

EBITDA DA AES TIETÊ ENERGIA CRESCE 21% EM 2018

Comentários da CFO e DRI - Clarissa Sadock

O ano de 2018 foi marcado pela consolidação de nossa estratégia de curto e longo prazo de forma acertada. Tivemos a contribuição integral de nosso ativo eólico Alto Sertão II e a entrada em operação do nosso primeiro parque solar, Guaimbê, com previsão de contribuição para o Ebitda entre R\$ 75 milhões e R\$ 85 milhões por ano. Juntos, esses ativos adicionaram R\$ 222 milhões para o Ebitda do período.

Outro marco importante atingido no ano foi o acordo de expansão firmado com o Estado de São Paulo, que teve como peça chave a aquisição de aproximadamente 300 MW solares que compõem o portfólio da Companhia. Com isso, cerca de 80% desse compromisso foi endereçado e o saldo remanescente poderá ser concluído em até 6 anos e assim, não haverá penalidade por atraso. Este acordo reforça nossa diligência e comprometimento na mitigação de riscos.

Com relação à estratégia de curto prazo, trabalhamos com excelência na gestão do risco hidrológico, resultando em ganhos robustos para Companhia. A decisão de iniciar o ano com um nível de contratação de 77% ao invés de 88%, expectativa do mercado no início do ano em relação ao impacto do risco hidrológico, garantiram um ganho de R\$ 121 milhões para margem comercial. Adicionalmente, a implementação de uma estratégia de sazonalização diferenciada em 2018, aliada à gestão do portfólio hídrico com o aproveitamento de oportunidades comerciais, garantiram um ganho de R\$ 46 milhões na margem comercial hídrica, mesmo com um cenário hidrológico desafiador ao longo do ano. Outra estratégia que não pode deixar de ser mencionada, foi a descontração pelo MCS D de cerca de 52% da energia dos contratos do LEN de Alto Sertão II, comercializada no mercado livre com preços superiores em 70% ao original do contrato, resultando num ganho de R\$ 57 milhões na margem eólica.

Nossos resultados refletem o acerto e diligência na execução de nossas estratégias, tendo como destaque o crescimento de 21% do Ebitda em 2018, quando comparado à 2017. O sólido resultado permitiu a manutenção da distribuição de dividendos em patamares históricos. Foram distribuídos R\$ 259 milhões, em forma de dividendos intermediários e juros sobre capital próprio, que somados à proposta de distribuição de R\$ 79 milhões de dividendos complementares no quarto trimestre, garantirão um *payout* de 117% em 2018.

Em 2019, continuamos focados na busca de oportunidades de crescimento para diversificação de nosso portfólio com disciplina visando a assegurar retornos atrativos, reforçando nosso compromisso com a geração de valor aos nossos acionistas.

RESULTADOS

2018

Teleconferência de Resultados

27.02.2019

12h00 (BRT) / 10h00 (EST)

Código: AES Tietê

Conexão:

Brasil: +55 11 3193 1001

+55 11 2820 4001

EUA: +1 646 828 8246

+1 646 291 8936

Slides da apresentação e áudio estarão disponíveis em:

ri.aestiete.com.br

CONTATO:

Tel. +55 11 4197-4925

E-mail ri.aestiete@aes.com

ÍNDICE

DESTAQUES 2018	2
PERFIL DA COMPANHIA	3
ESTRATÉGIA DE CRESCIMENTO	3
PORTFÓLIO DE CAPACIDADE INSTALADA	5
DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL	6
DESEMPENHO FINANCEIRO	10
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIOS	19
CONTEXTO REGULATÓRIO	20
DESEMPENHO SETOR HÍDRICO	24
ANEXOS / GLOSSÁRIO	31

AES Tietê Energia S.A. - R\$ milhões	2017	2018	Var
Receita Bruta	1.945,2	2.143,5	10,2%
Receita Líquida	1.728,1	1.923,5	11,3%
Custos e Despesas Operacionais ¹	897,1	916,7	2,2%
Ebitda	831,0	1.006,8	21,2%
Margem Ebitda - %	48,1%	52,3%	4,2 p.p.
Lucro Líquido	298,3	288,0	-3,5%
Margem Líquida - %	17,3%	15,0%	-2,3 p.p.
Patrimônio Líquido	1.557,7	1.523,5	-2,2%
Dívida Líquida	2.385,1	3.094,0	29,7%
Geração de caixa operacional	974,0	841,2	-13,6%

¹Não inclui depreciação e amortização.

Índices	2017	2018
Lucro Líquido ¹ / PL	0,19x	0,19x
Dívida Líquida/ PL	1,53x	2,03x
Dívida Líquida/ Ebitda ajustado ²	2,50x	2,99x
Ebitda ajustado ¹² / Despesa Financeira	4,45x	3,29x

¹ Últimos 12 meses.

² Relacionada ao serviço da dívida.

TIET11: R\$ 11,15 (26/02/2019)

VALOR DE MERCADO: R\$ 4,4 bilhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 1,2 bilhão

São Paulo, 26 de fevereiro de 2019 – AES Tietê Energia S.A. (“Companhia” ou “AES Tietê Energia”) (B3: TIET3, TIET4 e TIET11) anunciou hoje os resultados referentes ao 4º trimestre de 2018 (“4T18”) e ao ano de 2018. As informações operacionais e financeiras da Companhia, exceto quando indicadas de outra forma, são apresentadas com base em números consolidados e em milhões de reais, de acordo com a legislação societária.

DESTAQUES 2018

Recursos Naturais

- Afluência do SIN de 85,8% da MLT¹ em 2018 vs. 75,8% em 2017
- Nível dos reservatórios do SIN encerrou 2018 em 31,9%, superior em 8,7 p.p vs. 2017 (23,2%)
- Rebaixamento médio² de 19,9% no MRE em 2018 vs. 20,5% em 2017
- Vento com velocidade média de 8,1 m/s em 2018 vs. 8,9 m/s em 2017

Operacional

- Fonte hídrica: volume de energia bruta gerada de 9.029,5 GWh em 2018 vs. 11.259,6 GWh em 2017
- Fonte eólica: volume de energia bruta gerada de 1.541,4 GWh em 2018 vs. 1.541,1 GWh em 2017
- Fonte solar: volume de energia bruta gerada de 88,3 GWh em 2018

Comercial

- R\$ 121,0 milhões de ganhos na margem comercial da Companhia gerados com a otimização da capacidade de “*hedge*” natural³ por meio do nível de contratação da fonte hídrica
- R\$ 57,3 milhões ganhos na margem comercial eólica com a descontração no MCSD⁴ de cerca de 52% da garantia física dos contratos firmados no LEN de Alto Sertão II
- R\$ 28,8 milhões de ganho na margem comercial no ano com estratégia de sazonalização, resultado da alocação de maior volume de garantia física no terceiro trimestre para fazer frente ao risco hidrológico
- R\$ 16,9 milhões advindos da estratégia de comercialização com aproveitamento de oportunidades comerciais para otimização da margem comercial

Financeiro

- R\$ 1.006,8 milhões de Ebitda em 2018 vs. de R\$ 831,0 milhões em 2017
- R\$ 288,0 milhões de lucro líquido em 2018 vs. R\$ 298,3 milhões em 2017
- R\$ 337,9 milhões⁵ de distribuição de dividendos e JSCP em 2018 com *payout* de 117%
- Índice de alavancagem⁶ encerrou o ano em 2,99x

¹ Média de longo termo, desde 1931.

² Considera dados preliminares da CCEE para dezembro 2018.

³ Considera cenário hipotético de portfólio 88% contratado vs. 77% contratado.

⁴ Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (“MCSD”).

⁵ Considera R\$ 78,6 milhões que serão submetidos à aprovação em Assembleia Geral Ordinária (a ser realizada em 25 de abril de 2019).

⁶ Obtido pela divisão da Dívida Líquida pelo Ebitda Ajustado dos últimos 12 meses.

PERFIL DA COMPANHIA

AES Tietê Energia, geradora do grupo AES Corporation (“AES Corp”), é uma Companhia de capital aberto listada na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“B3”) e está autorizada a operar como concessionária de uso do bem público, na geração e comercialização de energia elétrica e na condição de produtor independente de energia.

Por ser uma plataforma de energia adaptável às demandas de seus clientes, a AES Tietê Energia oferece produtos de pronta entrega e soluções sob medida que garantem autonomia em energia e permitem que os clientes decidam a forma mais sustentável de fornecimento em todos os sentidos: eficiência, disponibilidade, confiabilidade e inovação.

As *units* da Companhia são negociadas no Nível 2 de Governança Corporativa da B3 sob o código TIET11 (“Unit”). As *units* integram o Índice Brasil 100 (“IBrX 100”), o Índice de Energia Elétrica (“IEE”) e o Índice de Sustentabilidade Empresarial (“ISE”) da B3. Adicionalmente, a Companhia também possui *American Depositary Receipts* (“ADRs”) negociadas no Nível I no mercado de balcão (“OTC Markets”) norte-americano (“AESTY”), com a paridade entre as ADRs e as ações da Companhia na razão de uma ADR para uma *unit*.

ESTRATÉGIA DE CRESCIMENTO

A AES Tietê Energia dedica seus esforços e trabalha para se tornar uma plataforma diversificada de geração renovável, diferenciando-se por sua excelência como gestora de ativos e pela presença global do grupo AES. A meta da Companhia é crescer sua capacidade de geração, diversificando seu portfólio com fontes sem risco hidrológico e contratos regulados de longo prazo. Pilar central dessa estratégia é diligência na avaliação das oportunidades de crescimento, sempre prezando pela geração de valor aos seus acionistas.

O histórico de construção e operação da AES em grandes empreendimentos de geração qualifica e dá o suporte necessário para a execução desta estratégia, que está em linha com as perspectivas tanto dos consumidores, cada vez mais exigentes e ativos, quanto dos acionistas da Companhia, que requerem crescimento e retornos financeiros adequados.

De modo a cumprir com esta estratégia, AES Tietê Energia segue com três frentes de atuação:

- **Foco no crescimento:** busca de ativos que: (i) possibilitem sinergias operacionais quando integrados à plataforma da Companhia, inclusive com o seu acionista controlador AES Corp; (ii) permitam otimização de sua estrutura de capital, com apreciação do retorno da Companhia; (iii) agreguem fontes de geração complementares ao portfólio da AES Tietê Energia, com contratos de longo prazo para a redução de riscos e o aumento da previsibilidade da receita; e (iv) seleção de projetos que apresentem retornos atrativos.

O crescimento da Companhia também se dá por meio de inovação e implementação de novas tecnologias: estruturação de uma plataforma comercial integrada de produtos e soluções inovadoras de energia, atuando de ponta a ponta, com soluções de pronta entrega e sob medida para levar aos seus clientes uma oferta flexível e centrada nas suas necessidades;

- **Estratégia comercial:** foco na otimização da margem comercial do portfólio integrado da Companhia vis a vis o risco hidrológico. A Companhia atua para reduzir a volatilidade de sua margem e aproveitar as oportunidades de mercado por meio de estudos de inteligência setorial, antecipação das

tendências de preços de curto prazo, estreito relacionamento com os clientes e agilidade na implementação da estratégia; e

- **Excelência operacional:** garantir e incrementar a eficiência nas operações da Companhia anda em linha com a estratégia de crescimento mencionada. A AES Tietê Energia está focada na identificação de projetos que permitam capturar valor mediante o incremento de performance proporcionado por uma equipe qualificada de O&M e uma gestão diligente de seus ativos. Outro ponto de destaque é a centralização das operações de todas as plantas do portfólio pelo Centro de Operação (COGE), garantindo a gestão eficiente dos ativos.

Como resultado dessa estratégia, diversos produtos e soluções estão sendo customizados para cada perfil de cliente. Um exemplo é a geração de energia através de fazendas solares, nos modelos de geração distribuída e compartilhada.

Ainda em linha com as fontes renováveis, a AES Tietê Energia foi pioneira na comercialização de I-RECs no Brasil, certificado global que comprova a geração de energia por meio de fontes renováveis, certificando seu uso, garantindo rastreabilidade, valorização e engajamento da marca do usuário com as causas ambientais.

Em paralelo, a Companhia também tem se posicionado no mercado de armazenamento de energia por meio de baterias (“*energy storage*”). Com o aumento no uso de fontes cada vez mais intermitentes e sazonais, as soluções por meio de baterias permitem o armazenamento da energia para uso futuro, conforme curva de consumo ou de preço, sem interrupção e de forma segura, com respostas praticamente instantâneas.

Os investimentos em inovação continuam sendo foco da empresa, que busca constantemente as melhores práticas, seja por meio de desenvolvimento interno ou programas de aceleração de *startups*. O objetivo é simples: criar soluções disruptivas e de fácil aplicação, capazes de agregar funcionalidades e facilitar a vida dos usuários.

PORTFÓLIO DE CAPACIDADE INSTALADA

A Companhia tem suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (“MME”). O contrato de concessão, referente à sua capacidade hidráulica tem duração de 30 anos com encerramento do direito de operação em 2029. Além da fonte hidráulica, a Companhia possui em seu portfólio a fonte eólica com autorização para operar até 2047 e fonte solar com autorizações para operar até 2053. Atualmente, o portfólio de ativos da Companhia conta com uma capacidade instalada total de 3.348 MW⁷.

