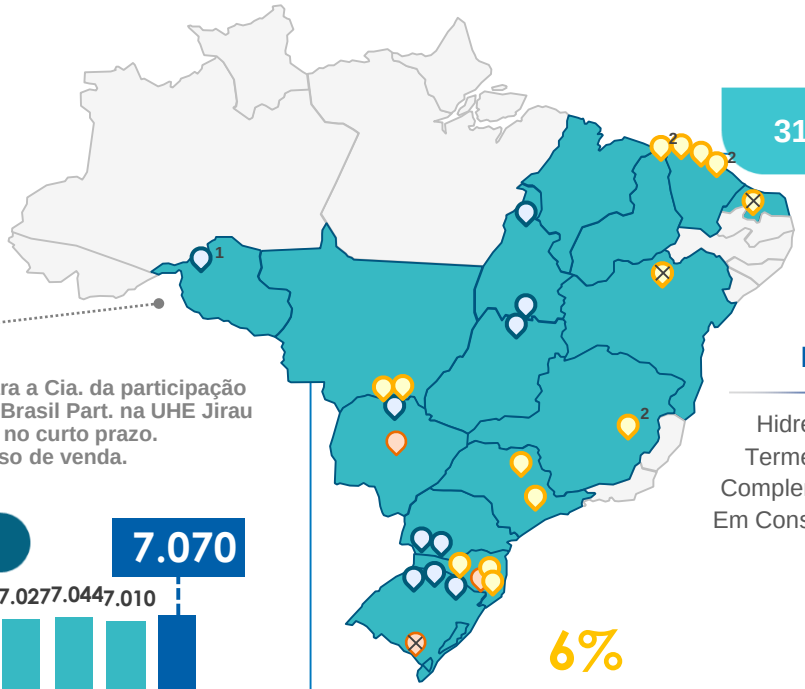


Estrutura simplificada

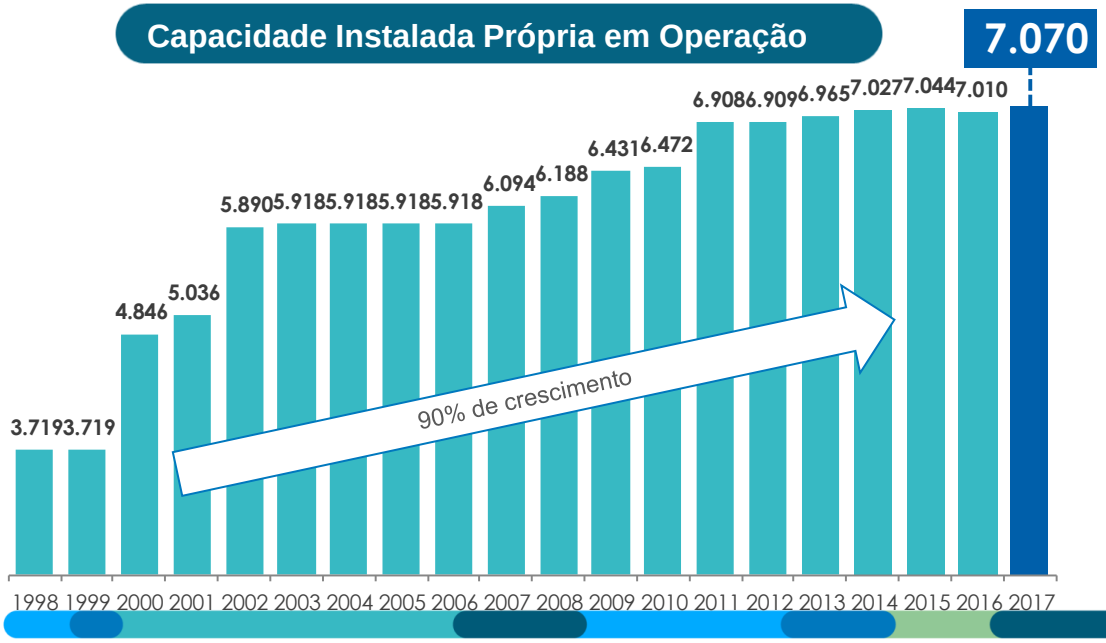
*Em processo de venda.

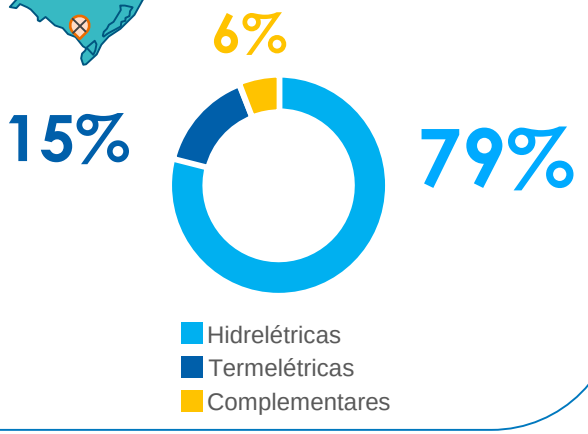
PORTFÓLIO BALANCEADO DE ATIVOS
com localização estratégica

Capacidade instalada própria de
7.069,5 MW
em 31 usinas
operadas pela
Companhia



Notas:
[1] A transferência para a Cia. da participação de 40,0% da ENGIE Brasil Part. na UHE Jirau deverá ser avaliada no curto prazo.
[2] Usinas em processo de venda.

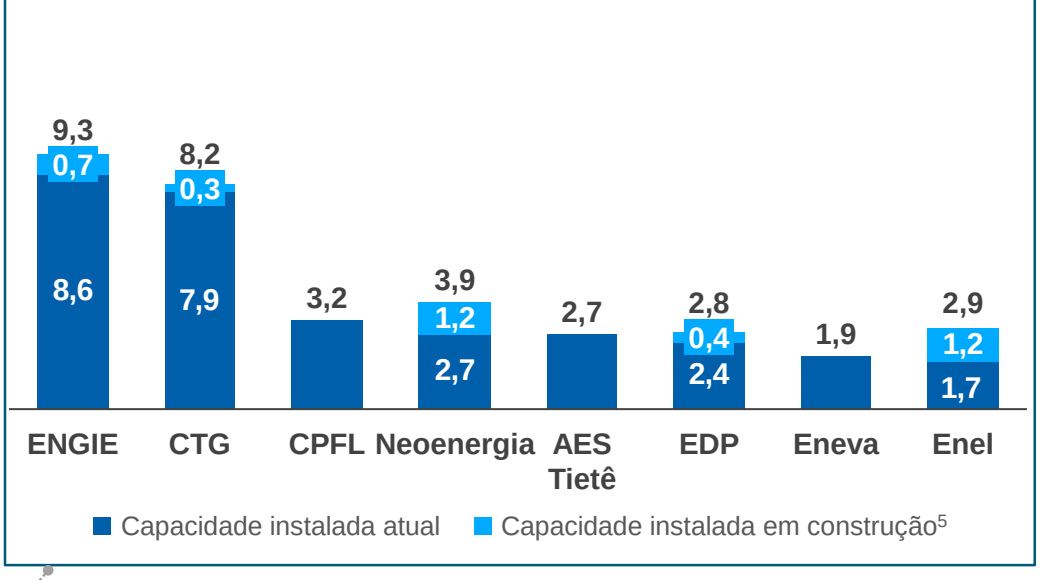




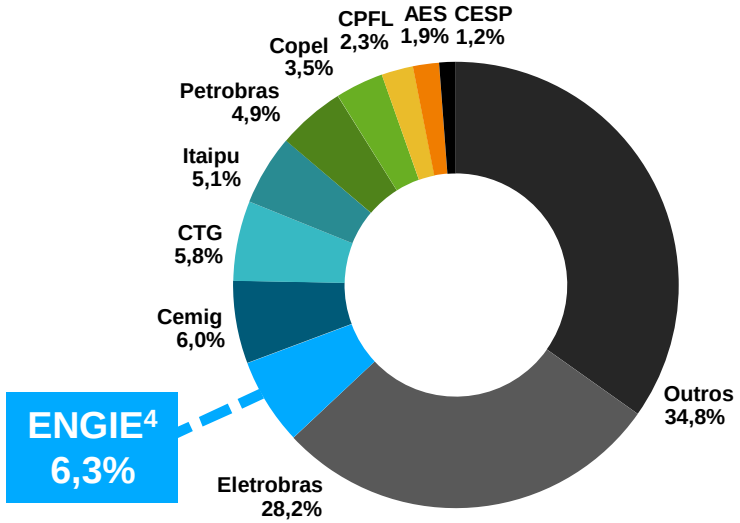
RELEVÂNCIA
entre os geradores privados de energia

A ENGIE Brasil Energia faz parte do maior grupo produtor independente de energia do País e está posicionada para capturar oportunidades de negócios.

Setor Privado – Capacidade Instalada[1] (GW)



Brasil – Capacidade Instalada Existente[2,3]



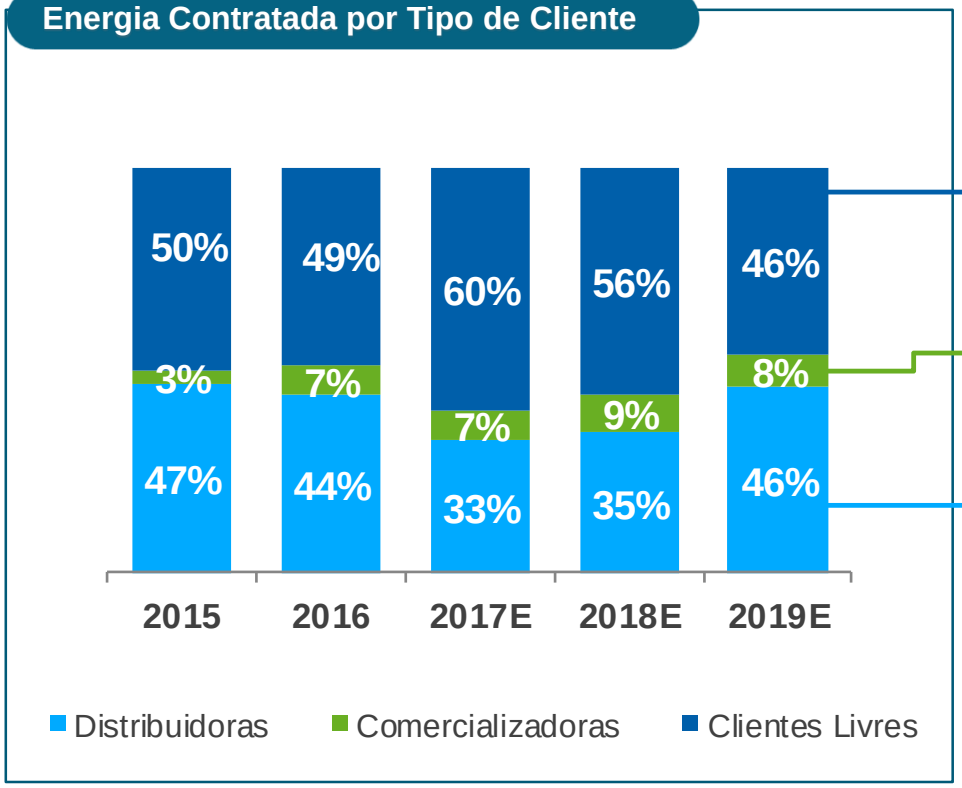
Fonte: Aneel, *websites* das empresas e estudos internos.

Notas:

[1] Aparentes erros de soma são efeitos de arredondamento das parcelas.
[2] Valor correspondente ao Sistema Interligado Nacional (SIN).
[3] Inclui somente a parcela nacional de Itaipu.
[4] Considerando a capacidade instalada consolidada dos grupos.
[5] Com base em informações da Aneel, ONS e estudo interno.