FONTE HÍDRICA



O portfólio hidráulico da Companhia é composto por nove usinas hidráulicas (“UHEs”) e três pequenas centrais hidrelétricas (“PCHs”). As concessões das UHEs e da PCH Mogi-Guaçu têm concessão até 2029 e as PCHs São José e São Joaquim possuem autorização para operarem até o ano de 2032. A capacidade hidráulica instalada é de 2.658 MW e a garantia física bruta e líquida de seu portfólio hidráulico é de 1.247 MWm e 1.219 MWm, respectivamente.

FONTE EÓLICA

Complexo Eólico Alto Sertão II



Em 03 de agosto de 2017, a AES Tietê Energia concluiu a aquisição do Complexo Eólico Alto Sertão II, localizado no Estado da Bahia, com capacidade instalada de 386 MW e energia contratada por 20 anos, por meio dos leilões de LER e LEN realizados em 2010 e 2011, cujos contratos expiram em 2033 e 2035, respectivamente. Os parques possuem licença de operação de 35 anos e garantia física de 193 MWm.

FONTE SOLAR

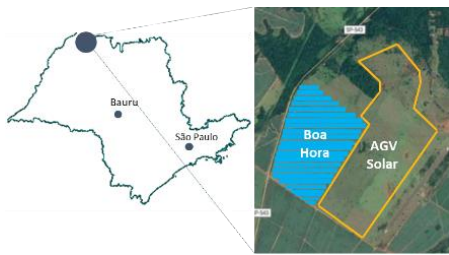
Complexo Solar Guaimbê



Em 3 de setembro de 2018, a AES Tietê Energia concluiu a aquisição do Complexo Solar Guaimbê. A planta foi outorgada no 6º LER, realizado em 31 de outubro de 2014, com energia contratada por 20 anos, capacidade instalada de 150 MW e garantia física de 30 MWm. A planta solar que possui licença de operação de 35 anos, já se encontra em operação e passou a contribuir para o resultado da Companhia a partir de setembro de 2018.

⁷ Considera 10 MW provenientes de dois contratos de longo prazo de compra de energia de biomassa de cana-de-açúcar.

Complexo Solar Ouroeste



Em 2017, por meio da aquisição da Planta Solar Boa Hora (“Fase 1”) e comercialização da Planta AGV Solar (“Fase 2”) em leilão, a AES Tietê Energia adicionou o Complexo Solar Ouroeste ao seu portfólio de ativos. Com entrada em operação faseada, o projeto tem início de operação comercial completo previsto para 2019. O Complexo possui 144 MW de capacidade instalada e garantia física de 36 MWm. As plantas pertencentes ao complexo possuem licença de operação de 35 anos.

DESEMPENHO COMERCIAL E OPERACIONAL

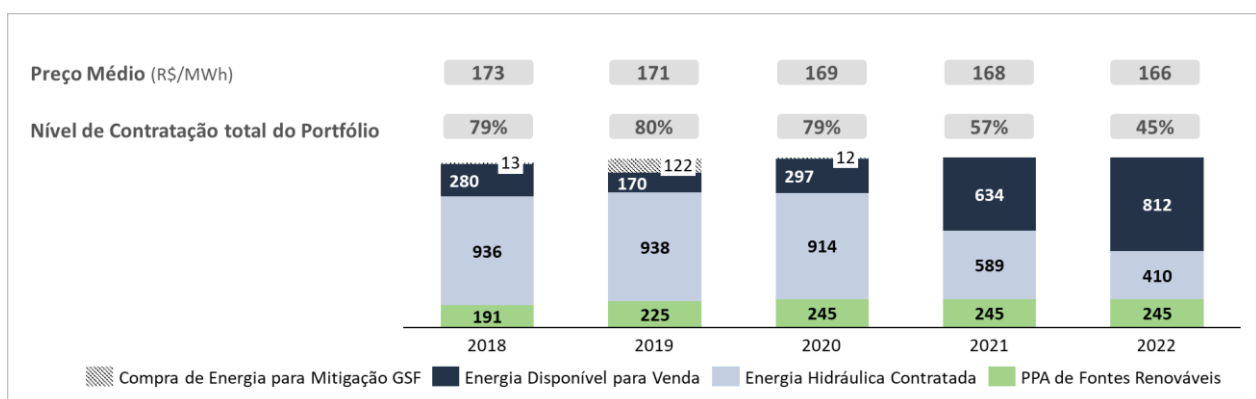
GESTÃO DO NÍVEL DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA

Desde 2016, a AES Tietê Energia implementou uma estratégia dinâmica e ativa de curto, médio e longo prazos para a mitigação do risco hidrológico.

A estratégia da Companhia é gerir o portfólio com monitoramento constante das exposições mensais, buscando oportunidades comerciais para geração de valor e mitigação de risco hidrológico. A Companhia busca uma composição de contratação para a melhor gestão do risco hidrológico e melhores preços de contratos no ambiente livre. Em linha com essa estratégia, em 2018, cerca de 52% da garantia física dos contratos firmados no LEN pelo Complexo Eólico Alto Sertão II (54,3 MWm) foi descontratada no MCSD para o período de janeiro a dezembro de 2018. Esse volume de energia foi revendido no mercado livre a um preço 70% superior em relação ao original, gerando um incremento de receita de R\$ 47,2 milhões em 2018, quando comparada a do cenário de permanência no mercado regulado. Além disso, a descontração possibilitou a venda de R\$ 15,8 milhões de energia no mercado *spot*. No total, a operação adicionou R\$ 63,0 milhões na receita do ano.

Ao longo de 2018, a Companhia buscou rebalancear as vendas de médio prazo, aproveitando de oportunidades comerciais a preços atrativos e elevou o nível de contratação de seu portfólio para os próximos anos. Foram adicionados, ao longo de 2018, 664 MWm para os anos de 2019 a 2022.

Evolução do portfólio⁸ - MWm



⁸ Considera energia convencional e incentivada das usinas hídricas, excluindo perdas e consumo interno (garantia física líquida). Valores reais com base em dezembro de 2018 - considera MCSD para 2018.

○ FONTE HÍDRICA

○ Sazonalização da garantia física hidráulica

A estratégia de sazonalização da garantia física adotada pela Companhia em 2018 buscou otimizar a margem comercial e diminuir a volatilidade ao longo do ano frente ao risco hidrológico. No primeiro trimestre de 2018 foram deslocados ~109 MWh para o terceiro trimestre, em função da esperada elevação dos preços no mercado *spot* entre os períodos devido: (i) à transição do período úmido para o período seco; e (ii) aos níveis relativamente baixos dos reservatórios brasileiros. No ano, essa estratégia incrementou a margem da Companhia em R\$ 28,8 milhões quando comparada ao cenário seguindo a sazonalização do MRE.

○ Energia gerada

O volume total de energia gerada pelas usinas hidráulicas da AES Tietê Energia atingiu 2.408,4 GWh no 4T18 praticamente em linha com o montante averiguado no mesmo período de 2017 (2.434,4 GWh). Esse resultado é reflexo da:

- (i) maior geração (22,0%) das usinas alocadas na bacia do Rio Tietê na comparação entre os períodos pela melhora da afluência (110,9% da MLT no 4T18 vs. 103,7% da MLT no 4T17); efeito compensado pela
- (ii) menor geração (17,1%) das usinas alocadas na bacia do Rio Grande, devido principalmente à redução temporária da descarga mínima do reservatório da usina Caconde, entre os meses de julho e dezembro, pela Agência Nacional das Águas (“ANA”), para preservar o estoque de água disponível em face à desfavorável situação hidrológica da bacia do Rio Pardo, afetando a geração mesmo com a melhora no cenário hidrológico na região.

Em 2018, o volume total de energia gerada pelas usinas hidráulicas foi de 9.029,5 GWh, uma queda de 19,8% quando comparado com 2017 (11.259,6 GWh), principalmente devido à:

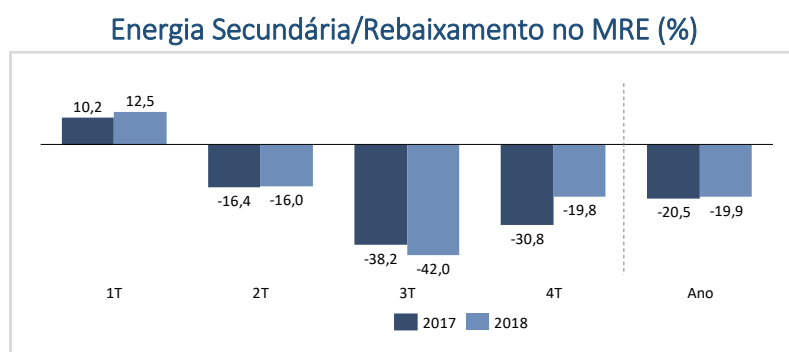
- (i) redução de 950,2 GWh (ou 16,9%) na geração da Usina de Água Vermelha, resultado da afluência 13,2% menor no reservatório desta usina entre os anos, que representa 52,5% da capacidade hídrica instalada da Companhia;
- (ii) redução de 1.035,3 GWh (ou 21,4%) na geração das usinas localizadas na Bacia do Tietê, dada menor afluência nesta bacia de 85,7% da MLT, uma queda de 29,8 p.p. quando comparada à média de 2017 (115,5% da MLT); e
- (iii) diminuição de 112,6 GWh (ou 40,0%) na geração da Usina de Caconde no ano, pela restrição mencionada anteriormente.

Geração - Usinas Hidráulicas (GWh)	4T17	4T18	Var	2017	2018	Var
Energia Gerada Bruta	2.434,4	2.408,4	-1,1%	11.259,6	9.029,5	-19,8%
Água Vermelha	1.273,4	1.097,2	-13,8%	5.623,8	4.673,6	-16,9%
Bariri	140,4	183,2	30,5%	695,3	546,1	-21,5%
Barra Bonita	102,3	142,6	39,4%	574,6	465,1	-19,1%
Caconde	59,2	21,9	-63,1%	281,2	168,6	-40,0%
Euclides da Cunha	83,0	57,4	-30,9%	376,0	272,0	-27,7%
Ibitinga	169,3	217,6	28,5%	749,2	640,7	-14,5%
Limoeiro	24,3	17,1	-29,5%	107,1	80,2	-25,1%
Nova Avanhandava	346,7	393,9	13,6%	1.624,4	1.255,7	-22,7%
Promissão	230,1	268,9	16,9%	1.198,6	899,2	-25,0%
Mogi / S. Joaquim / S. José	5,7	8,6	51,4%	29,5	28,3	-4,0%

o Fator de Ajuste da Garantia Física (“GSF”) - Energia Secundária/Rebaixamento

No 4T18 registrou-se um rebaixamento⁹ no MRE de 19,8%, 11,0 p.p inferior ao registrado no 4T17, que foi de 30,8%. Para o ano de 2018, o rebaixamento médio registrado foi de 19,9%, 0,6 p.p menor que 2017 (20,5%).

O gráfico abaixo apresenta a energia secundária/rebaixamento contabilizada pela CCEE no MRE nas liquidações financeiras efetuadas ao longo de 2018 em comparação com 2017.



Fonte: CCEE

⁹ Considera dados preliminares da CCEE para dezembro 2018.

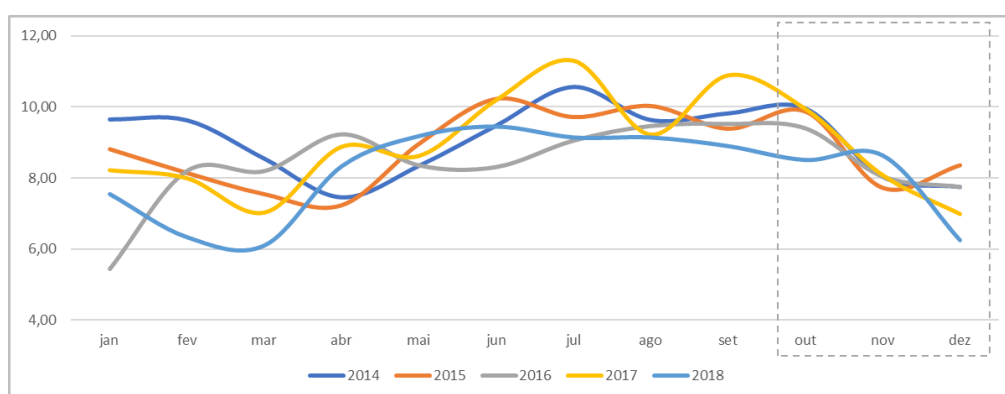
○ FONTE EÓLICA

○ Energia gerada

A geração eólica varia principalmente de acordo com a velocidade do vento da região em que o parque eólico está localizado. Para os parques localizados na região Nordeste, a curva de sazonalidade de vento é mais forte principalmente no segundo e terceiro trimestres. Esse efeito é refletido diretamente na receita dos parques.

A velocidade dos ventos no 4T18 foi menor 6,3% do que no 4T17 e 6,8% menor do que a média dos últimos 5 anos para o mesmo período.

Histórico de Velocidade Média do Vento em Alto Sertão II (m/s)



Fonte: Companhia

A geração bruta do complexo eólico Alto Sertão II foi 4,6% inferior no 4T18 quando comparada ao mesmo período do ano anterior (353,2 GWh no 4T18 vs. 370,3 GWh no 4T17). Em 2018, a geração ficou estável quando comparada com a geração medida em 2017, mesmo com uma menor média de vento (8,1 m/s em 2018 vs. 8,9 m/s em 2017). O complexo manteve seu patamar de geração devido ao incremento da disponibilidade das máquinas no período.

Geração - Parques Eólicos (GWh)	4T17	4T18	Var	2017	2018	Var
Energia Gerada Bruta	370,3	353,2	-4,6%	1.541,1	1.541,4	0,0%
LER 2010	149,4	148,4	-0,6%	679,4	657,6	-3,2%
LEN 2011	220,9	204,7	-7,3%	861,6	883,8	2,6%

○ FONTE SOLAR

○ Energia gerada

Segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar de 2017, diferente das fontes convencionais, a energia solar é temporalmente intermitente, o que significa que a variabilidade do recurso se dá em razão da sua forte relação com as condições meteorológicas do local.

A localização da maior parte do território brasileiro na região intertropical torna a energia solar uma das fontes com maior potencial de crescimento no país, dado que a duração da incidência da irradiação é bastante constante.

Os complexos solares pertencentes ao portfólio da AES Tietê Energia estão localizados no Estado de São Paulo, que está no centro de carga do país, incentivando assim novas unidades de geração de energia elétrica, dentre elas a energia fotovoltaica. O primeiro deles, o Complexo Solar Guaimbê, entrou em operação em setembro de 2018 e abaixo é possível verificar a geração do ativo no período. No 4T18, o complexo apresentou geração bruta de 65,4 GWh e 88,3 GWh no acumulado do ano.

Geração - Parques Solares (GWh)	4T17	4T18	Var	2017	2018 ¹	Var
Energia Gerada Bruta	-	65,4	-	-	88,3	-
Guaimbê	-	65,4	-	-	88,3	-

¹ Corresponde a quatro meses de geração – entrada em operação do parque em setembro de 2018.

DESEMPENHO FINANCEIRO

○ RECEITA E MARGEM LÍQUIDA

A receita operacional líquida totalizou R\$ 466,7 milhões no 4T18, em linha com o resultado registrado no 4T17 (R\$ 466,1 milhões). Já no ano de 2018, a receita operacional líquida atingiu R\$ 1.923,5 milhões, valor 11,3% superior ao reportado em 2017 (R\$ 1.728,1 milhões).

A margem operacional líquida (receita líquida livre de compra de energia para revenda, taxas e encargos setoriais) da AES Tietê Energia totalizou R\$ 352,3 milhões no 4T18, incremento de 25,3% quando comparada com a do 4T17 (R\$ 281,1 milhões). Esse resultado pode ser explicado principalmente por:

- (i) R\$ 60,7 milhões de incremento na margem líquida hídrica devido principalmente à maior receita proveniente do mercado *spot*, resultado da combinação das estratégias de alocação e de comercialização de energia, aliado à queda do volume de compra de energia, dado menor rebaixamento no período (19,8% no 4T18 vs. 30,8% no 4T17); e
- (ii) R\$ 10,1 milhões de ganho na margem de fontes renováveis oriundo especialmente da contribuição do Complexo Solar de Guaimbê que entrou em operação em setembro deste ano.

Em 2018, a margem operacional líquida da Companhia foi de R\$ 1.336,4 milhões, 20,3% superior à registrada em 2017 (R\$ 1.111,2 milhões). Resultado explicado principalmente por:

- (i) R\$ 163,3 milhões das operações renováveis, combinação da operação de descontração de energia por meio do MCSD e da contribuição integral do resultado de ASII no ano e entrada em operação do Complexo Solar de Guaimbê; e
- (ii) R\$ 56,2 milhões na margem líquida hídrica, resultado em especial do aproveitamento de oportunidades comerciais e da estratégia de alocação de energia adotada em 2018.

o DESPESAS OPERACIONAIS

As despesas operacionais (excluindo depreciação e amortização) totalizaram R\$ 82,9 milhões no 4T18, em linha com o resultado apresentado no 4T17 (R\$ 82,5 milhões) e com os demais trimestres de 2018.

Já no ano de 2018, as despesas operacionais totalizaram R\$ 329,6 milhões, crescimento de 17,6% quando comparadas com 2017 (R\$ 280,2 milhões). Esse resultado se deve, especialmente por:

- (i) G&A: Aumento de R\$ 17,8 milhões devido basicamente à reestruturação de quadro (R\$ 13,7 milhões) feita no início de 2018 e que reflete a estratégia de crescimento e comercialização da Companhia; e
- (ii) O&M: aumento de R\$ 32,5 milhões decorrentes principalmente da contabilização do ano completo de operação de ASII (R\$ 36,6 milhões), compensados parcialmente pela redução de outras despesas como o reconhecimento da provisão para crédito de liquidação duvidosa referente à inadimplência de um cliente do mercado regulado em 2017 e recebimento de provisão em 2018.

o Ebitda

A AES Tietê Energia registrou um Ebitda de R\$ 269,3 milhões no 4T18, valor 35,6% superior ao resultado do 4T17 (R\$ 198,6 milhões), consequência principalmente do incremento de R\$ 60,7 milhões na margem líquida hídrica, devido à estratégia de alocação e de compra de energia para revenda e nível de geração do período.

No ano de 2018, o Ebitda consolidado registrado foi de R\$ 1.006,8 milhões, valor 21,2% superior ao resultado de 2017 (R\$ 831,0 milhões). Esse resultado se deve principalmente ao crescimento do portfólio de ativos renováveis, que contribuíram com R\$ 117,3 milhões para o incremento do resultado. Além disso, o incremento no resultado apresentado se deve a estratégia de sazonalização para o período, aliada ao efeito positivo proveniente da estratégia de comercialização de energia, onde a Companhia pôde se beneficiar de oportunidades de mercado para reduzir ainda mais o efeito do risco hidrológico em seu Ebitda.

o RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido registrado pela Companhia no 4T18 foi uma despesa de R\$ 62,3 milhões comparado com uma despesa de R\$ 90,7 milhões registrada no 4T17. No ano de 2018, o resultado foi uma despesa de R\$ 315,1 milhões comparado com uma despesa de R\$ 203,8 milhões em 2017.

Resultado Financeiro (R\$ milhões)	4T17	4T18	Var	2017	2018	Var
Receitas Financeiras	21,9	19,1	-12,5%	91,4	106,8	16,8%
Despesas Financeiras / Variações Cambiais	(112,5)	(81,4)	-27,6%	(295,3)	(421,9)	42,9%
Despesas Financeiras	(113,1)	(79,0)	-30,2%	(296,5)	(435,2)	46,8%
Variações Cambiais	0,6	(2,5)	-539,6%	1,2	13,3	990,1%
Resultado Financeiro	(90,7)	(62,3)	-31,3%	(203,8)	(315,1)	54,6%

o Receitas Financeiras

As receitas financeiras somaram R\$ 19,1 milhões no 4T18, uma redução de 12,5% em comparação com a receita financeira registrada no 4T17 (R\$ 21,9 milhões). Isso se deve, principalmente à redução de R\$ 7,1 milhões na receita proveniente de aplicações financeiras devido à redução do CDI médio entre os períodos (6,40% no 4T18 vs. 7,47% no 4T17), resultando em menor rentabilidade.

Em 2018, as receitas financeiras totalizaram R\$ 106,8 milhões, aumento de 16,8% quando comparado a 2017 (R\$ 91,4 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelo maior saldo das aplicações financeiras, considerando o saldo ativo da liminar do GSF, que apresentaram rentabilidade maior em R\$ 7,3 milhões entre os períodos.

o Despesas Financeiras e Variações Cambiais

As despesas financeiras e variações cambiais somaram R\$ 81,4 milhões no 4T18, montante 27,6% inferior aos R\$ 112,5 milhões registrados no mesmo período de 2017. Tal variação é explicada, sobretudo pela atualização monetária do valor provisionado referente ao rebaixamento (GSF), em função da variação do saldo e do IGP-M entre os períodos, representando uma variação positiva de R\$ 26,6 milhões.

Em 2018, as despesas e variações cambiais totalizaram R\$ 421,9 milhões, valor 42,9% superior aos R\$ 295,3 milhões de 2017. Tal variação é explicada principalmente por:

- (i) aumento de R\$ 96,1 milhões, devido ao maior volume de dívida;
- (ii) aumento da despesa relacionada à atualização monetária do valor provisionado referente a liminar vigente da discussão judicial relacionada ao rebaixamento (GSF) de R\$ 47,5 milhões, devido ao aumento do saldo passivo e também da variação do IGP-M entre os períodos; efeitos parcialmente compensados pelo
- (iii) impacto positivo da marcação à mercado relacionada à operação de *hedge* realizada para compra de equipamentos de geração solar para os parques em construção, no valor de R\$ 19,9 milhões.

o LUCRO LÍQUIDO

No 4T18, a AES Tietê Energia apurou um lucro líquido consolidado de R\$ 104,9 milhões, resultado 141,9% superior ao auferido no 4T17 (R\$ 43,4 milhões). Contribuíram para o resultado do período os seguintes fatores:

- (i) incremento de R\$ 60,7 milhões na margem hídrica, explicada principalmente pela queda de compra de energia, devido ao maior rebaixamento apurado no 4T17 e aos ganhos com as estratégias de sazonalização e comercialização de energia;
- (ii) manutenção do patamar de despesas operacionais da Companhia (R\$ 82,9 milhões no 4T18 vs. R\$ 82,5 milhões no 4T17); e
- (iii) melhora do resultado financeiro em R\$ 28,4 milhões, efeito explicado principalmente pela variação positiva de R\$ 26,6 milhões relacionados à atualização monetária referente ao GSF.

Em 2018, a Companhia apurou um lucro líquido consolidado de R\$ 288,0 milhões, resultado 3,5% inferior ao auferido em 2017 (R\$ 298,3 milhões). Contribuíram para o resultado do período os seguintes fatores:

- (i) ganho de R\$ 163,3 milhões na margem líquida das operações renováveis, em função da combinação da operação de desconstrução de energia por meio do MCS D e contribuição integral do resultado de ASII no ano, associado à contribuição de R\$ 56,2 milhões na margem líquida hídrica, resultado principalmente do aproveitamento de oportunidades comerciais e da estratégia de alocação de energia adotada em 2018; efeitos parcialmente compensados pelo
- (ii) incremento de R\$ 72,3 milhões na linha de depreciação e amortização devido à adição de novos ativos ao portfólio; e
- (iii) efeito redutor de R\$ 111,3 milhões de resultado financeiro, em função principalmente do aumento do volume da dívida da Companhia, suportando a estratégia de investimento e crescimento da Companhia e R\$ 47,5 milhões referente a atualização monetária do GSF.

o REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

Ao longo de 2018, a Administração da Companhia distribuiu R\$ 211,9 milhões, referentes aos dividendos intermediários dos três primeiros trimestres do ano e R\$ 47,4 milhões sobre a forma de JSCP, relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018.

Adicionalmente, a Administração da Companhia submeterá à aprovação dos acionistas em Assembleia Geral Ordinária, prevista para ocorrer em 25 de abril de 2019, a proposta de distribuição de dividendos complementares ao lucro líquido do exercício de 2018, no montante de R\$ 78,6 milhões, sendo R\$ 0,03996170425 por ação ordinária e preferencial e R\$ 0,19980852125 por *unit*.

O total de R\$ 337,9 milhões de proventos, incluindo o montante a ser aprovado em Assembleia Geral Ordinária, resulta em uma relação de pagamento (*dividend payout*) de 117% no ano.

o ENDIVIDAMENTO

Dívidas (R\$ milhões)	Montante ¹	Vencimento	Custo Nominal
AES Tietê Energia²	3.042,5		
4ª Emissão de Debêntures – 3ª série	337,3	dez/20	IPCA + 8,43% a.a.
5ª Emissão de Debêntures	187,9	dez/23	IPCA + 6,54% a.a.
6ª Emissão de Debêntures – 1ª série	688,5	abr/22	CDI + 0,90% a.a.
6ª Emissão de Debêntures – 2ª série	337,3	abr/24	IPCA + 6,78% a.a.
7ª Emissão de Debêntures – 1ª série	526,8	fev/20	CDI + 0,52% a.a.
7ª Emissão de Debêntures – 2ª série	765,6	fev/23	CDI + 1,30% a.a.
8ª Emissão de Debêntures	199,1	mai/30	IPCA + 6,02% a.a.
AES Tietê Eólica	1.084,6		
Financiamento BNDES	659,6	dez/31	TJLP + 2,88% a.a.
Financiamento BNDES (Subcrédito Social)	4,7	dez/31	TJLP
Repasso Banco do Brasil (BNDES indireto)	251,1	dez/31	TJLP + 2,60% a.a.
1ª Emissão de Debêntures – 1ª série	87,3	dez/25	IPCA + 7,61% a.a.
1ª Emissão de Debêntures – 2ª série	81,9	dez/25	IPCA + 7,87% a.a.

¹ Saldo contábil atualizado.

² Não considera arrendamento financeiro.