PORTFÓLIO BALANCEADO
entre distribuidoras, clientes livres e comercializadoras

Energia Contratada por Tipo de Cliente



Pioneirismo no atendimento sistemático ao mercado livre…

- Flexibilidade (preços, prazos e condições) → Maximiza a eficiência do portfólio
- Contratos de oportunidade (compra/venda) → Estruturação de produtos
- Maior mercado consumidor
- Contratos regulados e livres

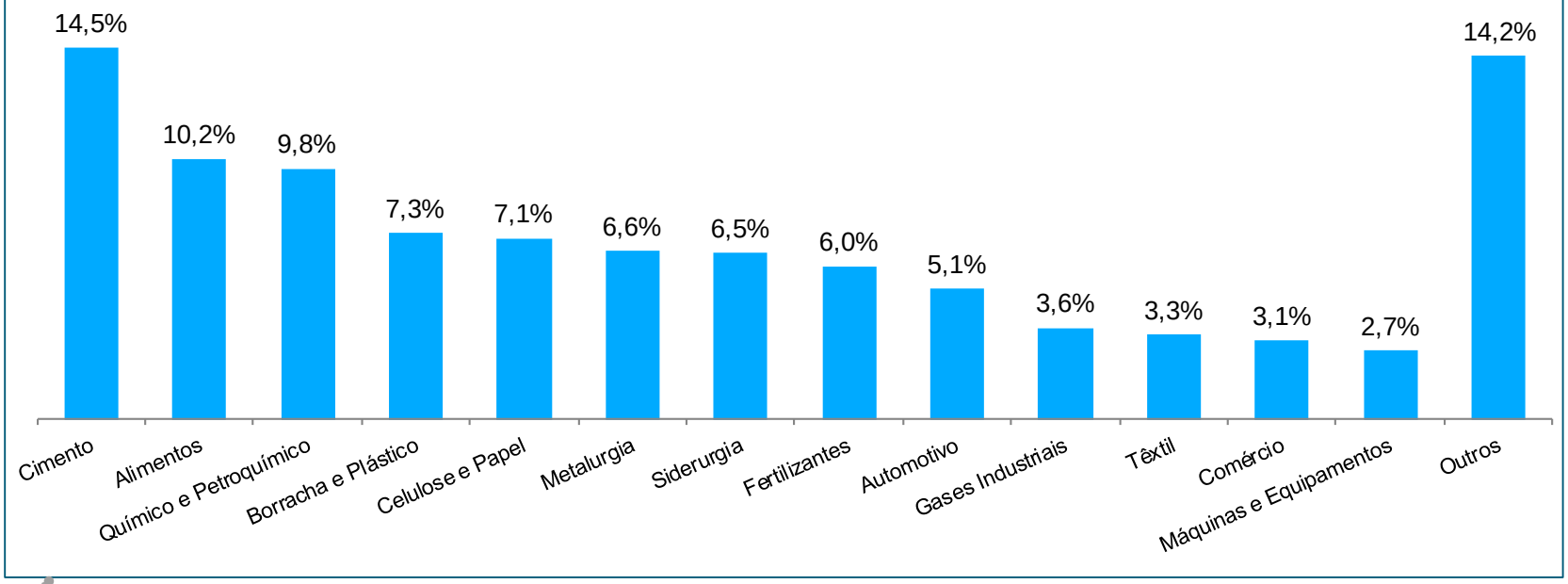
→ Maior previsibilidade do fluxo de caixa de longo prazo

…visando minimizar riscos e maximizar a eficiência do portfólio de clientes.

DIVERSIFICAÇÃO
também no portfólio de clientes livres

A diversificação dos setores dos clientes livres, somada a um rigoroso processo de análise de crédito, traduz-se em um nível zero de inadimplência**.**

Volume total de venda para clientes livres para 2017: 2.351 MW médios



Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia baseado em classificação do IBGE.



02

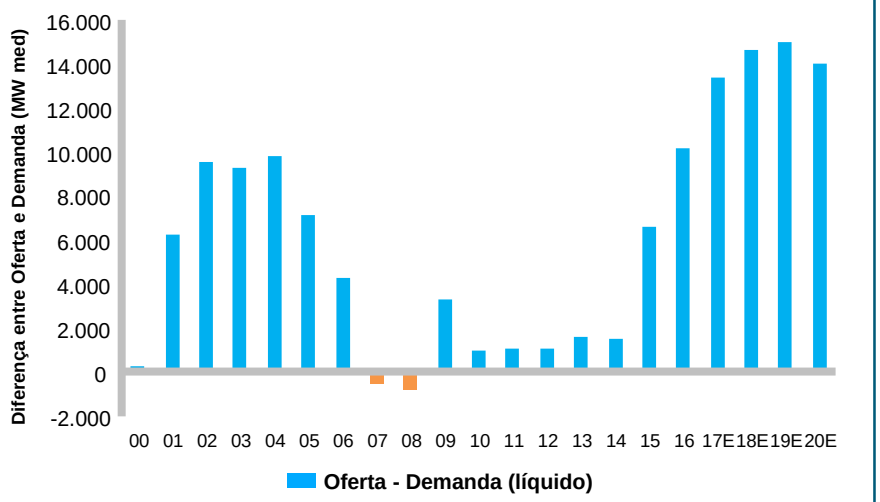
Mercado de Energia no Brasil

MERCADO DE ENERGIA

- **Oferta:** no passado, suprida por hidrelétricas com reservatórios. Atualmente, maior presença de termelétricas, hidrelétricas a fio d'água e deficit hídrico. Dúvida sobre a efetiva conclusão de novos projetos.
- **Demanda:** retração econômica nos últimos dois anos, mas com potencial de retomada no curto prazo.

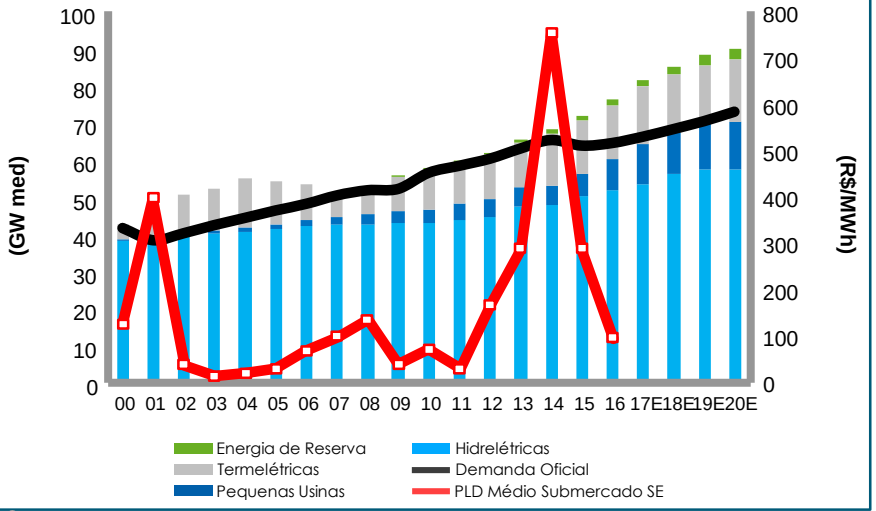
- **Sobra de lastro no curto-médio prazo, com escassez de energia e armazenamento**
- **Maior volatilidade do preço de liquidação de diferenças (spot), em um patamar elevado**

Oferta x Demanda Teórica (desconsidera ocorrência de GSF)



Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia baseado no Plano Mensal de Operação (PMO) de abril de 2017.

Distribuição da Oferta por Fonte



Fonte: Estudo interno com base em informações da Aneel e do ONS.



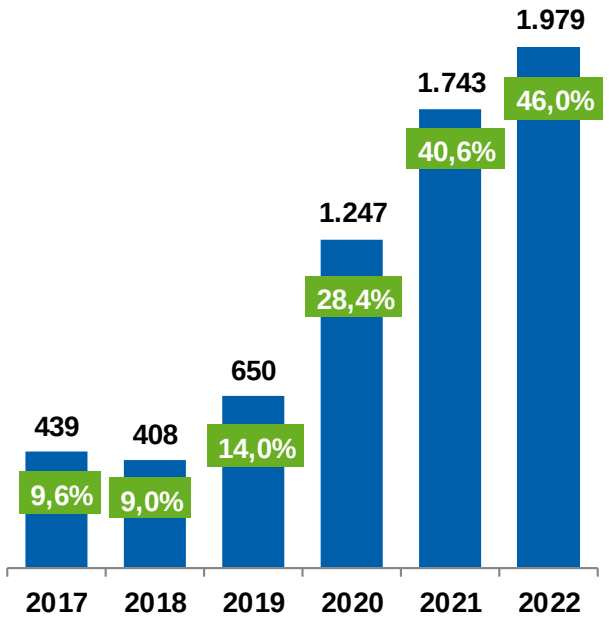
03

Estratégia de Comercialização

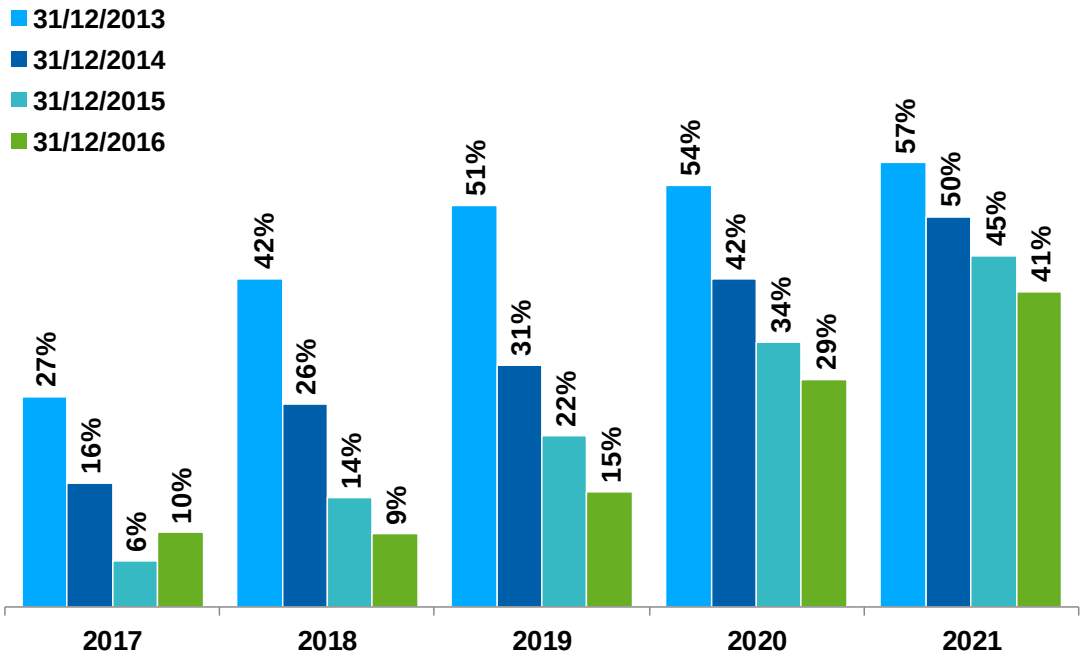
ESTRATÉGIA DE COMERCIALIZAÇÃO
gradativa de disponibilidade futura

Energia descontratada da ENGIE Brasil Energia[1]

(MW médio)



ENGIE Brasil Energia: Energia descontratada em relação à disponibilidade de um dado ano



Nota:
[1] Percentual dos recursos totais.



04

Expansão

EXPANSÃO:
Jirau | atualização

3.750 MW, dos quais 40,0% pertencentes à ENGIE

- energia assegurada: 2.205 MW médios

72,2% da energia contratada em leilão A-5 e A-3, com proteção contra déficе de geração hidrelétrica maiores que 8% e 10%, respectivamente.