A dívida bruta consolidada da AES Tietê Energia encerrou 2018 em R\$ 4.127,9 milhões, superior à posição da dívida bruta em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 3.589,6 milhões). Essa variação está associada à:

- (i) R\$ 1.250,0 milhões referentes à 7ª emissão de debêntures da AES Tietê Energia, para suportar a estratégia de investimentos; e
- (ii) R\$ 200,0 milhões referentes à 8ª emissão de debêntures da AES Tietê Energia para financiamento da construção da Fase I do Complexo Solar Ouroeste; compensados parcialmente pelo
- (iii) resgate antecipado da 3ª emissão de notas promissórias da AES Tietê Energia no valor de R\$ 900,0 milhões.

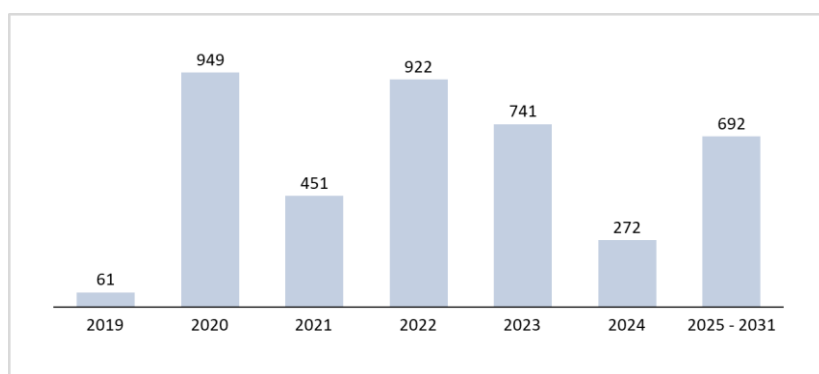
No encerramento do ano, as disponibilidades somavam R\$ 1.034,0 milhões, montante inferior ao valor registrado no mesmo período de 2017 (R\$ 1.204,5 milhões). Tal diferença se deve, principalmente à:

- (i) geração de caixa operacional de R\$ 841,2 milhões;
- (ii) R\$ 538,3 milhões devido ao aumento no saldo de dívida bruta, explicado acima; efeitos parcialmente compensados pelo
- (iii) investimento total no valor de R\$ 1.073,8 milhões com os Complexos Solares Ouroeste e Guaimbê, projetos em geração distribuída e manutenção das usinas hídricas; e
- (iv) R\$ 270,1¹⁰ milhões de pagamento de dividendos acumulados.

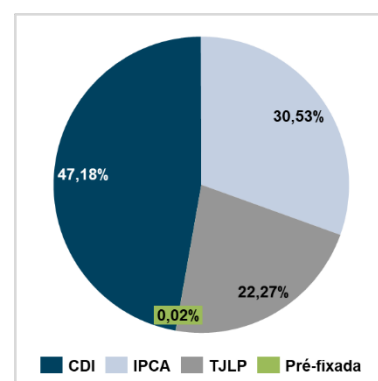
Uma visão mais detalhada é apresentada na seção de Fluxo de Caixa Gerencial. Desta forma, a dívida líquida consolidada em 2018 era de R\$ 3.094,0 milhões, montante superior em relação à posição em 2017 (R\$ 2.385,1 milhões).

Os gráficos a seguir apresentam a composição dos indexadores do endividamento da AES Tietê Energia no período, bem como o cronograma de amortização, ambos de forma consolidada.

Cronograma de amortização da dívida¹¹ (R\$ milhões)



Dívida Bruta por Indexador¹²



¹⁰ Líquido de imposto de JCSF.

¹¹ Fluxo composto por amortização de principal.

¹² Valores relativos ao principal.

Abaixo, a escala de *rating* da AES Tietê Energia.

	Ratings	Moody's
Escala	Nacional	Aa1
	Internacional	Ba2

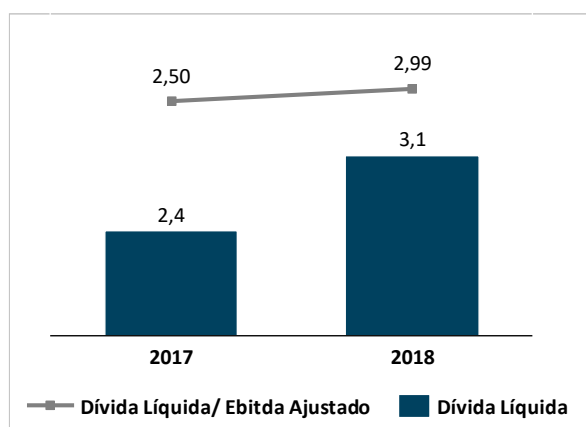
o Covenants

O limite estabelecido pelas dívidas da Companhia é de 3,85x, válido pelo período de 36 meses após um evento de aquisição. Em linha com a estratégia de diversificação de fontes da Companhia, o limite estabelecido para o índice de alavancagem da 7ª emissão é de 4,00x, sendo que para um evento de investimento, podendo ser tanto uma aquisição quanto construção e desenvolvimento de projetos acima de R\$ 150 milhões que ocorram a partir de 1º de julho de 2018, tal índice subirá para 4,50x durante os doze primeiros meses, passando para 4,25x do 13º ao 24º mês, retornando para 4,00x até o final da dívida. O índice de cobertura de juros não poderá ser inferior a 1,25x para essa emissão.

O índice de alavancagem (Dívida Líquida / Ebitda Ajustado) encerrou o quarto trimestre em 2,99x. O índice de cobertura de juros (Ebitda Ajustado / Despesas Financeiras) fechou o 4T18 em 3,29x acima do limite mínimo de 1,50x.

Cabe ressaltar que, o Ebitda utilizado para cálculo dos índices é ajustado para incluir os 12 últimos meses dos ativos adquiridos, inclusive do período anterior ao mesmo fazer parte da estrutura societária da Companhia.

Dívida Líquida (R\$ bilhões) e Alavancagem (vezes)

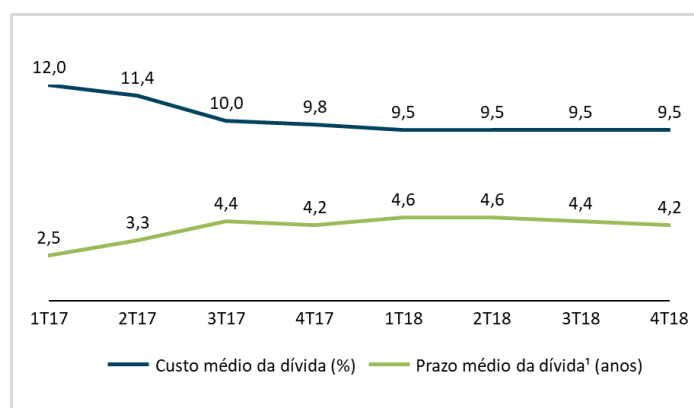


O custo médio da dívida atual da Companhia é de 9,5% ao ano, em comparação a 9,8% no mesmo período de 2017. Essa variação decorre, principalmente, da redução da curva de CDI durante o período (6,40% no 4T18 vs. 7,47% no 4T17).

Como parte de sua estratégia de buscar uma estrutura de capital otimizada, a Companhia tem buscado alongar o prazo médio de suas dívidas. Em 2018, a Companhia concluiu a 7ª emissão de debêntures com o

prazo de 5 anos. Adicionalmente, a 8ª emissão de debêntures foi realizada com prazo de 12 anos, contribuindo também com o alongamento do perfil da dívida. Como resultado, o prazo médio da dívida da AES Tietê Energia atualmente é de 4,2 anos, mesmo patamar de 2017, mas superior aos níveis históricos da Companhia, conforme ilustrado no gráfico abaixo.

Custo e prazo médio da dívida



¹ Refere-se ao prazo do principal da dívida.

o CAPEX

Os investimentos da AES Tietê Energia somaram R\$ 149,3 milhões no 4T18, valor 409,7% maior que o montante investido no 4T17 (R\$ 29,3 milhões), variação explicada principalmente pelos investimentos realizados no Complexo Solar Ouroeste, alinhados com a estratégia de crescimento da Companhia. Em 2018, os investimentos somaram R\$ 437,2 milhões, valor 342,1% maior que o montante investido em 2017 (R\$ 98,9 milhões). No total do acumulado de 2018 destacam-se:

- (i) R\$ 365,1 milhões para novos projetos, sendo 76,9% deste valor (R\$ 280,6 milhões) destinados à construção da Fase 1 do Complexo Solar Ouroeste; e
- (ii) R\$ 56,4 milhões destinados à manutenção e modernização dos ativos existentes da Companhia, sendo R\$ 47,6 milhões às usinas de Água Vermelha e Ibitinga.

o Plano de Investimento - CAPEX

A Companhia prevê investir aproximadamente R\$ 662,1 milhões no período de 2019 até 2023, destinados à modernização e manutenção de seus ativos em operação e à expansão, principalmente para finalização da construção de seus parques solares, conforme apresentado na tabela a seguir:

Investimentos - R\$ milhões¹	2019E	2020E	2021E	2022E	2023E	Total 2019E-2023E
Modernização e Manutenção	70,5	74,2	74,4	79,7	66,2	365,1
Expansão²	273,2	1,4	0,0	0,0	0,0	274,7
Juros de Capitalização³	4,4	2,6	5,9	5,0	4,5	22,4
Total	348,2	78,2	80,4	84,6	70,7	662,1

o FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

A geração operacional de caixa foi de R\$ 118,9 milhões no 4T18, representando uma queda de R\$ 171,8 milhões quando comparada ao mesmo período do ano anterior em função da inadimplência do setor devido ao GSF não repactuado¹³. Caso a Companhia não estivesse exposta a este efeito, a geração operacional de caixa seria superior ao 4T17.

Em linha com o plano de crescimento da Companhia, foram investidos R\$ 116,5 milhões no Complexo Solar Ouroeste. Ainda no período, a Companhia apresentou aumento de R\$ 106,6 milhões no montante distribuído em forma de dividendos e JSCP, que totalizaram R\$ 143,0 milhões no período analisado.

No acumulado do ano de 2018, a geração de caixa operacional foi positiva em R\$ 841,2 milhões, montante R\$ 132,8 milhões inferior ao registrado no ano de 2017 pelos motivos mencionados acima.

Durante o ano corrente investimos na modernização das usinas hidrelétricas e no plano de crescimento de geração de energia renovável o total de R\$ 1.073,8 milhões, montante superior em R\$ 237,6 milhões ao montante de 2017.

Como resultado dos elementos acima destacados, o saldo final de caixa consolidado de 2018 atingiu R\$ 1.034,0 milhões contra R\$ 1.204,5 milhões de 2017.

Fluxo de Caixa - R\$ milhões	4T17	4T18	Var	2017	2018	Var
Saldo inicial de Caixa	1.005,3	1.171,3	166,0	577,7	1.111,8	534,1
<i>Geração Operacional de Caixa</i>	<i>290,7</i>	<i>118,9</i>	<i>(171,8)</i>	<i>974,0</i>	<i>841,2</i>	<i>(132,8)</i>
<i>Investimentos</i>	<i>(12,1)</i>	<i>(6,4)</i>	<i>5,7</i>	<i>(84,2)</i>	<i>(61,8)</i>	<i>22,4</i>
<i>Investimentos Controladas</i>	<i>(64,9)</i>	<i>(116,5)</i>	<i>(51,6)</i>	<i>(752,0)</i>	<i>(1.012,0)</i>	<i>(260,0)</i>
<i>Despesas Financeiras Líquidas</i>	<i>(53,6)</i>	<i>(52,1)</i>	<i>1,5</i>	<i>(91,2)</i>	<i>(144,1)</i>	<i>(52,9)</i>
<i>Amortização Líquida</i>	<i>(0,1)</i>	<i>-</i>	<i>0,1</i>	<i>952,8</i>	<i>581,2</i>	<i>(371,6)</i>
<i>IR/CSLL</i>	<i>(17,2)</i>	<i>(20,5)</i>	<i>(3,4)</i>	<i>(98,9)</i>	<i>(94,4)</i>	<i>4,5</i>
Movimentação de Caixa	142,9	(76,5)	(219,4)	900,5	110,1	(790,4)
<i>Dividendos e JSCP</i>	<i>(36,3)</i>	<i>(143,0)</i>	<i>(106,6)</i>	<i>(366,4)</i>	<i>(270,1)</i>	<i>96,3</i>
Saldo final de Caixa Controladora	1.111,8	951,9	(160,0)	1.111,8	951,9	(160,0)
Caixa Controladas	92,7	82,1	(10,6)	92,7	82,1	(10,6)
Saldo final de Caixa Consolidado¹	1.204,5	1.034,0	(170,6)	1.204,5	1.034,0	(170,6)

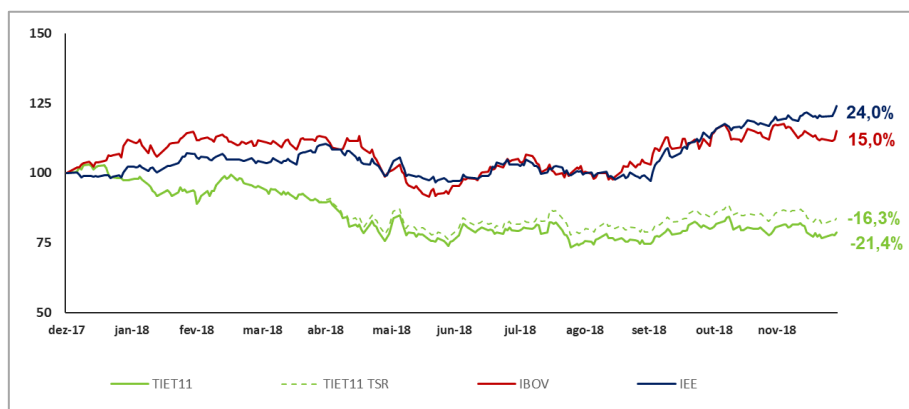
¹ Não considera caixa restrito e/ou bloqueado.