0,8% da energia contratada por meio de PPAs de 3 anos

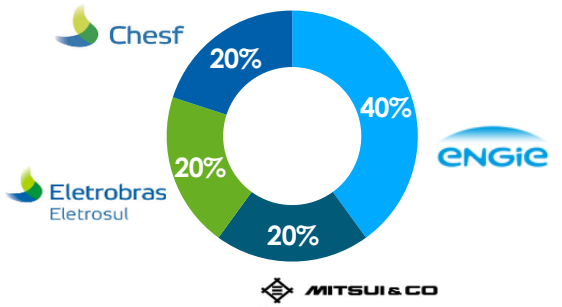
Saldo de energia disponível comercializado pelos sócios

Excludente de responsabilidade - reconhecimento de 535 dias em 1ª Instância. Análise tramitando em 2ª Instância

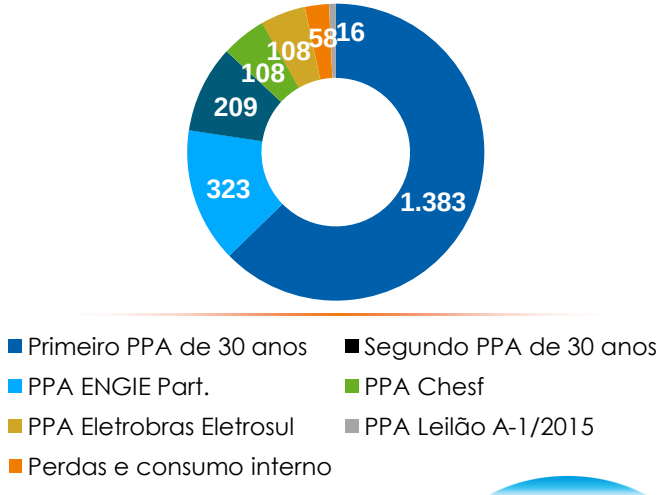
Condições do financiamento

- financiado 100% pelo BNDES: R$ 9,5 bilhões (inicial de R$ 7,2 bilhões + R$ 2,3 bilhões) com amortização em 20 anos
  - taxa de juros: TJLP + spread entre 2,25% e 2,65%

ESBR - estrutura acionária



Portfólio de contratos da ESBR visão em 2017 (MW médios)



EXPANSÃO:
Jirau | atualização

Status do projeto

- A UHE Jirau, atualmente a terceira maior usina hidrelétrica do País, foi inaugurada em 16 de dezembro de 2016
- 1T17:

  - geração bruta: 2.468 MWm

  - fator de disponibilidade (FID): 99,7%

Opções para criar valor adicional

- Energia assegurada adicional através da autorização da operação do reservatório em cota constante
- Incentivos fiscais adicionais de longo prazo na região



Vista aérea da UHE Jirau (2017)

PROJETO TERMELÉTRICO EM CONSTRUÇÃO:
UTE Pampa Sul

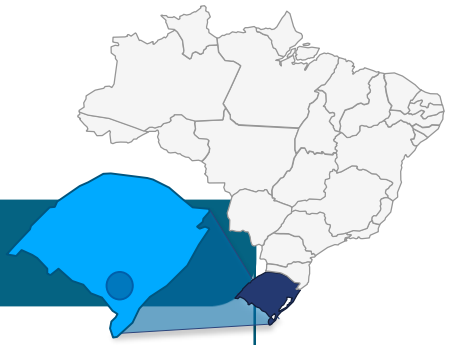
Progresso acumulado de 55%

Energia comercializada no leilão A-5, realizado em novembro de 2014.

No 1T17, foi iniciado o enchimento do reservatório e concluída a montagem e lançamento de cabos de 49 das 51 torres da linha de transmissão.



UTE Pampa Sul em construção – visão panorâmica do site.



UTE Pampa Sul
Candiota (RS)

Combustível: carvão
Capacidade Instalada: 340,0 MW
Capacidade Comercial: 294,5 MWm
Preço Contratado[1]: R$ 229,0/MWh
Prazo do Contrato: 25 anos (a partir de jan/2019)
Investimento (R$mm)[2]: 1.800
Início da construção: 2015
Início da operação: 4T18
Receita Fixa Anual (R$mm)[1]: 590,8

Notas:
[1] Valor atualizado até março de 2017.
[2] Valor base novembro de 2014.

PROJETO EÓLICO EM CONSTRUÇÃO:
Complexo Eólico Campo Largo (fase I)

Total 11 parques

Maior projeto eólico da Companhia, com energia vendida nos mercados livre e regulado

- Seis parques: 82,6 MWm vendidos no leilão A-5, realizado em novembro de 2014
- Cinco parques: 75,2 MWm vendidos para consumidores livres

Ao final do 1T17, 96% das torres da rede de distribuição estavam implementadas.

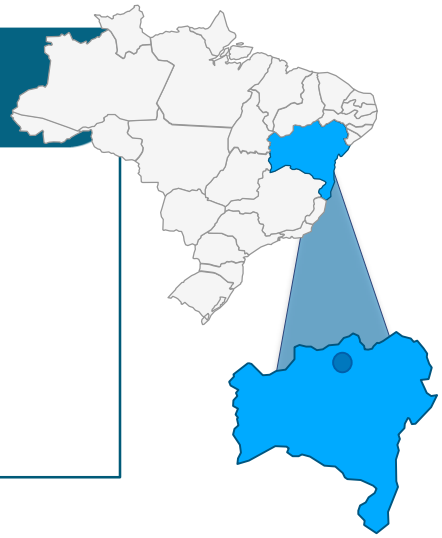
As obras avançam com a continuação dos trabalhos de acesso interno ao Complexo e com o início da concretagem das bases dos aerogeradores.



Concretagem das bases dos aerogeradores.

CE Campo Largo
Sento Sé e Umburanas (BA)
(fase I)

Capacidade Instalada Total: 326,7 MW
Capacidade Comercial: 157,8 MWm
Preço Contratado[1,2]: R$ 166,7/MWh
Prazo[2]: 20 anos (a partir de jan/2019)
Investimento (R$mm)[3]: 1.700
Início da construção: 2016
Início da operação: 4T18
Nº de aerogeradores: 121 (2,7 MW cada)
Receita Fixa Anual (R$mm)[1,2]: 120,6



Notas:
[1] Valor atualizado até março de 2017.
[2] Referente à parcela contratada no ACR.
[3] Valor base junho de 2014.

PROJETO SOLAR EM CONSTRUÇÃO:
Central Fotovoltaica Assú V

Primeiro projeto de energia solar centralizada da Companhia comercializado no ACR

Foram comercializados 9,2 MWm no leilão de reserva, realizado em novembro de 2015.

Em março de 2017 foram iniciadas as obras do empreendimento.

Central Fotovoltaica Assú V
Assu (RN)

Capacidade Instalada: 36,7 MWp
Capacidade Comercial[2]: 9,2 MWm
Preço Contratado[1]: R$ 328,2/MWh
Prazo do Contrato: 20 anos (a partir de nov/2018)
Investimento (R$mm)[3]: 220,0
Início da construção: 2017
Início da operação: dez/2017
Receita Fixa Anual (R$mm)[1]: 26,5



Notas:
[1] Valor atualizado até março de 2017.
[2] Valor aproximado.
[3] Valor base junho de 2015.

PROJETO EM DESENVOLVIMENTO:
geração solar distribuída

Entrada no incipiente segmento de geração solar descentralizada

Em 2016, a EBE passou a atuar no segmento de geração distribuída fotovoltaica ao adquirir 50% da agora denominada ENGIE Geração Solar Distribuída S.A.

O valor do investimento, referenciado em abril de 2016, poderá atingir até R$ 24,3 milhões.

Lançado em Santa Catarina o Programa Bônus Eficiente – Linha Fotovoltaica, com demanda 11 vezes superior ao ofertado, as instalações foram iniciadas no 1T17.

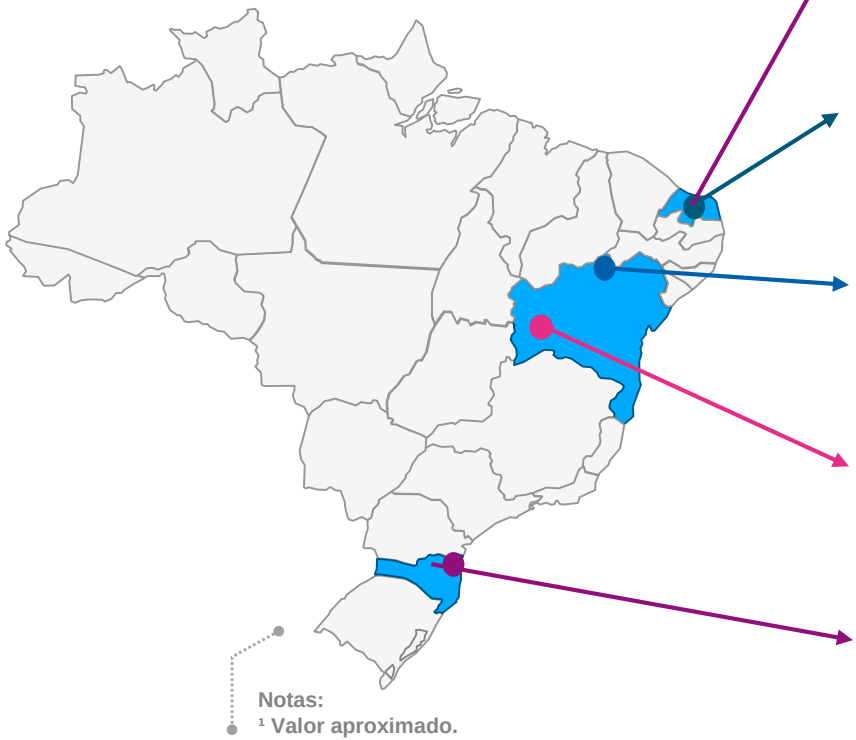
A Associação Catarinense de Supermercados, dentro de seu programa de eficiência energética, firmou convênio com a EBE para promover a instalação de sistemas de geração fotovoltaica para seus associados.





PROJETOS EM DESENVOLVIMENTO

Atualmente, a Companhia tem em seu portfólio diversos projetos em desenvolvimento. Abaixo estão alguns deles.



Notas:
¹ Valor aproximado.

Centrais Fotovoltaicas Assú I, II, III e IV - RN

Capacidade Instalada¹: 146,8 MWp

CE Sto. Agostinho - RN

Capacidade Instalada: 600 MW
Capacidade Comercial¹: 300 MWm

CE Campo Largo - BA (Fase II)

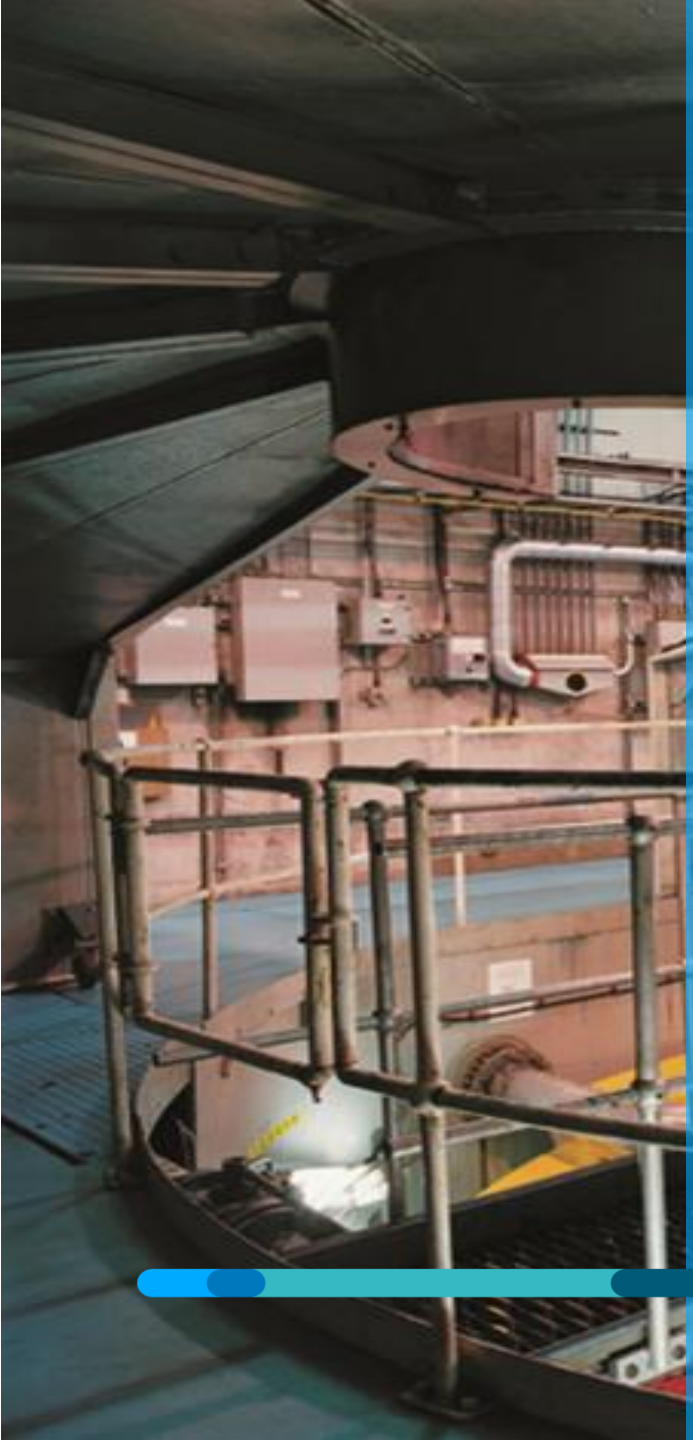
Capacidade Instalada¹: 330,0 MW
Capacidade Comercial¹: ~ 160,0 MWm

Complexo Fotovoltaico Alvorada - BA

Capacidade Instalada¹: 90 MWp

UTE Norte Catarinense - SC

Capacidade Instalada: 600 MW
Capacidade Comercial¹: 400 MWm
Combustível: gás natural



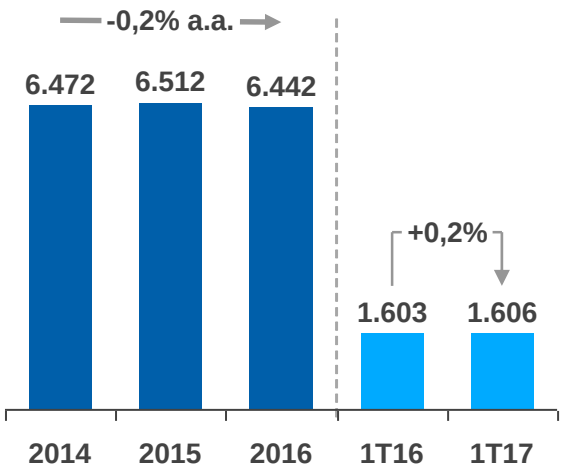
05

Desempenho Financeiro

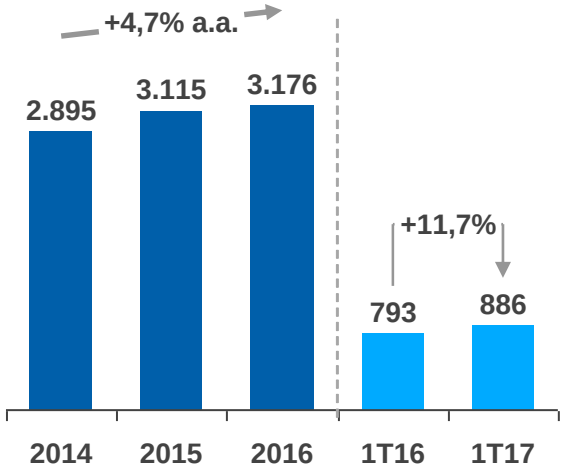
SÓLIDO DESEMPENHO FINANCEIRO

A eficiência na administração do portfólio de clientes e o foco em estratégias de contratação têm possibilitado a manutenção dos níveis de geração de receita, Ebitda e lucro líquido, mesmo durante períodos de instabilidade recentes que afetaram o setor elétrico e a economia brasileira.

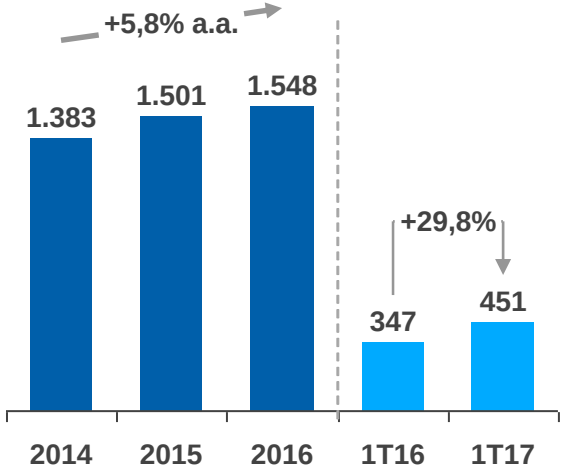
Receita Líquida (R$ milhões)



Ebitda (R$ milhões)

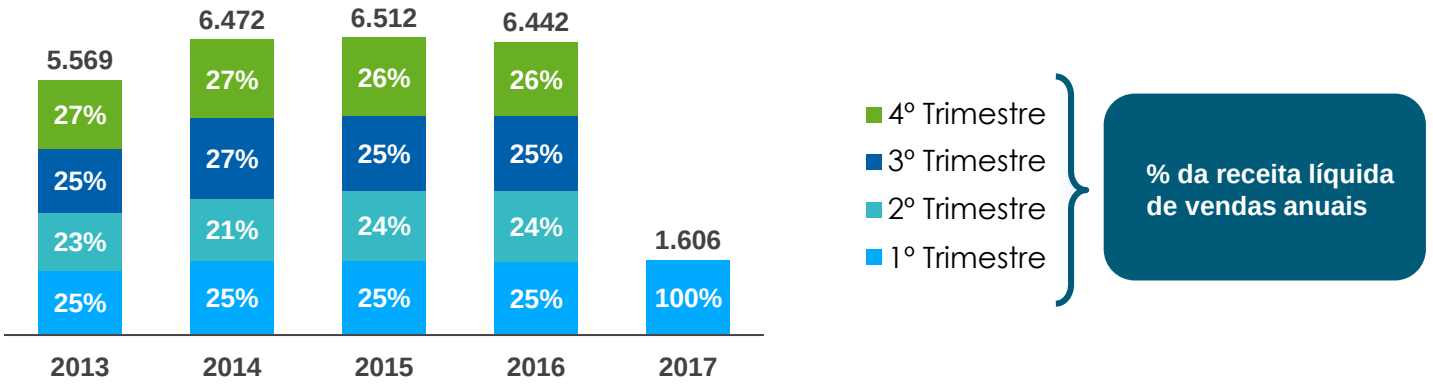


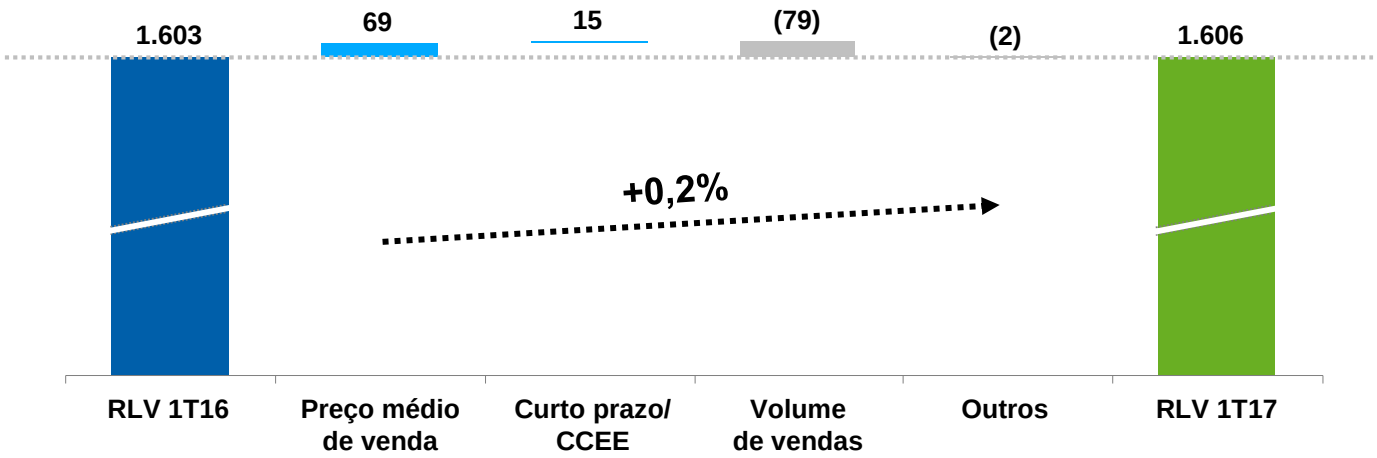
Lucro Líquido (R$ milhões)



EVOLUÇÃO DA RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS

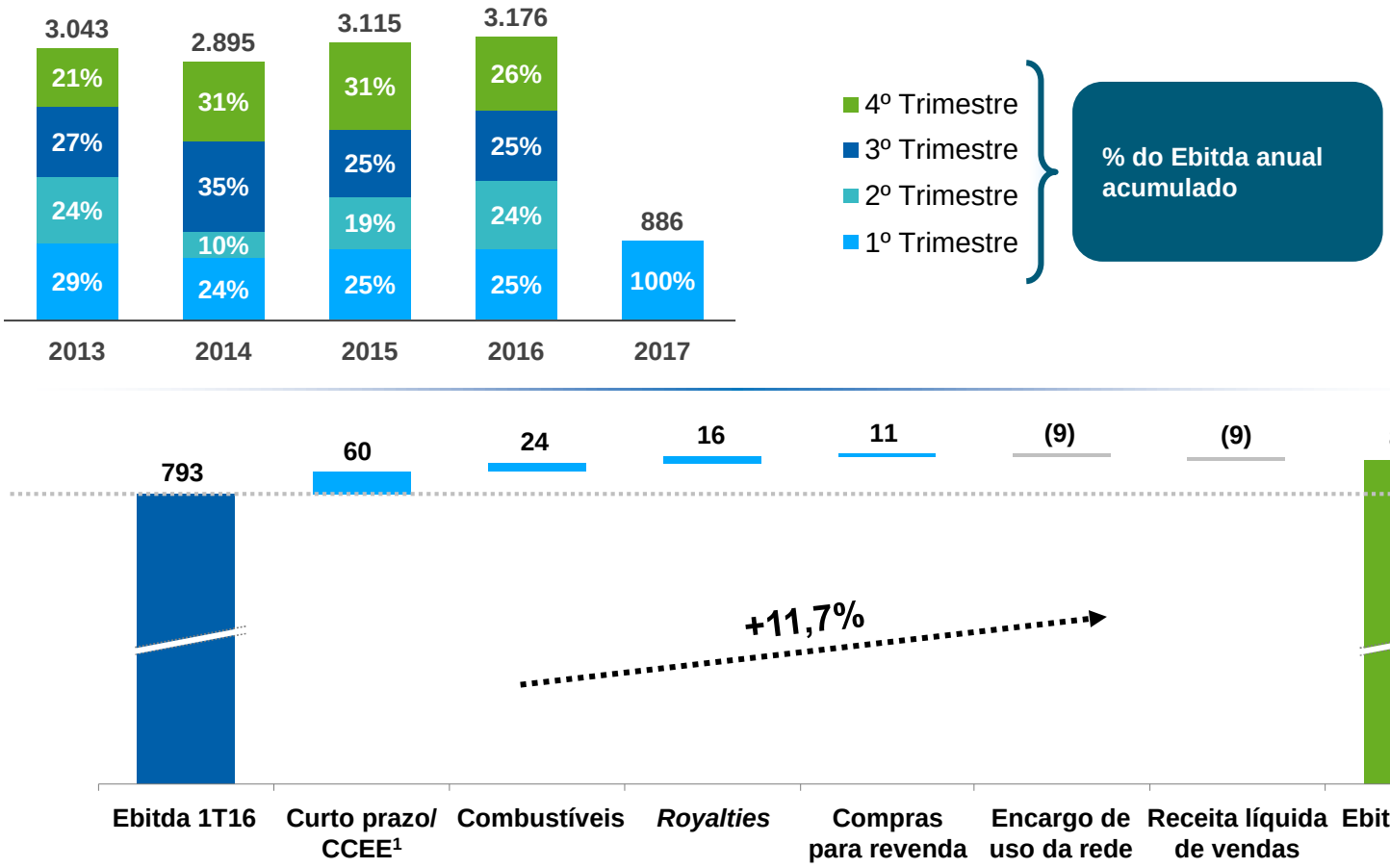
Evolução da receita líquida de vendas (R$ milhões)