¹³ Saldo das empresas que possuem liminar para não pagamento das liquidações referentes ao GSF.

○ MERCADO DE CAPITAIS

Em 2018, as *units* da Companhia apresentaram desvalorização de 21,4%, quando comparadas a 2017, encerrando o ano cotadas a R\$ 10,02. Em relação aos indicadores de mercado, no mesmo período, o IEE valorizou 24,0% e o Ibovespa 15,0%, encerrando 2018 em 49.266 pontos e 87.887 pontos, respectivamente. Ao longo de 2018, o volume médio diário negociado foi de 1.032 mil *units* frente a 1.328 mil *units* em 2017, representando uma redução de 22,3% em relação a 2017. O gráfico abaixo demonstra o desempenho das *units*:

AES Tietê Energia x Ibovespa x IEE x TSR¹
Base 100 – 31/12/2017



Fonte: Bloomberg.

¹ Total Shareholder Return – Retorno total ao acionista (considera a variação das cotações e os dividendos declarados no período).

○ ESTRUTURA ACIONÁRIA

Em 31 de dezembro de 2018, o capital social subscrito e integralizado da AES Tietê Energia era de R\$ 416,6 milhões, representado por ações ordinárias e preferenciais, conforme detalhado a seguir.

Estrutura Acionária	ON	% ON	PN	% PN	Total	% Total
AES Holdings Brasil	477.289.199	61,6%	471.926	0,0%	477.761.125	24,3%
BNDESPAR	111.477.600	14,4%	445.910.403	37,4%	557.388.003	28,3%
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.	31.228.340	4,0%	124.913.360	10,5%	156.141.700	7,9%
Ações em Tesouraria	3	0,0%	12	0,0%	15	0,0%
Outros	155.179.442	20,0%	620.914.627	52,1%	776.094.069	39,5%
Total	775.174.584	100,0%	1.192.210.328	100,0%	1.967.384.912	100,0%

DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIOS

o NOVAS ENERGIAS

A expansão das fontes renováveis na matriz de geração elétrica brasileira e avanços regulatórios fomentam a demanda por novas soluções operacionais, tecnológicas e digitais ligadas a este novo cenário. Neste contexto, a AES Tietê Energia busca continuamente soluções inovadoras e sustentáveis que contribuam para a resolução dos desafios de nossos clientes, gerem valor para toda a sociedade e universalizem a experiência com o uso da energia. Isso significa que pensamos em novos modelos de negócio e alternativas tecnológicas que colaborem para o aumento da eficiência e confiabilidade da energia dos nossos clientes e principalmente para a redução de impactos ambientais.

o Geração Distribuída

Com a nova regulação de geração distribuída (mais detalhes no capítulo “Contexto Regulatório” deste relatório), a construção de projetos de até 5 MW em um mesmo local se tornou possível e veio aliada à novas alternativas de negócio como: (i) autoconsumo remoto: geração de energia remota para um único CNPJ; e (ii) geração compartilhada: união de diferentes CNPJs e CPFs, cujo consumo de cada cliente não justifica um empreendimento exclusivo, em contratos de consórcio ou cooperativa para se beneficiar da geração de energia remota.

Desde 2015 a Companhia vem desenvolvendo projetos de geração distribuída solar, em diferentes formatos.

No 3T17, celebramos junto ao Colégio Mackenzie, contrato para desenvolvimento de um projeto de estacionamento solar (“*Carport*”), com a potência de 537,6 kWp e que iniciará sua operação no 2T19.

Dando continuidade à estratégia de expansão em novas tecnologias, em janeiro de 2018 a Companhia fechou contrato de geração solar distribuída com a Drogaria Araújo, maior rede de farmácias de Minas Gerais, na modalidade autoconsumo remoto, com 4,2 MW de potência instalada. Em 2019, houve a ampliação do escopo do projeto, que agora conta com 5,0 MW de capacidade instalada, suficiente para atender mais de 170 lojas do grupo por um período de 10 anos. Atualmente a planta solar está em construção na cidade de Janaúba, no norte de Minas Gerais e tem previsão de início de operação ainda no primeiro semestre de 2019. Além disso, ainda em 2018 a Companhia fechou mais um contrato, adicionando 5,3 MW ao portfólio.

Na modalidade de geração compartilhada, temos em construção duas plantas fotovoltaicas de 1 MW de capacidade instalada cada. As plantas estão sendo desenvolvidas na região da UHE Água Vermelha, uma na cidade de Iturama em Minas Gerais e outra em São Paulo, próximo ao Complexo Solar Ouroeste. A previsão de início de operação destas plantas é no 3T19.

A Companhia hoje possui pipeline de projetos de GD de 33 MW, em processos de concorrência de mais seis clientes de projeção nacional, que adicionarão 17,9 MW de projetos de geração distribuída para o portfólio da AES Tietê Energia e 15,0 MW de demais projetos em negociação. Os contratos estão em avaliação e têm previsão de assinatura para o primeiro semestre de 2019. Após a assinatura do contrato, o tempo médio de implantação dos projetos é de 12 meses. Os ativos serão desenvolvidos nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais e Rio Grande do Sul, com contratos médios de 10 anos. Com a adição desses projetos, a Companhia ultrapassará os 45 MW em capacidade instalada de geração distribuída, se tornando um importante player nacional dentro da modalidade.

o Armazenamento de Energia

O armazenamento de energia é outra importante linha de negócio oferecida pela Companhia. A AES é líder mundial em *energy storage*, com experiência de mais 10 anos e mais de 600 MW de projetos em operação, construção ou em estágio avançado de desenvolvimento.

No início de 2018, foi criada a Fluence, produto da fusão da divisão de *energy storage* da AES com a Siemens, que passou a ser a grande líder nesse segmento no mundo. No Brasil, a AES Tietê Energia é pioneira em oferecer esta solução para o mercado. A Companhia vem realizando diversos estudos e apresentações em seminários relacionados ao tema pelo Brasil, com o objetivo de manter constante diálogo com entidades do setor elétrico para apresentar a tecnologia, suas aplicações e benefícios, bem como contribuir para o aprimoramento do modelo regulatório, visando fomentar o crescimento de soluções de armazenamento. Adicionalmente, passamos a oferecer soluções integradas de *energy storage* aos nossos clientes finais.

A usina hidráulica de Bariri foi a primeira usina nacional a ser integrada a um sistema de baterias para armazenar sua geração. O projeto tem capacidade de aproximadamente 200 kW e utiliza baterias de íons de lítio. O projeto entrou em operação em 2018, e já está sendo utilizado para demonstrar a clientes e órgãos reguladores como os equipamentos funcionam na prática. Com isso, o Brasil passou a fazer parte do mapa mundial do armazenamento de energia. Mais uma vez a AES Tietê Energia se mostra pioneira no desenvolvimento de novas tecnologias para fomentar a evolução do setor elétrico no país.

CONTEXTO REGULATÓRIO

o Limites máximo e mínimo do PLD

Em 18 de dezembro de 2018 foi publicada a Resolução Homologatória nº 2.498/2018, que estabeleceu os limites máximos e mínimos do PLD para o ano de 2019. O PLD mínimo e máximo foi definido em R\$ 42,35/MWh e R\$ 513,89/MWh, respectivamente (PLD mínimo de R\$ 40,16/MWh e máximo de R\$ 505,18/MWh para o ano de 2018).

o Mudanças no cálculo do PLD

Em 2017, a CPAMP divulgou um cronograma com as atividades em desenvolvimento para o aprimoramento do cálculo dos preços que, se aprovados em até 31 de julho de cada ano, deverão ser implementados a partir de janeiro do ano subsequente.

A comissão deliberou, em 6 de junho de 2018, pela postergação da implementação do PLD em etapa horária para janeiro de 2020. O ONS e a CCEE entenderam que, para a utilização do DESSEM na programação diária da operação e cálculo do PLD horário, há a necessidade de aprimoramentos no modelo, de forma a melhor representar alguns aspectos da realidade operativa do SIN.

Embora os referidos aprimoramentos integrem o escopo de implantação do DESSEM, os prazos para implementação, aprovação da metodologia e disseminação junto aos agentes superam a data limite estabelecida pela Resolução 07/2016, do CNPE.

A discussão sobre aprimoramento do cálculo dos preços tem como objetivo reduzir distorções no sinal de PLD decorrente do despacho térmico fora da ordem de mérito definido, na operação real do sistema. A partir

da primeira semana operativa de 2018 considerou-se a representação explícita das perdas elétricas nas interligações entre os subsistemas nos modelos computacionais, conforme Consulta Pública MME nº 35/2017. Porém, a partir da primeira semana de março de 2018 essa representação foi desconsiderada, conforme o Ofício nº 020/2018-SRG/ANEEL, de 20 de fevereiro de 2018.

o Impactos da retração de geração hidráulica no MRE / GSF

Conforme anteriormente referenciado, o despacho hidrelétrico é definido pelo ONS, cujo modelo tem como objetivos principais o atendimento da carga e a minimização do custo total de operação do sistema.

Os geradores hidrelétricos devem manter suas usinas disponíveis para serem despachadas pelo ONS e não têm poder de decisão sobre o nível de energia gerada. Dessa forma, o risco resultante desse modelo de operação centralizada é compartilhado apenas entre os geradores hidrelétricos por meio do MRE.

No entanto, considerando a mudança da matriz energética, com maior participação das fontes renováveis (eólica, biomassa e solar) e de fatores que estão fora do controle dos geradores, tais como o despacho fora da ordem de mérito, a crítica hidrologia dos últimos anos, a retração do consumo e a importação de energia de países vizinhos, os geradores hidrelétricos ficam expostos, de forma involuntária, a um risco muito superior ao previamente considerado em suas estratégias de contratação.

Assim, desde o final de 2012, a geração das usinas hidráulicas participantes do MRE tem sido menor do que as suas respectivas garantias físicas, resultando em um GSF menor do que 1, que indica o nível de rebaixamento das garantias físicas das usinas hidrelétricas para efeito da contabilização na CCEE, gerando exposição dos geradores hidrelétricos ao mercado.

As liminares obtidas por agentes do setor elétrico limitaram ou neutralizaram o impacto do deslocamento hidrelétrico para algumas usinas pertencentes ao MRE. Em julho de 2015, foi deferida liminar pleiteada pela Associação dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (“APINE”) para determinar à ANEEL abster-se de proceder ao ajuste do MRE em relação às associadas da APINE representadas na ação, caso haja geração total do MRE em montante inferior à garantia física desse mesmo conjunto. Em 07 de fevereiro de 2018, fomos intimados de decisão de primeira instância que julgou improcedente a ação e, conseqüentemente, revogou os efeitos da liminar que protegia as empresas associadas da APINE dos efeitos do GSF no MRE. Em 14 de fevereiro de 2018, foram opostos embargos de declaração, os quais foram acolhidos para preservar os efeitos da liminar durante o período em que a mesma esteve válida, ou seja, de 01/07/2015 a 07/02/2018, até o julgamento definitivo, em 2ª instância. A ANEEL apelou da decisão de 1ª instância, buscando, através de pedido liminar, cancelar a decisão que manteve os efeitos da liminar em favor da APINE (no período de julho de 2015 a fevereiro de 2018). Em 30 de abril de 2018, o Tribunal negou o pedido da ANEEL.

A APINE, por sua vez, também apelou da decisão de 1ª instância, pleiteando, dentre outros pedidos, que os efeitos da liminar não se restringissem a 07 de fevereiro de 2018, mas sim até o julgamento final em 2ª instância. Em 07 de maio de 2018, o Tribunal acatou o pedido da APINE e, conseqüentemente, determinou que a CCEE fique impossibilitada de aplicar, mensalmente, os efeitos do GSF no MRE, aos integrantes da ação judicial. A ANEEL recorreu da decisão do Tribunal que estendeu os efeitos da liminar e, em 23 de outubro de 2018, o Superior Tribunal de Justiça proferiu decisão que deferiu parcialmente o pleito da ANEEL. Com essa decisão, foi mantida a liminar para o período compreendido entre julho de 2015 a fevereiro de 2018 e revogada a parcela da decisão que estendeu os efeitos da estabilização da liminar para o período posterior à própria decisão (maio de 2018) e até trânsito em julgado da sentença.