EVOLUÇÃO DO EBITDA

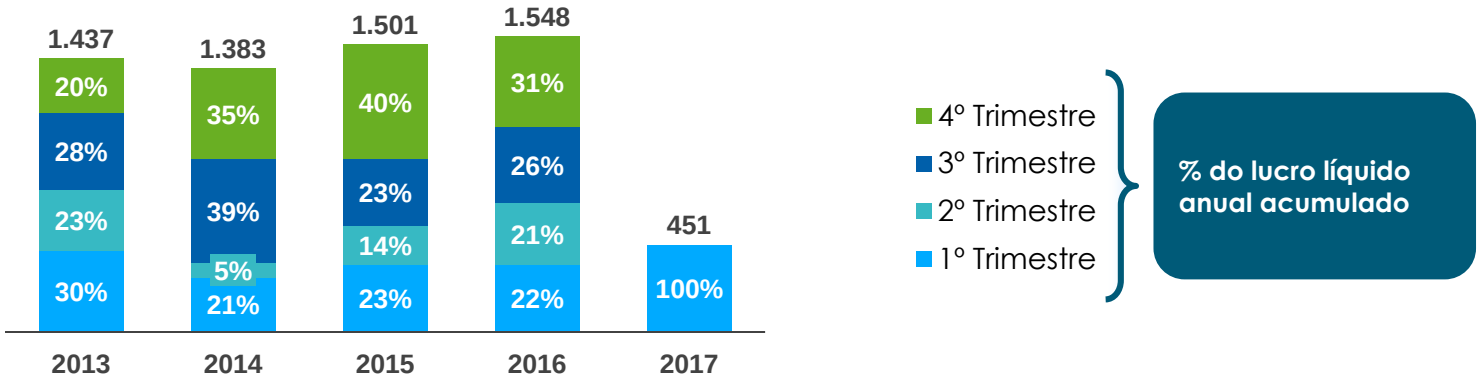
Evolução do Ebitda (R$ milhões)

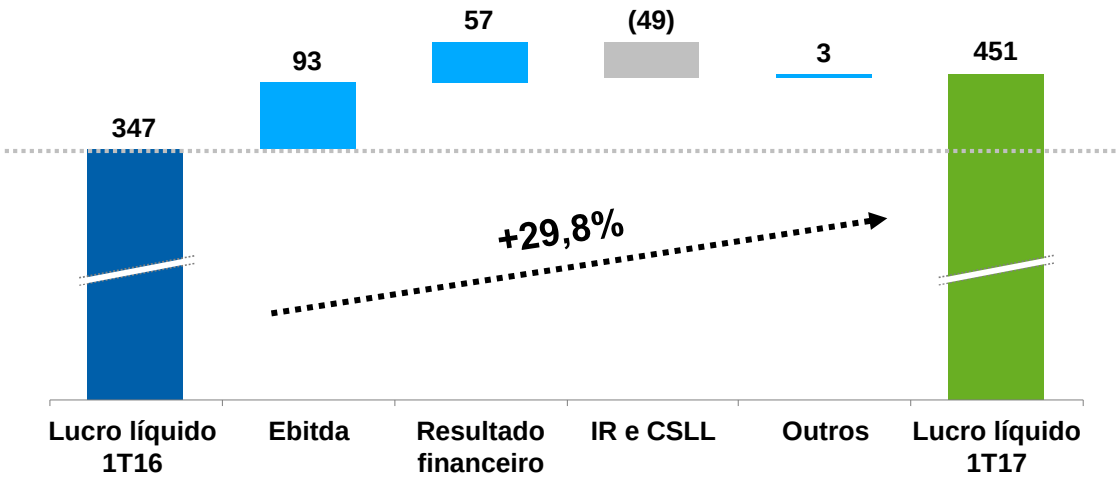


Nota:
[1] Considera o efeito combinado de variações de receita e despesa.

EVOLUÇÃO DO LUCRO LÍQUIDO

Evolução do lucro líquido (R$ milhões)

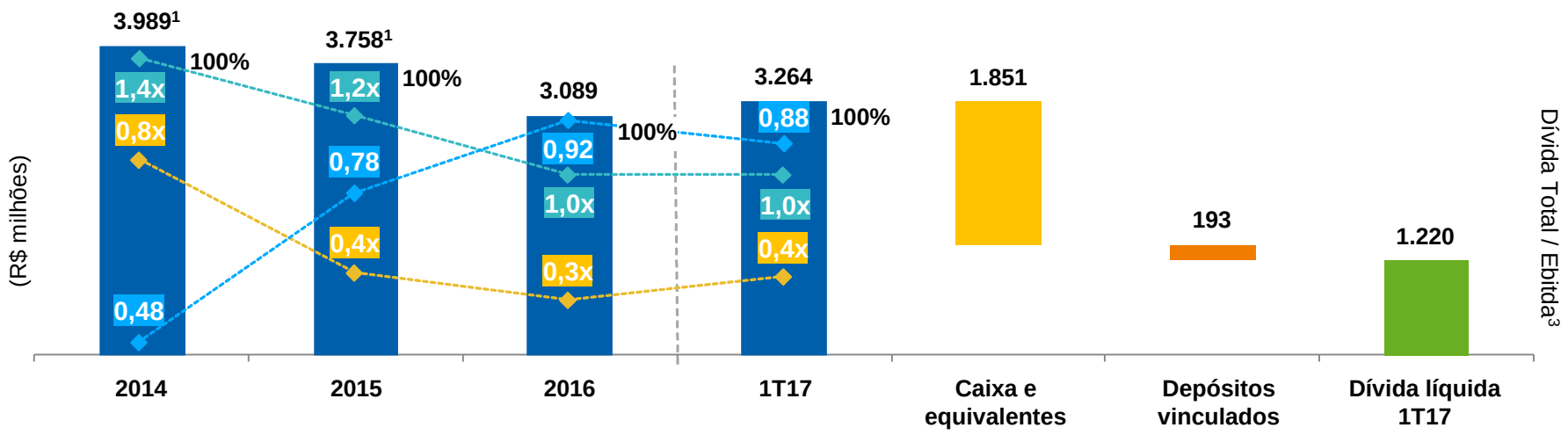




ENDIVIDAMENTO LIMITADO
sem exposição cambial

O baixo nível de endividamento da Companhia possibilita o aproveitamento das oportunidades de crescimento e lhe confere excelente *rating* de crédito e custo competitivo.

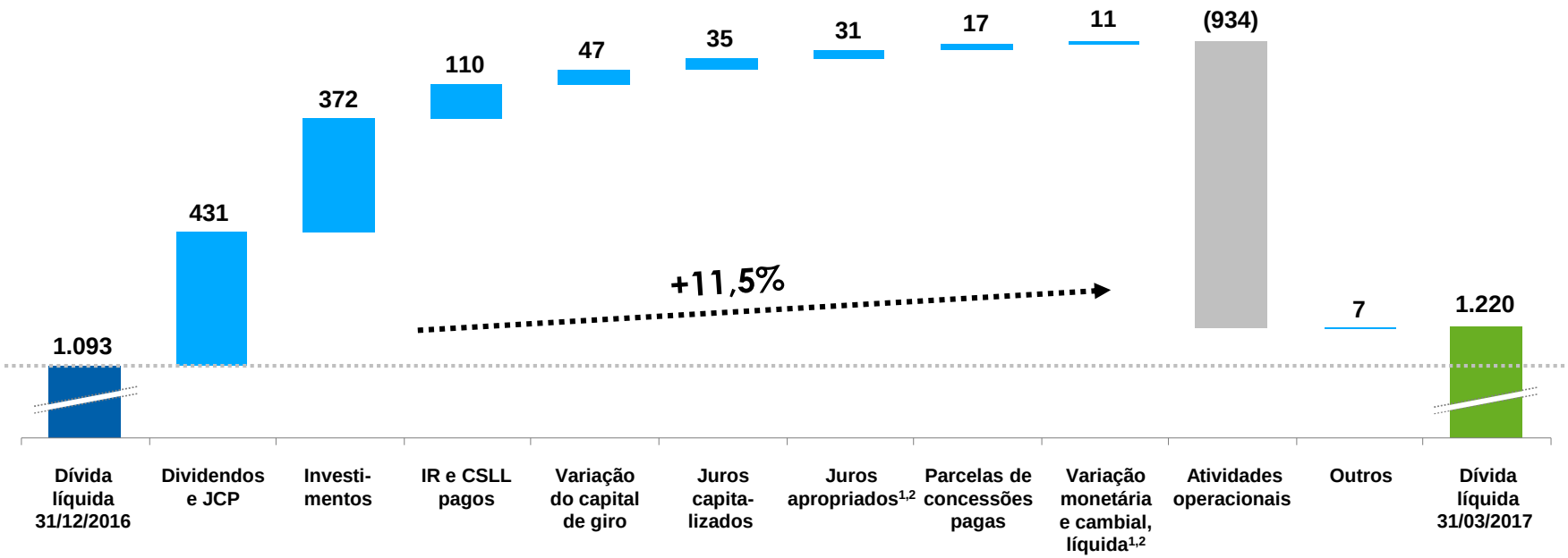
Overview da Dívida (R$ milhões)



Notas:
[1] Dívida líquida de operações de hedge.
[2] *Funds from Operations*.
[3] Ebitda nos últimos 12 meses.

EVOLUÇÃO DA DÍVIDA LÍQUIDA

Evolução da dívida líquida (R$ milhões)

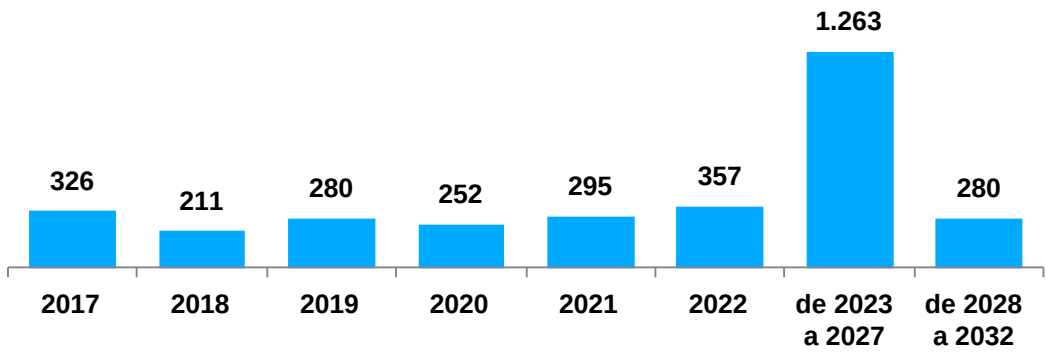


Notas:
[1] Não produz efeito no caixa da Companhia.
[2] Os valores de juros e variação monetária referem-se apenas à dívida financeira da Companhia (empréstimos, financiamentos e debêntures).

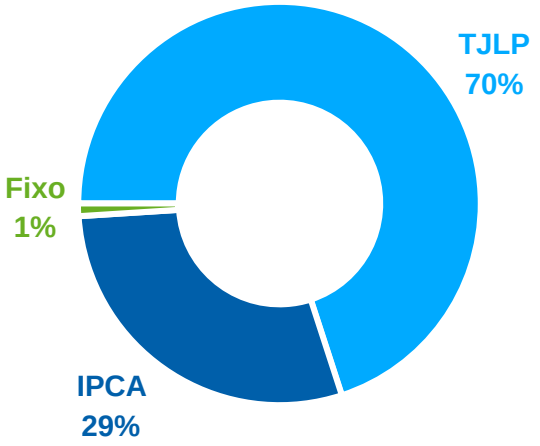
DÍVIDAS DE MÉDIO E LONGO PRAZOS
com baixo custo e indexadores defensivos

Perfil da dívida e forte geração de caixa garantem custo de dívida competitivo para financiar o crescimento.