Na prática, esta decisão permite que os valores de GSF em aberto correspondente ao período posterior a fevereiro de 2018 possam ser liquidados pela CCEE. Com relação ao mérito da discussão, atualmente, aguarda-se o julgamento das apelações interpostas pela ANEEL e APINE. Desde 1º de julho de 2015 até 31 de dezembro de 2018 a Companhia acumula um saldo de R\$ 979,7¹⁴ milhões referente à liminar.

o **Consulta Pública nº 33 do MME: Aprimoramento do setor elétrico**

O MME abriu Consulta Pública, por meio da Portaria MME nº 254/2017, de 05 de julho de 2017. De forma a construir uma visão de futuro, contemplando elementos básicos que levem a um modelo adaptado às pressões externas às quais o Setor Elétrico Brasileiro é exposto e garantir sua sustentabilidade no longo prazo, o MME elaborou propostas específicas capazes de instrumentalizar os conceitos em medidas efetivas de modernização e racionalização econômica do setor elétrico que permitam um primeiro aprimoramento de seu marco regulatório e comercial, considerando, (i) decisões que orientam a reforma e elementos de coesão; (ii) aumento da flexibilidade de aspectos do modelo do setor elétrico; (iii) alocação adequada de custos entre os agentes; e (iv) medidas de sustentabilidade.

O resultado desta CP foi incorporado ao Projeto de Lei 1917/2015, que trata da portabilidade da conta de luz. No entanto, tal projeto foi arquivado pela Câmara dos Deputados e a comissão especial criada para elaborar seu parecer foi extinta. Para o projeto voltar a tramitar, é necessário o seu desarquivamento por um deputado com mandato e uma nova comissão especial deverá ser designada pelo presidente da Casa. Ou então, o PL deverá tramitar por todas as comissões permanentes, uma de cada vez, antes de ir ao Plenário.

Quanto a proposta de ampliação do Mercado Livre, reduzindo gradualmente a carga mínima de acesso de consumidores, a mesma foi regulamentada pela Portaria MME nº 514/2018, de 27 de dezembro de 2018. A partir de 1º de julho de 2019, consumidores com carga igual ou superior a 2.500 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar por comprar energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do SIN. A partir de 1º de janeiro de 2020, os consumidores com carga igual ou superior a 2.000 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.

Uma das propostas de maior destaque da CP 33 foi a solução ao GSF. O Projeto de Lei nº 10.332, que versa sobre a repactuação do GSF, havia sido aprovado na Câmara dos Deputados considerando o ressarcimento dos riscos não hidrológicos aos geradores que participam do MRE por meio de extensão das concessões destes geradores para os efeitos (ii) e (iii) e por meio dos ESS para o efeito (i) conforme explicado abaixo:

São três os principais riscos que estão previstos para serem ressarcidos aos geradores: (i) despacho fora da ordem de mérito (GFOM), (ii) atraso/restrrição de transmissão do escoamento da energia dos projetos estruturantes (Santo Antonio, Jirau e Belo Monte) e, (iii) motorização acelerada da entrada em operação comercial das máquinas destes projetos estruturantes, que aumentou a garantia física dos mesmos sem a correspondente geração de energia. Os efeitos no GSF da GFOM serão ressarcidos de forma retroativa a 2013 e os demais riscos serão retroagidos ao início dos respectivos efeitos (2012 ou posterior).

Após aprovação na Câmara dos Deputados, o texto da Lei do referido PL foi encaminhado para aprovação do Senado Federal (PL 10332 convertido em PLC 77), porém em outubro de 2018 o texto não foi aprovado pelo Senado Federal e por consequência o PLC foi rejeitado. Assim, a questão do risco hidrológico passou a ser discutida no âmbito do PL 10.985, aprovado pelo Senado e submetido, em novembro de 2018, à apreciação da Câmara dos Deputados. A ANEEL não apresentou até o momento nenhuma proposta que contemple os valores do passado, mas se compromete a tratar do deslocamento hidrelétrico provocado pela geração

¹⁴ Saldo composto por valores efetivamente divulgados nas liquidações fornecidas pela CCEE e atualizado por IGP-M.

térmica fora da ordem de mérito por razão elétrica, e do deslocamento resultante da importação de energia elétrica, além da busca da neutralidade dos efeitos da antecipação de garantia física das hidrelétricas estruturantes e a adequada alocação de vertimentos turbináveis em usinas hidrelétricas. Entretanto, estas questões ainda precisam ser regulamentadas pela ANEEL.

- o **Consulta Pública nº 42 do MME: Implantação de preço horário no mercado de curto prazo**

O MME abriu Consulta Pública, por meio da Portaria MME nº 446/2017, de 11 de novembro de 2017, para discussão de preço horário no mercado de curto prazo. O preço horário de energia, sendo base das negociações e comercialização, poderá criar diversas oportunidades de novos negócios, produtos e serviços. Tais impactos e oportunidades se darão nos diversos segmentos do setor elétrico, como geração, comercialização, consumo e serviços.

Com o sinal horário de preços, os geradores, por exemplo, podem ser incentivados a implementar diferentes tecnologias de geração para atendimento a uma determinada necessidade do sistema, como, por exemplo, o atendimento à ponta por meio de Geração Distribuída (GD).

No que diz respeito ao planejamento e definição da expansão da oferta, o preço horário poderá ser considerado na valoração dos atributos de usinas participantes de leilões de energia no momento da definição da oferta. Neste sentido, fontes que tem maior capacidade de atender o sistema em momentos de restrição elétrica, atendimento à ponta ou em momentos de crise hídrica, quando o PLD estaria mais elevado, seriam mais adequadamente valoradas na contratação de energia nos leilões. Adicionalmente, podem ser criados produtos diferenciados nos leilões, contemplando, por exemplo, produtos específicos para atendimento a algumas horas, podendo estimular, por exemplo, leilões de atendimento à ponta ou de usinas de partida rápida.

Diante do exposto, a AES Tietê Energia entende que a implementação do preço horário trará grandes oportunidades para todos os Agentes do setor, além de alavancar a introdução de novas tecnologias. No entanto, em se tratando de alteração na base da precificação, da otimização da operação e da comercialização de energia, é de extrema relevância que qualquer implantação resultante desta Consulta Pública e que exija regulamentação específica seja amplamente discutida a fim de verificar seus impactos imediatos e futuros ao setor elétrico brasileiro.

Em 27 de julho de 2017, a CPAMP decidiu pela implementação do preço horário a partir de janeiro/2019, por meio do uso do modelo DESSEM. Posteriormente, em 29 de março de 2018, a CPAMP determinou que a CCEE e o ONS compartilhassem a coordenação das atividades relacionadas à implementação do preço horário.

Em 16 de abril de 2018, o ONS e a CCEE passaram a publicar o cálculo do PLD em intervalos horários num processo denominado "operação sombra". Esse processo teve como objetivo avaliar o desempenho do modelo, tanto no que se refere ao tempo de processamento computacional quanto à adequação dos resultados. Sua divulgação permite que todas as instituições envolvidas na programação diária da operação e no cálculo do PLD, incluindo os agentes de geração e de comercialização, adaptem seus processos para as mudanças decorrentes da formação do preço horário.

Em junho de 2018, a CPAMP oficializou a postergação da implementação do PLD em etapa horária para janeiro de 2020, a fim de promover o aprimoramento do modelo de cálculo.

o **Resolução Normativa ANEEL nº 697/2015: Micro e Mini Geração Distribuída**

Desde 2012, quando entrou passou a valer a Resolução Normativa da ANEEL nº482/2012, o consumidor brasileiro tem a possibilidade de gerar sua própria energia e fornecer o excedente para a rede de distribuição da sua localidade, que são a micro e mini geração distribuída.

Com objetivo de trazer mais transparência e segurança regulatória para este mercado, em 2015 a ANEEL pulicou revisão desta resolução, que foi substituída pela Resolução Normativa nº 687/2015. Esta nova regulação está atualmente em processo de audiência pública e revisão com previsão para finalização e início de vigência em janeiro de 2020.

DESEMPENHO DO SETOR HÍDRICO

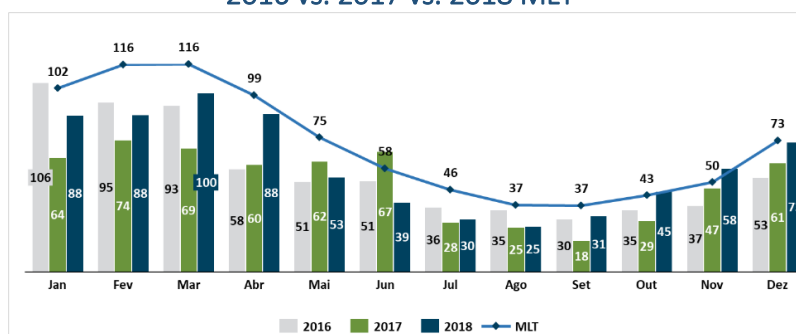
Principais dados setoriais	2017	2018
ENA (% MLT)	75,8	85,8
Reservatório inicial (%)	31,7	23,2
Reservatório final (%)	23,2	31,9
Despacho térmico médio (GWm)	11,1	9,6
Carga média (GWm)	65,8	66,7
Rebaixamento Energia Secundária no MRE (%)	-20,5	-19,9
PLD SE/CO (R\$/MWh)	323,64	288,57

Fonte: ONS

Com uma hidrologia um pouco melhor em 2018, o despacho térmico no ano ficou abaixo do registrado em 2017, em 9,6 GWm. O período úmido iniciou com fortes chuvas, colaborando para uma melhor afluência no ano (85,8% da MLT comparado a 75,8% em 2017). O PLD médio encerrou o ano em R\$ 288,57/MWh, contra R\$ 323,64/MWh em 2017.

o **ENERGIA NATURAL AFLUENTE NO SIN**

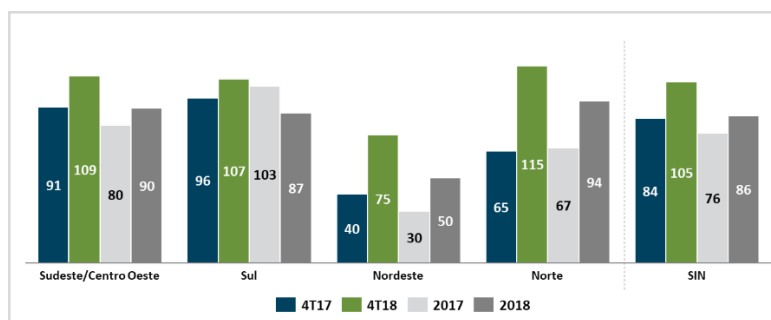
Energia Natural Afluyente no SIN - GWm
2016 vs. 2017 vs. 2018 MLT¹⁵



Fonte: ONS

¹⁵ Atualmente o setor utiliza os valores da MLT divulgados em dezembro de 2018, referentes à média de longo prazo desde 1931, e passíveis de alterações.

Energia Natural Afluyente nos Submercados - % MLT

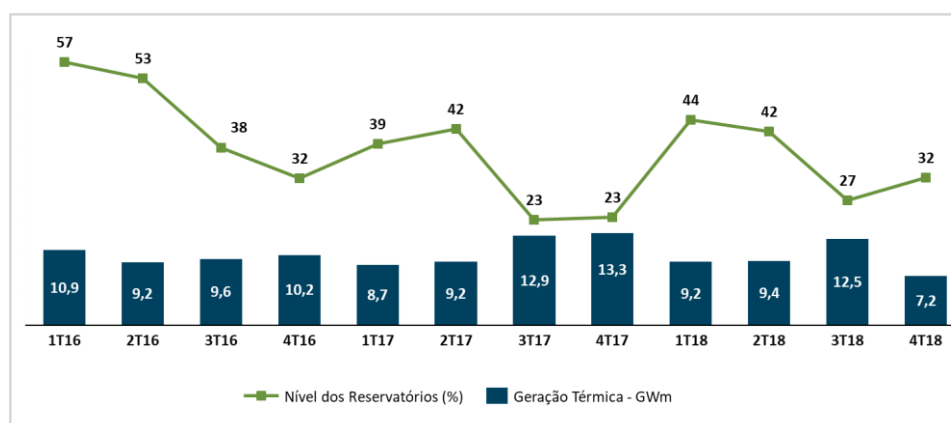


Fonte: ONS

○ GERAÇÃO TÉRMICA

Média da Geração Térmica do SIN

Nível dos Reservatórios - %



Fonte: ONS

O gráfico a seguir mostra um comparativo entre o despacho térmico dentro e fora da ordem de mérito registrado para o SIN desde janeiro de 2015 até dezembro de 2018. Como é possível observar, entre maio de 2015 e agosto de 2017 verificou-se um aumento relevante do despacho fora da ordem de mérito, o que interfere na correta formação de preços e conduz a valores mais baixos de PLD no período, em particular no submercado SE/CO. O custo adicional deste despacho é arcado, principalmente, pelos consumidores por meio do Encargo de Serviço do Sistema (“ESS”), mas tem impacto direto na redução da alocação de garantia física no MRE pelo fator GSF, apesar de não ser um risco de natureza hidrológica.

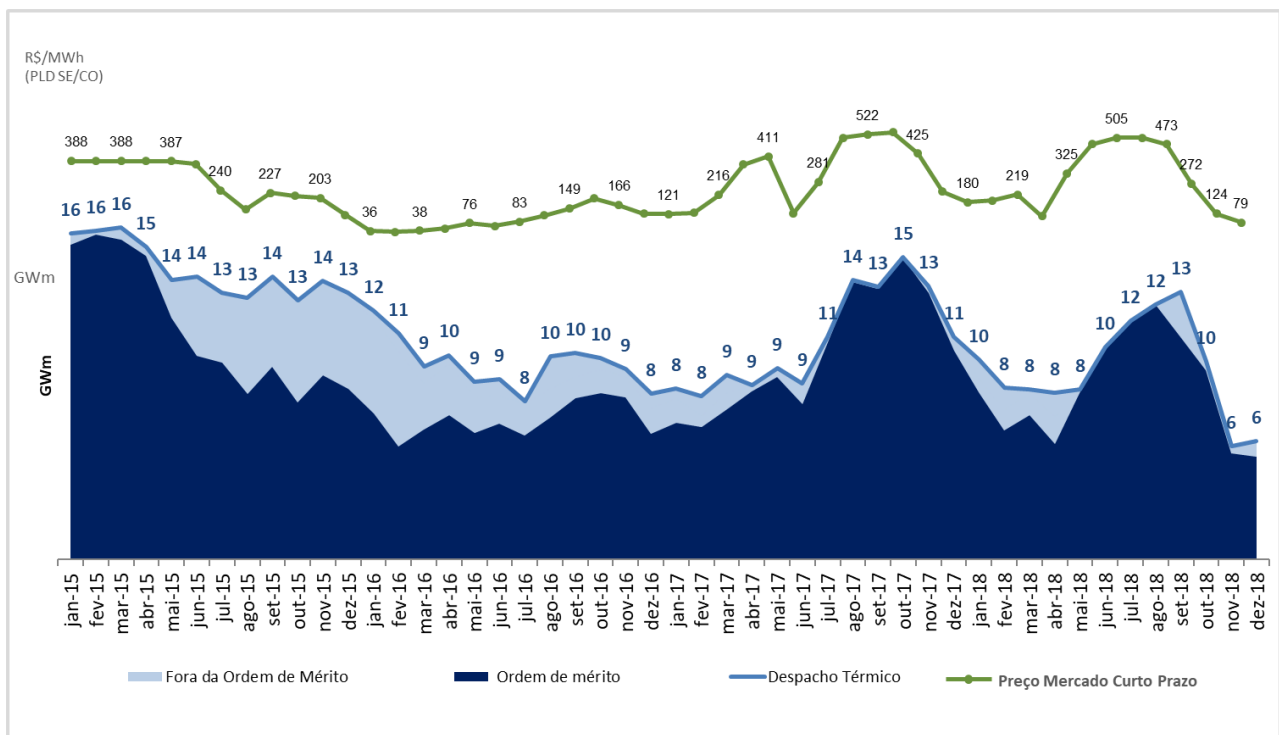
O motivo do elevado despacho fora da ordem de mérito neste período estava associado a uma prática mais conservadora por parte do ONS, objetivando assegurar a recuperação dos níveis dos reservatórios para o período seco, que é registrado durante os meses de maio até novembro para os submercados SE/CO, Norte e Nordeste.

Destaca-se que o recente posicionamento adotado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (“CMSE”) de reduzir a geração térmica fora da ordem de mérito por razões de segurança energética tende a

aproximar a formação de preços de energia e a operação do sistema, o que é desejável e saudável para a correta sinalização ao mercado das condições do sistema.

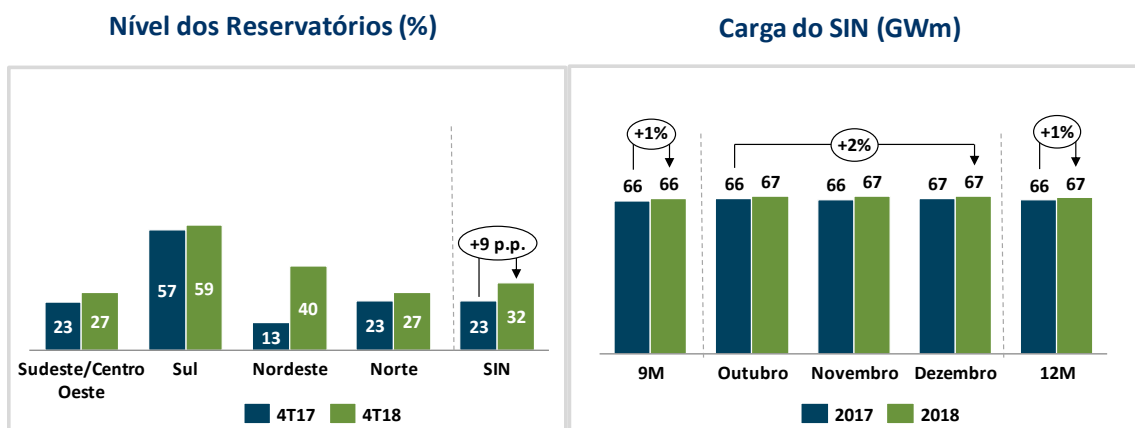
Com as alterações na metodologia de cálculo do PLD, com objetivo de aproximar a formação de preço da aversão ao risco na operação real do sistema e reduzir o despacho térmico fora da ordem de mérito, observou-se, a partir do segundo semestre de 2017, uma redução considerável no despacho fora da ordem de mérito.

Despacho térmico fora da ordem de mérito (GWm) x PLD SE/CO (R\$/MWh)



Fonte: ONS

○ NÍVEL DOS RESERVATÓRIOS E CARGA DO SIN



- **DIFERENÇA DE PREÇO ENTRE SUBMERCADOS, EXCEDENTE E EXPOSIÇÃO FINANCEIRA**

As diferenças de PLD entre os submercados derivam dos limites de intercâmbios energéticos entre as regiões do SIN, dadas as restrições operativas dos sistemas de transmissão dessas regiões. Elas dão origem ao excedente financeiro e às exposições financeiras verificadas pela CCEE.

- **Excedente financeiro, Exposição financeira e Alívio da Exposição Financeira**

As transações de energia dentro do MRE estão sujeitas às diferenças de preço entre os submercados. Nas transferências entre os geradores pode haver um déficit no mecanismo relacionado à transferência de energia de geradores em um submercado mais barato para outro mais caro. Esse efeito é denominado, na contabilização da CCEE, exposição financeira, que pode ser negativa ou positiva.

A eventual exposição financeira negativa residual no MRE é aliviada pelo excedente financeiro gerado no intercâmbio físico entre os submercados. Caso tal excedente não seja suficiente para cobrir a exposição financeira negativa no MRE, o saldo residual é dividido entre todos os geradores do mecanismo.

Vale ressaltar que a AES Tietê Energia poderá estar sujeita ao risco de diferença de preços entre submercados caso opte por vender energia fora do submercado no qual a sua garantia física está localizada. Neste caso, verificando essa diferença de preços, a Companhia deverá assumir a variação positiva ou negativa de preços no mercado de curto prazo e poderá também efetuar operações comerciais para mitigar o risco de exposições à diferença de preços entre submercados.

DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

○ SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE

Um dos principais compromissos socioambientais da AES Tietê Energia está relacionado com a segurança de colaboradores próprios, contratados e população no entorno das usinas.

A Companhia não registrou acidentes com afastamento (LTI) e nem acidentes sem afastamento (*recordable*) com colaboradores próprios ou contratados no 4T18. Como parte do seu Programa de Segurança, a AES Tietê Energia mantém os processos de segurança certificados na OHSAS 18001:2007 e intensificou o Programa de Relatos de Eventos, incentivando a percepção aos riscos das atividades.

É importante destacar que, desde 2009, não foram registrados acidentes com a população que vive no entorno das operações.

Metas	Indicadores	2017	2018
Registrar taxa zero de LTI ¹ para acidentes com afastamento, em 2018	<i>LTI Rate</i> ¹ - próprios	0	0,19
	<i>LTI Rate</i> ¹ - contratados	0,31	0
Registrar taxa de acidentes <i>Recordable</i> abaixo de 0,64, em 2018	<i>Recordable Rate</i> ¹ - próprios	0	0,19
	<i>Recordable Rate</i> ¹ - contratados	0,46	0,31
Zero acidentes fatais com colaboradores, contratados e população, em 2018	Nº acidentes fatais	0	0

¹ As taxas de acidentes LTI e *Recordable* são calculadas a partir de critérios da *Occupational Safety and Health Administration* (OHSA), agência norte-americana de segurança e saúde ocupacional.

Quanto ao desempenho ambiental, a Companhia mantém seus processos certificados na ISO 14001:2015 e todas as licenças de operação válidas.

Em relação as emissões de gases de efeito estufa, não houve redução nas emissões no 4T18 e no total do ano de 2018, devido, principalmente, ao aumento no fornecimento de energia proveniente do SIN para a PCH Itaiquara conforme obrigação atrelada ao contrato de concessão de fornecer energia quando há falta de recursos hídricos.

Metas	Indicadores	2017	2018
Reduzir em 500 MWh o consumo próprio de energia elétrica proveniente dos alimentadores do SIN, em 2018	MWh de consumo próprio de energia elétrica ¹	6.338	10.096

¹ O acompanhamento das emissões de gases de efeito estufa pelo consumo próprio de energia das usinas restringe -se ao consumo dos alimentadores que estão ligados às subestações. Em consonância com a metodologia utilizada pelo Governo Federal para o cálculo do fator de emissão da matriz elétrica nacional, considera-se a energia proveniente do SIN. Até a divulgação deste release, o fator de emissão da matriz elétrica brasileira referente ao mês de dezembro 2018 não foi publicado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, portanto, utilizou-se a média dos fatores dos meses outubro e novembro de 2018 para o cálculo de emissão de gases de efeito estufa.

o COLABORADORES

A AES Tietê Energia é reconhecida como uma das 150 Melhores Empresas para Você Trabalhar segundo o Guia Você S/A, uma publicação consolidada como referência em clima organizacional no Brasil. Nosso foco é garantir que os colaboradores sejam ouvidos, se sintam motivados e valorizados no ambiente de trabalho, assumindo o protagonismo para realizar suas atividades com excelência e satisfação, o que resulta em ganhos de eficiência, produtividade e qualidade. No final de 2018, a Companhia possuía 454 colaboradores vs. 428 ao final de 2017.

o COMUNIDADE

No 4T18 os projetos culturais, educacionais e de geração permaneceram em execução, nas comunidades em que Companhia possui ativos, como:

- **Todo lugar tem uma história para contar** - projeto de registro da memória, a partir das histórias de vida de moradores, feito pelas escolas de ensino fundamental, com seus professores e alunos, que está sendo desenvolvido em Ouroeste e em São José do Rio Pardo, em 10 escolas, com 39 professores e 1.050 alunos.
- **O Palco** – oficinas de expressões artísticas, como ballet, dança contemporânea, teatro, violão e flauta, para cerca de 500 alunos em Bauru e Ibitinga.
- **Geração+** - iniciativa de mobilização de estudantes e professores de escolas públicas para a criação de uma rede orientada pelos valores e ideais da sustentabilidade nos municípios de Barra Bonita, Caconde e Ibitinga. Foram atendidos cerca de 3.000 alunos e 149 professores nos três municípios.
- **Vida de Criança** – realização de quatro oficinas de linguagem fotográfica para 30 alunos de escolas públicas em São José do Rio Pardo e para 50 alunos de Ouroeste.
- **Guri na Estrada** – Projeto itinerante com apresentações de estudantes do Projeto Guri, em caminhão-palco, nos seguintes municípios: Boracéia, Guaimbê, Guarani D’Oeste, Iturama, Macedônia e Mococa, totalizando 1.200 expectadores. Nesse mesmo projeto, cerca de 540 alunos de escolas públicas, desses municípios, participaram de oficinas de canto.
- **Impulso Empreendedor Promissão** – projeto de fortalecimento da gestão da maior cooperativa de agricultores familiares da região de Promissão – COOPREN, que congrega 26 associações com cerca de 1.700 famílias. No período, foram realizadas oficinas de planejamento estratégico com o núcleo gestor da cooperativa.
- **Impulso Empreendedor Alto Sertão II** – Realização de oficinas de elaboração de propostas de projetos sociais, para representantes do poder público e da sociedade civil, nos municípios de Caetité, Guanambi, Pindaí e Igarorã, na Bahia. O objetivo foi de compartilhar com os 130 participantes, ferramentas de elaboração de projetos, para serem submetidos à editais governamentais, privados e de entidades internacionais. Surgiram propostas em educação, esporte, cultura e geração de renda, com foco na agricultura orgânica.
- **Cine na Praça** – revitalização da Praça da Torre, em Ouroeste, e da praça do Projeto Brotar, em Guaimbê. As ações nos dois municípios totalizaram 3.000 expectadores, em 20 exposições e beneficiaram 375 estudantes de escolas públicas participantes de 16 oficinas de artes.
- **ABDA** – projeto de formação e manutenção de uma equipe de atletismo em Bauru, que participa de campeonatos estaduais e nacionais. Cerca de 500 pessoas são atendidas pela iniciativa.
- **Edital para Conselhos da Criança e do Adolescente e Conselhos de Idosos** – a edição do edital deste ano para seleção de projetos que fortalecem a rede de proteção de direitos de criança e adolescente

e dos idosos recebeu 56 propostas de 15 municípios em nossa área de influência. Foram selecionados, para receber o aporte, 13 projetos do Conselho dos seguintes municípios: Bariri, Barra Bonita, Buritama, Caetité, Lins, Mococa, Ouroeste, Promissão e São João da Boa Vista.