Cronograma de vencimento da dívida (R$ milhões)



Composição do endividamento



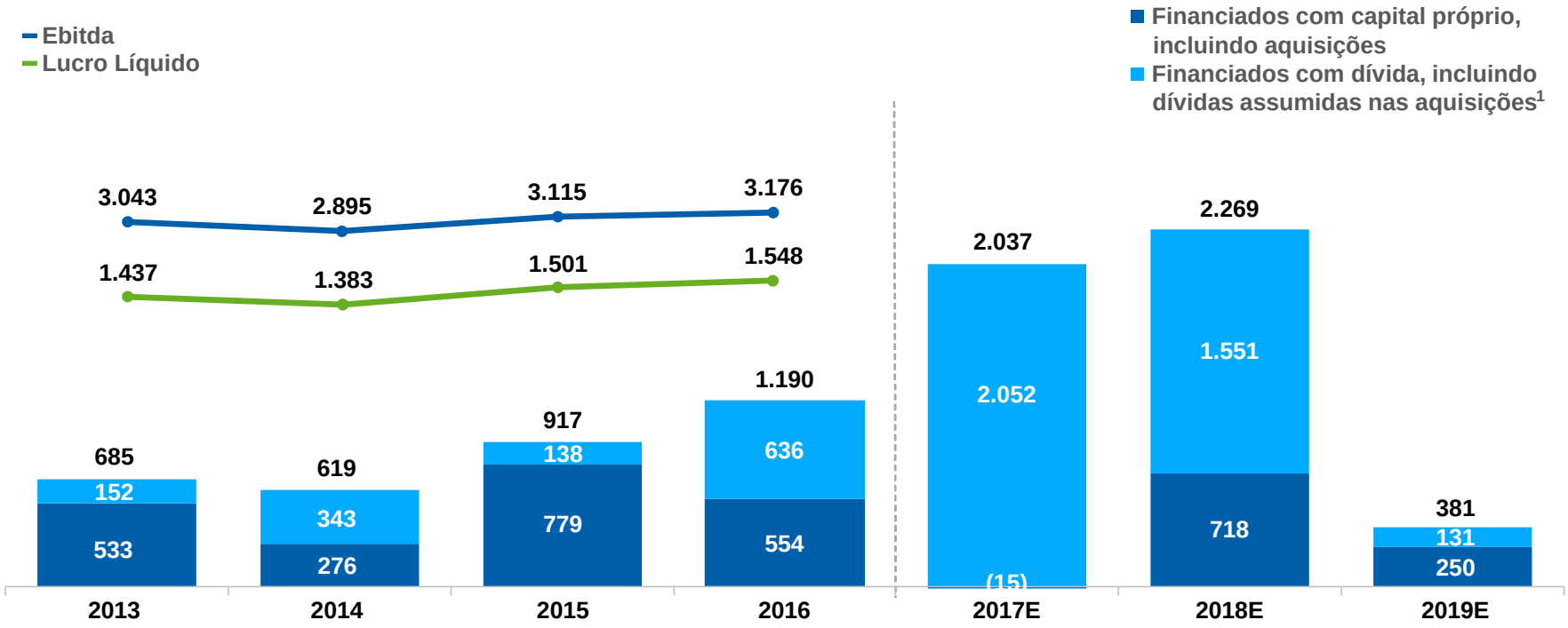
Custo nominal da dívida: 10,1% (11,2% no 1T16)

Remuneração da dívida de curto prazo é compatível com a remuneração do caixa.

PLANO DE INVESTIMENTOS

O plano de expansão e investimentos em manutenção são suportados por uma sólida geração de caixa e prudente estratégia de *funding*, possibilitando a execução de projetos mesmo ante à falta de liquidez do mercado ou redução da participação de crédito oficial.

Investimentos realizados/orçados e respectivas fontes de financiamento (R$ milhões)

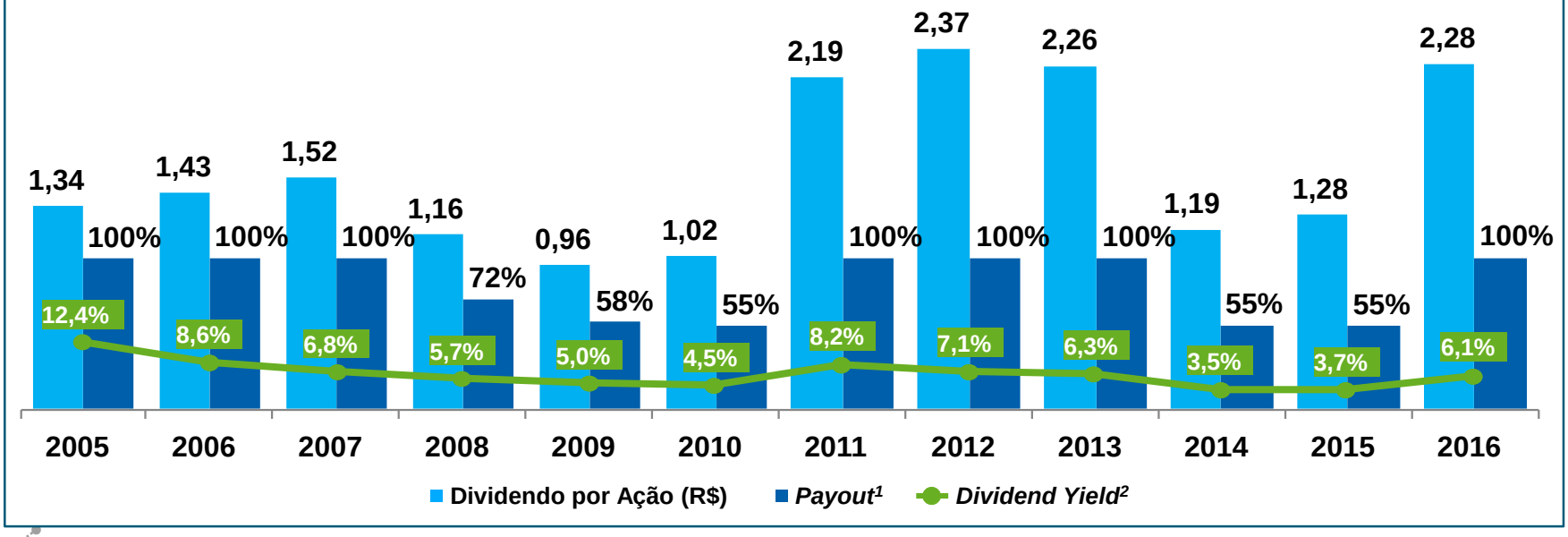


Nota:
[1] Não considera juros incorridos sobre a construção.

POLÍTICA DE DIVIDENDOS

- Dividendo mínimo estatutário de 30% do lucro líquido ajustado
- Compromisso da Administração: *payout* mínimo de 55% do lucro líquido ajustado
- 3 proventos por ano: dividendos semestrais e juros sobre capital próprio (anual)

Dividendos (calculados sobre o lucro líquido distribuível)



Notas:
[1] Considera o lucro líquido ajustado do exercício.
[2] Baseado no preço de fechamento ponderado por volume das ações ON no período.

VANTAGENS COMPETITIVAS

SETOR ESTRATÉGICO

✓ Perfil defensivo em tempos de crise

✓ Financiamento em condições atrativas

EXCELENTE CLASSIFICAÇÃO DE RISCO

✓ A Fitch Ratings atribui à Companhia Rating Nacional de Longo Prazo como 'AAA(bra)' e em escala global "BB+", um nível acima do rating soberano.

LIDERANÇA NO SETOR

✓ Maior grupo produtor independente de energia no Brasil

✓ Valor de mercado: R$ 23,1 bilhões em 31/03/2017

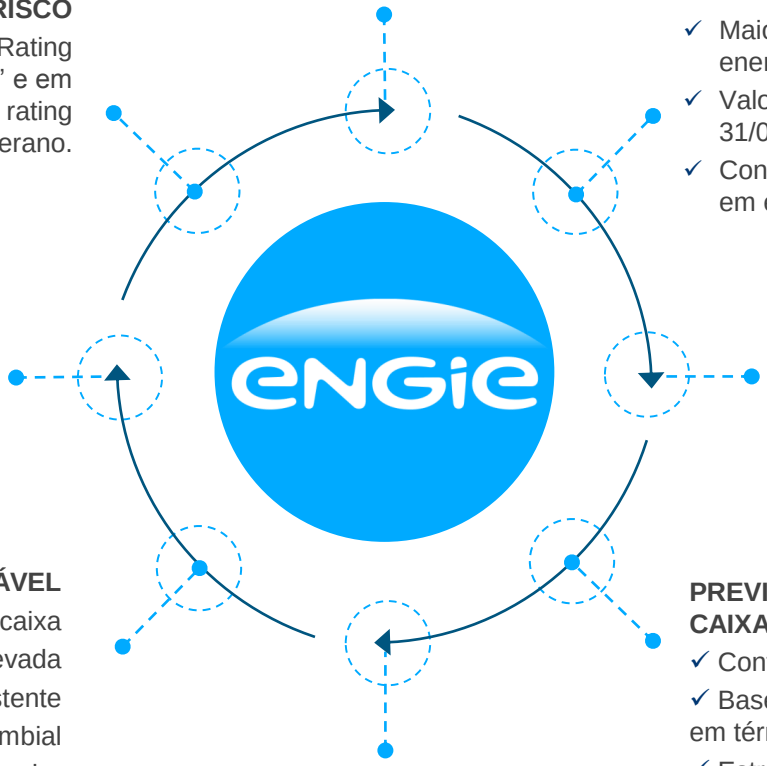
✓ Controlada pela ENGIE S.A., líder mundial em energia

ALTO PADRÃO DE GOVERNANÇA CORPORATIVA E SUSTENTABILIDADE

✓ Equipe diversificada e capacitada

✓ Comprovada disciplina nas decisões de investimento, baseadas nas dimensões econômico-financeiras, social e ambiental

✓ Controlador de primeira linha



CLARA ESTRATÉGIA COMERCIAL

✓ Alta contratação nos próximos anos

✓ Portfólio balanceado entre clientes livres (em diferentes setores) e regulados (distribuidoras)

✓ Aproveitamento de janelas de oportunidade

DESEMPENHO FINANCEIRO ESTÁVEL

✓ Forte geração de caixa

✓ Margem Ebitda média elevada

✓ Lucro líquido consistente

✓ Ausência de exposição cambial

✓ Ativa gestão financeira

PREVISIBILIDADE DO FLUXO DE CAIXA

✓ Contratos indexados à inflação

✓ Base hídrica, mas com diversificação em térmicas e eólicas

✓ Estratégia de contratação de longo prazo

ALTO DESEMPENHO OPERACIONAL

✓ Índices de disponibilidade de referência mundial

✓ Usinas certificadas segundo a ISO 9001 (gestão da qualidade), 14001 (gestão do meio ambiente) e OHSAS 18001 (gestão da saúde e segurança no trabalho)

CONTATOS

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

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

www.engieenergia.com.br



06

Material de Apoio

PORTFÓLIO BALANCEADO DE ATIVOS
com localização estratégica

Capacidade instalada de 7.069,5 MW em 31 usinas operadas pela Companhia: 79% hidrelétricas, 15% termelétricas e 6% complementares.

	Usinas Hidrelétricas	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)[1]
1	Salto Santiago	1.420,0	747,2
2	Itá	1.126,9[2]	544,2[2]
3	Salto Osório	1.078,0	522,0
4	Cana Brava	450,0	273,5
5	Estreito	435,6[2]	256,9[2]
6	Machadinho	403,9[2]	147,2[2]
7	São Salvador	243,2	151,1
8	Passo Fundo	226,0	119,0
9	Ponte de Pedra	176,1	133,5
	Total	**5.559,7**	**2.894,6**

	Usinas Termelétricas	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)[1]
10	Complexo Jorge Lacerda[3]	857,0	649,9
11	William Arjona	190,0	136,1
	Total	**1.047,0**	**786,0**

	Usinas Complementares	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)[1]
12	Complexo Trairi (Eólica)[4]	115,4	63,9
13	Complexo Santa Mônica (Eólica)[4]	97,2	47,4
14	Ferrari (Biomassa)	80,5	35,6
15	Lages (Biomassa)	28,0	11,1
16	Rondonópolis (PCH)	26,6	10,1
17	Beberibe (Eólica)[5]	25,6	7,8
18	José G. da Rocha (PCH)	23,7	9,2
19	Ibitiúva (Biomassa)	22,9[2]	13,9[2]
20	Areia Branca (PCH)[5]	19,8	10,4
21	Pedra do Sal (Eólica)[5]	18,0	5,7
22	Cidade Azul (Solar)	3,0	n/a
23	Tubarão P&D (Eólica)	2,1	n/a
	Total	**462,8**	**215,1**



	Expansão	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)[1]
24	Jirau (Hidro)[6]	1.500,0	882,0
25	Pampa Sul (Térmica)	340,0	323,5
26	Complexo Campo Largo (Eólica)	326,7	157,8
27	Assú V (Solar)	36,7	9,2
	Total	**2.203,4**	**1.372,5**

Notas:
[1] Valores segundo legislação específica.
[2] Parte da ENGIE Brasil Energia.
[3] Complexo composto de três usinas.
[4] Complexo composto por quatro centrais eólicas.
[5] Usinas em processo de venda.
[6] A transferência para a Cia. da participação de 40,0% da ENGIE Brasil Part. na UHE Jirau deverá ser avaliada no curto prazo.

BALANÇO DE ENERGIA EM 31/03/2017

(em MW médio)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Preço **Bruto** no Leilão (R$/MWh)	Data de Referência	Preço **Bruto** Corrigido (R$/MWh)
Recursos Próprios	3.497	3.523	3.939	3.965	3.975	3.990			
+ Compras para Revenda	1.091	987	690	420	320	315			
= Recursos Totais (A)	**4.588**	**4.510**	**4.629**	**4.385**	**4.295**	**4.305**			
Vendas Leilões do Governo[1]	1.264	1.316	1.710	1.587	1.587	1.587			
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	212,6
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	233,1
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	243,9
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	219,3
2014-EE-2014-06	116	120	120	-	-	-	270,7	mai-14	320,0
Proinfa	19	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	251,4
1º Leilão de Reserva	14	14	14	14	14	14	158,1	ago-08	266,4
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva / GD)	18	18	17	14	14	14	-	-	249,8
2014-EN-2019-25	-	-	295	295	295	295	183,5	mar-14	229,0
2014-EN-2019-25	-	-	10	10	10	10	206,2	nov-14	246,7
2014-EN-2019-20	-	-	83	83	83	83	139,3	nov-14	166,7
2015-EN-2018-20	-	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	209,5
8º Leilão de Reserva	-	2	9	9	9	9	303,0	nov-15	328,2
+ Vendas Bilaterais	2.885	2.786	2.269	1.551	965	739			
= Vendas Totais (B)	**4.149**	**4.102**	**3.979**	**3.138**	**2.552**	**2.326**			
Saldo (A - B)	**439**	**408**	**650**	**1.247**	**1.743**	**1.979**			
Preço médio de venda (R$/MWh) **(líquido)**[2]:	181,0	180,7	184,0						
Preço médio de compra (R$/MWh) **(líquido)**[3]:	173,5	182,6	186,7						

[1] XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:
XXXX -> ano de realização do leilão
YY -> EE = energia existente ou EN = energia nova
WWWW -> ano de início de fornecimento
ZZ -> duração do fornecimento (em anos)

[2] Preço de venda líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/Cofins, P&D), ou seja, não considera a inflação futura.
[3] Preço de aquisição líquido, considerando os benefícios de crédito do PIS/Cofins, ou seja, não considera a inflação futura.
Notas:
- O balanço está referenciado ao centro de gravidade.
- Os preços médios são meramente estimativos, com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.

* Considera a venda das Usinas Eólicas Beberibe e Pedra do Sal e da PCH Areia Branca, entre outros ajustes.

REPACTUAÇÃO
do risco hidrológico

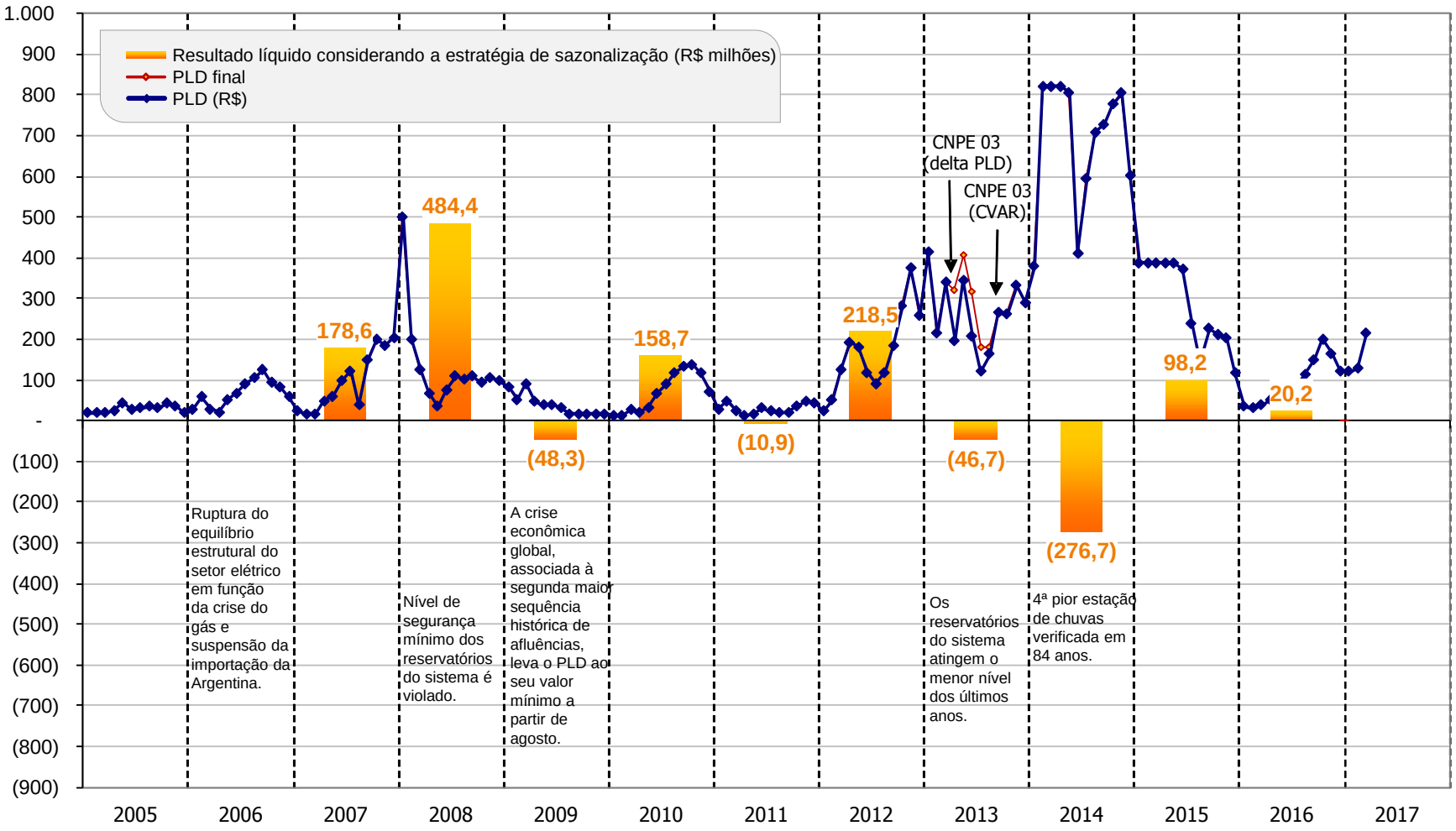
Em 31 de dezembro de 2015, a Aneel concedeu anuência à repactuação do risco hidrológico da ENGIE Brasil Energia conforme tabela a seguir:

Usina	Produto	Repactuação (MW médios)	Repactuação (MWh)	Reembolso unitário líquido (R$)	Reembolso total (R$ milhões)	Prazo* (anos)
UHE Cana Brava	SP92	261,66	2.292.177	18,26	41,9	13,25
UHE Itá	SP92	336,00	2.943.360	18,26	53,7	13,25
UHE Machadinho	SP92	84,04	736.190	18,26	13,4	13,25
UHE Ponte de Pedra	SP95	123,55	1.082.315	23,80	25,8	7,17
UHE Salto Santiago	P97	150,00	1.314.000	24,36	32,0	2,92
UHE São Salvador	SP91	142,13	1.245.048	16,52	20,6	17,25
UHE Estreito	SP91	247,13	2.164.859	16,52	35,8	17,25
TOTAL		**1.344,51**	**11.777.950**		**223,1**	

*** Prazo de postergação do pagamento do prêmio a partir de janeiro de 2016 para ressarcimento do resultado de 2015.**

A adesão à repactuação se limitou aos contratos negociados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

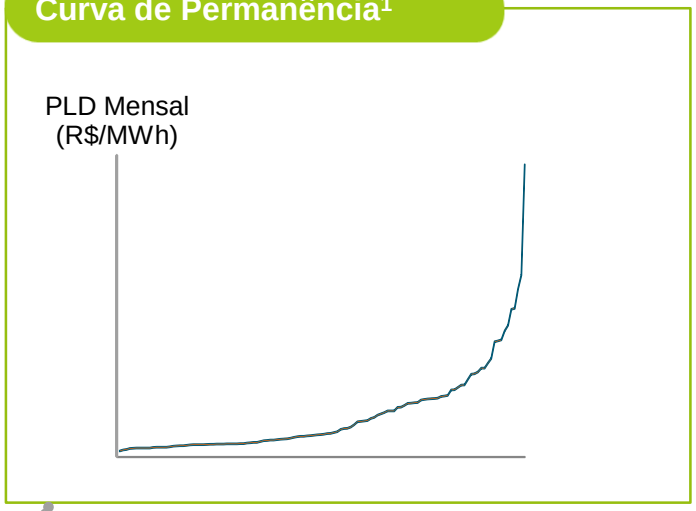
RESULTADO LÍQUIDO
do impacto da estratégia de sazonalização



PRINCIPAIS *DRIVERS*
e curva de distribuição dos preços spot

- Nível de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas;
- Regime de chuvas;
- Evolução prevista da demanda de energia;
- Disponibilidade atual e futura de usinas e linhas de transmissão de energia elétrica;
- Disponibilidade de gás natural.