- **Projeto Pulsar** – A AES Tietê Energia em parceria com a Impact Hub e o Centro Paula Souza realizam o projeto Pulsar no interior de São Paulo, que visa estimular a cultura empreendedora entre estudantes de 14 a 18 anos de Escolas Técnicas Estaduais (ETECs). Entre as cidades contempladas pelo projeto em 2018 estão Mogi Mirim, Mogi Guaçu, Lins, Bauru e Novo Horizonte. Em novembro formamos aproximadamente 200 alunos.

o MAIS INFORMAÇÕES

Para informações detalhadas e outros resultados socioambientais consulte o Relatório de Sustentabilidade 2018, [clikando aqui](#).

ANEXOS

DADOS CONSOLIDADOS

Balanço Patrimonial (R\$ milhões)	31/12/2018	31/12/2017
Ativo Total	7.602,6	6.817,9
Ativo Circulante	1.596,0	1.578,6
Caixa e equivalentes de caixa	152,8	134,6
Investimentos de curto prazo	881,1	1.069,9
Contas a receber de clientes	438,8	313,0
Tributos e contribuições sociais	21,9	32,7
Conta de ressarcimento	0,0	0,2
Outros créditos	24,9	6,7
Cauções e depósitos vinculados	73,8	7,6
Instrumentos financeiros derivativos	2,7	14,0
Ativo Não Circulante	6.006,6	5.239,3
Contas a receber de clientes	13,1	13,1
Conta de ressarcimento	2,5	1,3
Outros tributos compensáveis	0,2	0,5
Tributos e contribuições sociais diferidos	1,3	1,6
Tributos a recuperar	123,6	140,9
Cauções e depósitos vinculados	159,8	213,6
Instrumentos financeiros derivativos	0,0	0,1
Outros créditos	1,9	1,9
Imobilizado, líquido	5.487,3	4.722,1
Intangível	217,0	144,2

Balanço Patrimonial (R\$ milhões)	31/12/2018	31/12/2017
Passivo Total e Patrimônio Líquido	7.602,6	6.817,9
Passivo Circulante	1.441,1	1.996,3
Fornecedores	1.111,8	843,1
Empréstimos, financiamentos e debêntures	120,9	1.014,4
Conta de ressarcimento	12,4	26,5
Imposto de renda e contribuição social a pagar	43,5	34,7
Outros tributos a pagar	8,9	9,8
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	41,6	11,6
Obrigações sociais e trabalhistas	24,6	23,3
Provisões para processos judiciais e outros	36,4	3,1
Instrumentos financeiros derivativos	2,9	0,0
Encargos setoriais	12,0	20,4
Outras Obrigações	26,1	9,5
Passivo Não Circulante	4.638,1	3.263,9
Empréstimos, financiamentos e debêntures	4.007,0	2.575,2
Conta de ressarcimento	34,7	22,2
Tributos e contribuições sociais diferidos	367,7	409,4
Obrigações com entidade de previdência privada	32,1	4,0
Obrigações sociais e trabalhistas	0,9	0,3
Provisões para processos judiciais e outros	92,5	134,4
Encargos setoriais	15,8	8,5
Outras obrigações	87,4	109,9
Patrimônio Líquido	1.523,5	1.557,7
Capital Social	416,6	416,6
Reserva de Capital	199,1	198,5
Reserva de Lucros	178,8	139,5
Reserva legal	83,3	83,3
Reserva de investimento	16,9	8,5
Proposta de distribuição de dividendos adicional	78,6	47,7
Ajustes de avaliação patrimonial	743,6	801,7
Outros Resultados Abrangentes	(14,7)	1,4
Ações em tesouraria	0,0	(0,1)

Demonstração dos Resultados (R\$ milhões)	4T18	4T17	Var (%)	2018	2017	Var (%)
Receita Operacional Líquida	466,7	466,1	0,1%	1.923,5	1.728,1	11,3%
Custos e Despesas Operacionais	(270,1)	(333,1)	-18,9%	(1.188,4)	(1.096,5)	8,4%
Compra de Energia Elétrica	(62,2)	(136,2)	-54,3%	(387,9)	(430,9)	-10,0%
Encargos de Uso de Transmissão e Conexão	(39,0)	(36,2)	7,7%	(149,5)	(128,6)	16,2%
Taxa de Fiscalização	(1,9)	(1,9)	-0,1%	(7,8)	(7,0)	10,7%
CFURH	(11,3)	(10,8)	5,0%	(41,9)	(50,4)	-16,8%
Pessoal	(30,9)	(30,4)	1,9%	(126,6)	(113,1)	11,9%
Entidade de Previdência Privada	(1,6)	(1,4)	11,0%	(4,8)	(4,6)	5,0%
Material	(3,7)	(7,2)	-48,1%	(15,3)	(16,3)	-6,0%
Serviços de Terceiros	(38,6)	(35,3)	9,4%	(152,7)	(107,1)	42,6%
Depreciação e Amortização	(72,7)	(65,5)	11,1%	(271,7)	(199,4)	36,3%
Provisões Operacionais	0,0	(0,1)	-145,5%	(1,2)	(1,3)	-4,5%
Outras despesas (Receitas) Operacionais	(8,1)	(8,1)	-0,1%	(29,1)	(37,9)	-23,4%
Lucro Bruto	196,6	133,1	47,8%	735,1	631,6	16,4%
EBITDA	269,3	198,6	35,6%	1.006,8	831,0	21,2%
Amortização de intangível e mais valia gerado em aquisições	(1,0)	(1,0)	-1,2%	(4,0)	(1,0)	304,5%
Receita (Despesa) Financeira	(62,3)	(90,7)	-31,3%	(315,1)	(203,8)	54,6%
Receitas Financeiras	19,1	21,9	-12,5%	106,8	91,4	16,8%
Despesas Financeiras	(79,0)	(113,1)	-30,2%	(435,2)	(296,5)	46,8%
Variações Cambiais	(2,5)	0,6	-539,6%	13,3	1,2	990,1%
Resultado Antes dos Tributos	133,3	41,4	221,9%	416,0	426,8	-2,5%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(33,6)	0,4	-8015,3%	(139,4)	(96,7)	44,2%
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	5,2	1,5	243,0%	11,4	(31,8)	-135,7%
Lucro Líquido	104,9	43,4	141,9%	288,0	298,3	-3,5%

GLOSSÁRIO

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) - Autarquia sob regime especial, que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil, zelando pela qualidade do serviço prestado, pelo trato isonômico dispensado aos usuários e pelo controle da razoabilidade das tarifas cobradas aos consumidores, preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.

APINE (Associação dos Produtores Independentes de Energia Elétrica)

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) - Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos. Atua sob autorização do Poder Concedente e da regulação e fiscalização da ANEEL, com a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes da CCEE, restritos ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

CDI (Certificado de Depósito Interbancário) - Taxa de referência no mercado de juros, originada da média negociada entre instituições financeiras.

CFURH (Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos) – Instrumento que busca ressarcir financeiramente os municípios atingidos pela água dos reservatórios das hidráulicas.

COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) – Contribuição federal, de natureza tributária, incidente sobre a receita bruta das empresas. Em geral é destinada a financiar a seguridade social.

COGE - Centro de Operações da Geração e Eclusas.

Contrato bilateral – Instrumento jurídico que formaliza a compra e venda de energia elétrica entre agentes da CCEE, tendo por objeto estabelecer preços, prazos e montantes de suprimento em intervalos temporais determinados.

Covenants - Compromisso em um contrato de emissão de títulos, restringindo determinadas situações ou atividades com o objetivo de dar maior segurança ao financiador.

CPAMP (Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico) – instituída pelo MME com a finalidade de garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, pela EPE, pelo ONS e pela CCEE.

CVaR (Conditional Value at Risk) – medida utilizada para avaliação objetiva do risco de um portfólio que indica o valor esperado das perdas financeiras condicionado ao fato destas serem superiores a um limiar.

Ebitda (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation & Amortization Expenses) - Resultados financeiros da empresa antes de serem subtraídos os juros, impostos, depreciação e despesas de amortização.

ENA (Energia Natural Afluente) - Medida em MW médios, é uma forma de apresentar a situação da vazão de um rio em um dado momento. Usualmente é calculada em percentual para mostrar se está acima ou abaixo da média histórica de longo termo (média mensal do histórico de 1931 a 2011).

Energia Secundária – Energia resultante do processamento de energia primária (que é natural e renova a si mesma) nos centros de transformação.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética) - Empresa pública federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Órgão responsável pelo planejamento energético nacional, englobando geração, transmissão, distribuição, petróleo e gás.

Garantia Física (Garantia Assegurada) – É a quantidade máxima de produção de energia elétrica que pode ser mantida pelas usinas hidráulicas durante um determinado período, admitindo a ocorrência de todo possível risco, como a variabilidade hidrológica.

GSF (Generation Scaling Factor/Fator de Ajuste da Garantia Física) – O percentual de energia que todos os participantes do MRE estão gerando em relação ao total da sua Garantia Física.

IEE (Índice de Energia Elétrica) – Índice setorial da B3 que tem como objetivo medir o desempenho do setor de energia elétrica.

IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado) – Índice de inflação mensal, medido pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), que calcula a variação de preços no mercado de atacado, consumo, e construção civil, considerando inclusive produtos importados. O indicador apura as variações de preços de matérias-primas agrícolas e industriais no atacado e de bens e serviços finais no consumo.

IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) – Medido mensalmente pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), o índice de inflação mensal calcula a variação dos preços no comércio, refletindo o custo de vida para famílias com renda mensal de 1 a 40 salários mínimos.

ISE (Índice de Sustentabilidade Empresarial) – Ferramenta para análise comparativa do desempenho das empresas listadas na B3 sob o aspecto da sustentabilidade corporativa. Busca criar um ambiente de investimento compatível com as demandas de desenvolvimento sustentável da sociedade contemporânea e estimular a responsabilidade ética das corporações.

MCSD (Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits) – Processo de realocação, entre Agentes de Distribuição participantes da CCEE, de sobras e déficits de montantes de energia contratados no ACR.

Mercado de curto prazo – Mercado que admite transações em que a entrega da mercadoria ocorre a curto prazo e o pagamento é feito à vista. É comum recorrer a este mercado para a obtenção de energia elétrica com urgência, normalmente devido à escassez do recurso, o que torna os preços elevados.

MME (Ministério de Minas e Energia) - Órgão que atua na formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes do CNPE

MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) - É direcionado a um pleno aproveitamento do parque produtivo, resultando num processo de transferência de energia entre geradores.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) - Instituição responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional - SIN e por administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil. O ONS tem como objetivos principais o atendimento dos requisitos de carga, a otimização de custos e a garantia de confiabilidade do sistema. Outra responsabilidade da instituição é a definição das condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país.

PIS (Programa de Integração Social) – Tem a finalidade de promover a integração do empregado com o desenvolvimento da empresa em que trabalha. Por meio do cadastramento no programa, o trabalhador recebe um número de inscrição que possibilita consulta e saques de benefícios sociais.

PLD (Preço da Liquidação das Diferenças) – Preço de curto prazo, pelo qual são liquidadas as diferenças entre a energia contratada e gerada. A volatilidade do preço está diretamente relacionada à dinâmica das afluências.

PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) - Empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 KW e igual ou inferior a 30.000 KW e com reservatório de até 3km².

PPA (Power Purchase Agreement) - contrato de compra e venda de energia.

Sazonalização – A sazonalização admite que o volume de energia entregue para fins de lastro varie ao longo do ano, de acordo com a demanda do mercado atendido por aquela companhia. A variação normalmente acontece de acordo com as diferentes estações climáticas do ano.

SIN (Sistema Interligado Nacional) – Sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidráulicas, composto por usinas geradoras das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte do país. A operação no sistema é baseada na interdependência, integrando recursos hidrelétricos de geração e transmissão de energia para atender o mercado. A interligação viabiliza a troca de energia entre regiões com diferentes variações climáticas e hidrológicas, que tendem a ocasionar excedente ou escassez de produção. O sistema também prevê a redução de custos operativos e a minimização da produção térmica.

Submercado - Dadas as diferenças entre as características da malha de transmissão do SIN, as regiões que tem maiores semelhanças geoeletricas são agrupadas, formando assim um submercado, que é diferente da divisão geopolítica comumente utilizada.

TAR (Tarifa Atualizada de Referência) - É utilizada para o cálculo da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos. A tarifa é reajustada anualmente com base no IPCA.

TUSDg (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para as geradoras) – Tarifa destinada ao pagamento pelo uso do sistema de distribuição.

UHEs (Usina Hidrelétrica de Energia) - Empreendimentos hidrelétricos com capacidade instalada superior a 30 MW e/ou com área total de reservatório superior a 3,0 km².

VN (Valor Normativo) – Custo de referência para cotejamento entre preço de compra e o preço a ser repassado às tarifas.