Curva de Permanência[1]



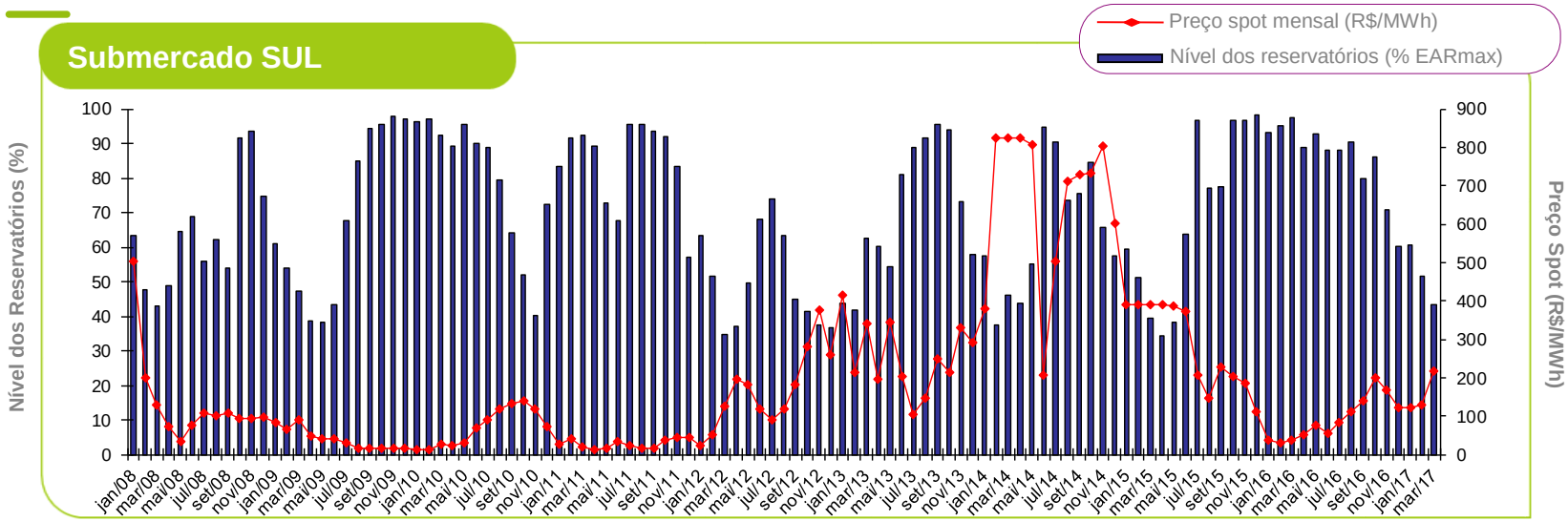
Ocorrências[2]

	mai/2003 - set/2012	out/2012 - mar/17
Média PLD (em R$)	105,32	387,75
Desvio Padrão PLD (em R$)	109,77	292,03
PLD Mensal > R$ 100,00	37%	87%
PLD Mensal > R$ 200,00	12%	70%

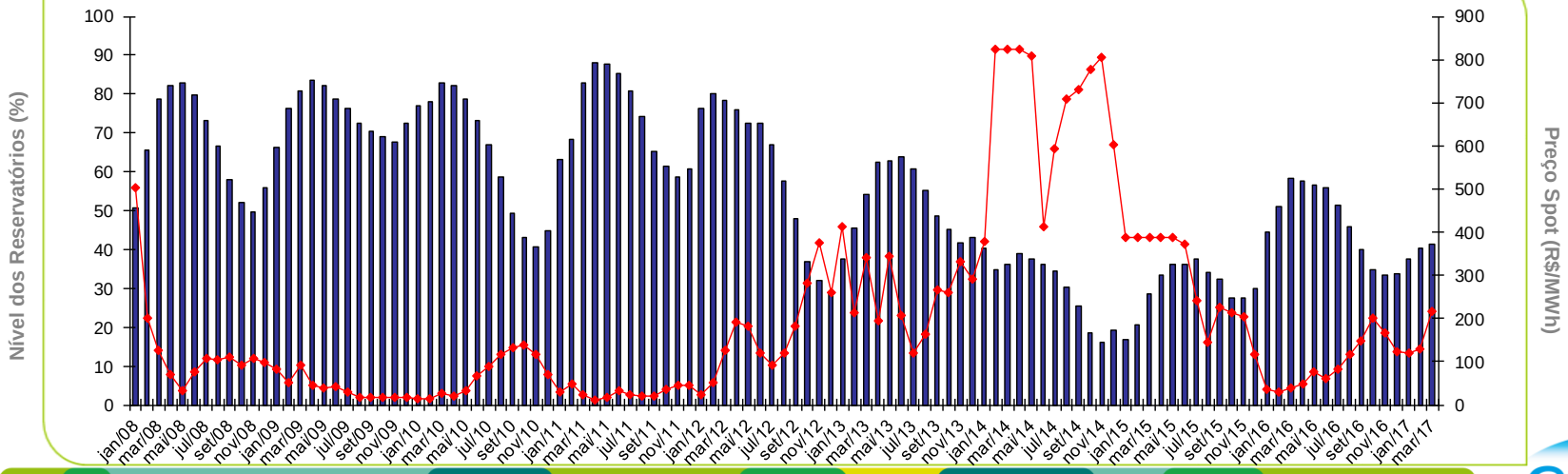
Notas:
[1] Ocorrências ordenadas de forma crescente. Valores corrigidos pelo IPCA.
[2] A MP 579 foi publicada em 11 de setembro de 2012. Valores corrigidos pelo IPCA.

CORRELAÇÃO
entre nível de reservatórios e preço spot

Submercado SUL

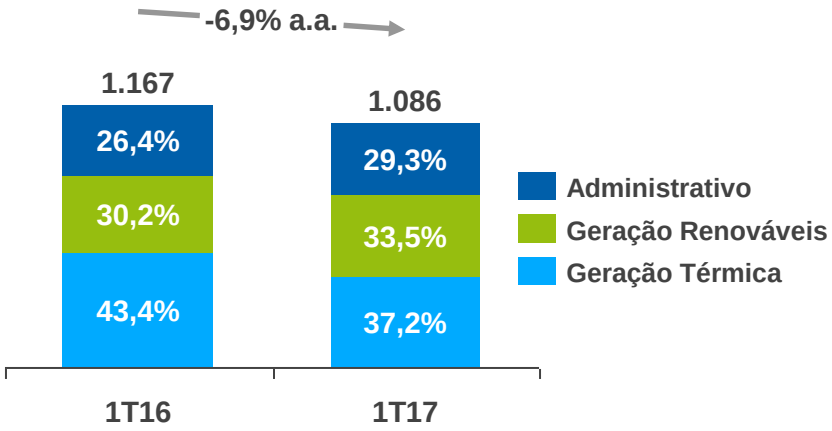


Submercado Sudoeste/Centro-Oeste

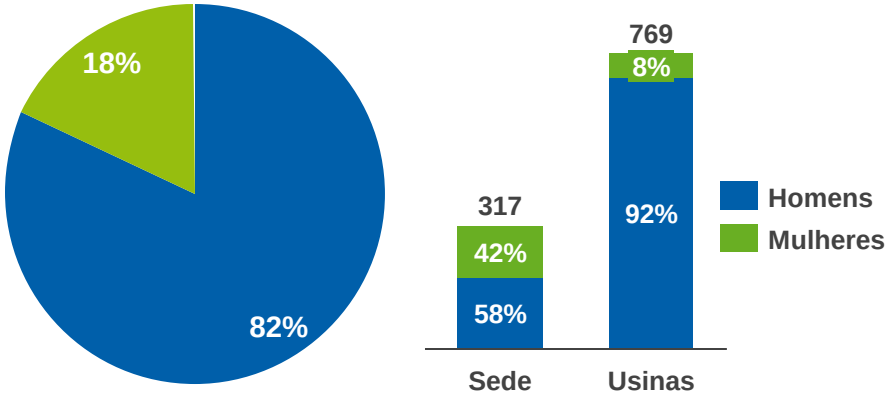


FORÇA DE TRABALHO

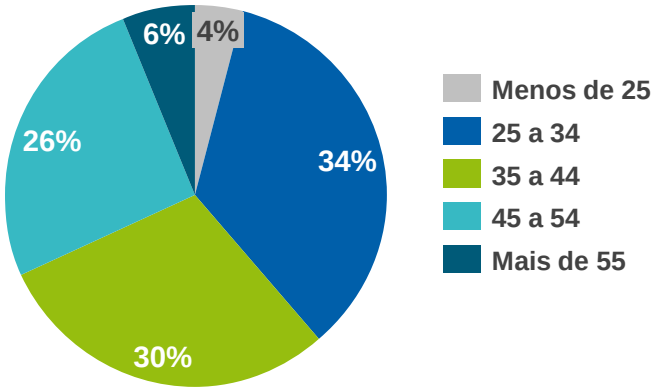
Número de empregados



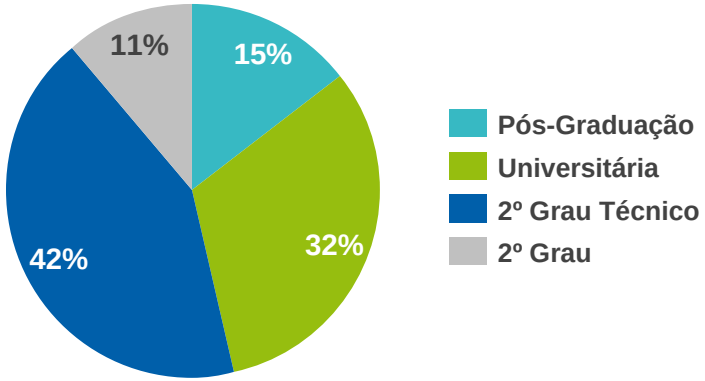
Por gênero



Por faixa etária



Por formação



INDICADORES DE SUSTENTABILIDADE[1]

Item	Dimensão[2]	Indicador	Indicador GRI[3]	1T17	1T16	Variação
1	Qualidade	Número de usinas em operação	EU1, G4-9	30[4]	28	2
2		Capacidade instalada operada (MW)	EU1, G4-9	8.761	8.729	0,4%
3		Capacidade instalada própria (MW)	EU1, G4-9	7.040	7.008	0,4%
4		Número de usinas certificadas	EU6, G4-15	12	14	-2
5		Capacidade instalada certificada (MW)	EU6, G4-15	8.127	7.294	11,4%
6		Capacidade instalada certificada em relação à total	EU6, G4-15	92,77%	83,56%	9,2 p.p.
7		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis	EU1, G4-9	7.714	7.646	0,9%
8		Capacidade instalada proveniente de fontes renováveis em relação à total	EU1, G4-9	88,05%	87,59%	0,46 p.p.
9		Geração de energia total (GWh)	EU2	10.287	11.996	-14,3%
10		Geração de energia certificada	EU6, G4-15	10.036	10.357	-3,1%
11		Geração certificada em relação à total	EU6, G4-15	97,6%	86,3%	11,2 p.p.
12		Geração de energia proveniente de fontes renováveis (GWh)	EU2	9.315	10.935	-14,8%
13		Geração proveniente de fontes renováveis em relação à total	EU2	90,6%	91,2%	-0,6 p.p.
14		Disponibilidade do parque gerador, descontadas as paradas programadas	EU30	95,2%	96,3%	-1,1 p.p.
15		Disponibilidade do parque gerador, consideradas as paradas programadas	EU30	87,2%	86,3%	0,9 p.p.
16	Meio Ambiente	Total de mudas plantadas e doadas[5]	G4-EN27	30.320	97.517	-68,9%
17		Número de visitantes às usinas[5]	G4-26	3.205	11.388	-71,9%
18		Emissões de CO2 (usinas a combustíveis fósseis) (t/MWh)	G4-EN15	0,9879	1,001	-1,3%
19		Emissões de CO2 do parque gerador da ENGIE Brasil Energia (t/MWh)	G4-EN15	0,093	0,118	-20,8%
20	Saúde e Segurança no Trabalho (SST)	Nº médio de empregados[6]	G4-10, G4-LA1	1.051	1.133	-7,2%
21		Taxa de Frequência (TF) empregados próprios[7]	G4-LA6	0,000	0,000	-
22		Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[8]	G4-LA6	0,000	0,000	-
23		Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços longo prazo[7]	G4-LA6	0,000	1,680	↓
24		Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviço curto prazo + obras em construção[7 10]	G4-LA6	0,000	-	-
25	Responsabilidade Social[9]	Investimentos não incentivados	G4-EC8, G4-SO1	464,00	1.175,03	-60,5%
26		Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência - FIA	G4-EC8, G4-SO1	201,07	671,30	-70,0%
27		Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura - Rouanet	G4-EC8, G4-SO1	4.737,00	5.443,50	-13,0%
28		Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte	G4-EC8, G4-SO1	0,00	150,00	-100,0%
29		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON	G4-EC8, G4-SO1	0,00	0,00	-
30		Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD	G4-EC8, G4-SO1	0,00	0,00	-
31		Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso	G4-EC8, G4-SO1	22,07	0,00	100,0%

Notas:
[1] Mais indicadores encontram-se disponíveis no ITR (ENGIE Brasil Energia / Investidores / Informações Financeiras / Demonstrações Financeiras).
[2] Referência: Política ENGIE de Gestão Sustentável.
[3] GRI: Global Reporting Initiative, versão G4.
[4] Número em 31/03/2017.
[5] Sem considerar as do Ceste.
[6] Média no período do n° de empregados próprios que trabalham nas usinas em operação, na sede e no escritório de São Paulo.
[7] TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco.
[8] TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco.
[9] Valores em milhares de reais.
[10] O monitoramento deste 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.