

FORTE RESULTADO DO PORTFÓLIO NO TRIMESTRE

Comentários da CFO e DRI - Clarissa Sadock

Encerramos o trimestre com um aumento de 175% no lucro líquido e de 22% no Ebitda em comparação com o ano passado, frutos de um melhor resultado operacional.

É com muita satisfação que anunciamos a entrada em operação do Complexo Ouroeste, o segundo ativo solar da Companhia. A primeira fase, com 69 MW de capacidade instalada, entrou em operação em agosto e já contribuiu para os resultados do trimestre. A segunda, com 75 MW de capacidade instalada, iniciou suas operações em teste no mês de outubro, mais de um ano antes do início de seu PPA. A expectativa é que o Complexo esteja 100% em operação comercial até o final deste ano, contribuindo com um Ebitda anual entre R\$ 70 e R\$ 80 milhões em 12 meses

Outra importante conquista foi a execução da estratégia dinâmica de mitigação do risco hidrológico com o trabalho conjunto das equipes comercial e de planejamento energético. Como temos destacado ao longo deste ano, a Companhia adotou uma alocação de energia diferenciada, buscando estar sempre protegida da exposição ao mercado de curto prazo. A estratégia prova-se bem-sucedida mesmo em um ano de cenário hidrológico atípico. A combinação de um plano de *hedge* comercial com a alocação inteligente de energia, aliado à maior geração, trouxe margem incremental hídrica de R\$ 37 milhões para o período.

Por fim, a manutenção de nossas despesas operacionais, mesmo com a adição de novas capacidades ao portfólio, mostra o primor no controle de custos e reforça a nossa excelência na condução do negócio.

Reiterando nosso compromisso com a geração de valor e retorno aos acionistas, anunciamos a distribuição de R\$ 106,4 milhões de dividendos intermediários no trimestre, que configura uma *yield* anualizada de 7,5%.

RESULTADOS

3T19

Teleconferência de Resultados

06.11.2019
10h00 (BRT) / 08h00 (EST)

Código: AES Tietê

Conexão:

Brasil: +55 11 3193 1080

+55 11 2820 4080

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 3T19	2
PERFIL DA COMPANHIA	3
ESTRATÉGIA DE CRESCIMENTO	3
PORTFÓLIO DE CAPACIDADE INSTALADA	5
DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL	7
DESEMPENHO FINANCEIRO	13
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIOS	25
CONTEXTO REGULATÓRIO	27
DESEMPENHO SETOR HÍDRICO	32
ANEXOS / GLOSSÁRIO	40

AES Tietê Energia S.A. - R\$ milhões	3T18	3T19	Var	9M18	9M19	Var
Receita Bruta	628,6	582,0	-7,4%	1.623,9	1.687,9	3,9%
Receita Líquida	564,8	525,0	-7,1%	1.456,9	1.521,7	4,5%
Custos e Despesas Operacionais ¹	356,6	270,8	-24,0%	719,4	777,7	8,1%
Ebitda	208,3	254,2	22,0%	737,5	744,0	0,9%
Margem Ebitda - %	36,9%	48,4%	11,5 p.p.	50,6%	48,9%	-1,7 p.p.
Lucro Líquido	35,4	97,1	174,6%	183,1	194,6	6,3%
Margem Líquida - %	6,3%	18,5%	12,2 p.p.	12,6%	12,8%	0,2 p.p.
Patrimônio Líquido	1.520,0	1.529,3	0,6%	1.520,0	1.529,3	0,6%
Dívida Líquida	2.870,6	2.984,2	4,0%	2.870,6	2.984,2	4,0%
Geração de caixa operacional	90,9	196,2	115,7%	716,1	802,7	12,1%

¹Não inclui depreciação e amortização.

Índices	3T18	3T19
Lucro Líquido ¹ / PL	0,15x	0,20x
Dívida Líquida/ PL	1,89x	1,95x
Dívida Líquida/ Ebitda ajustado ²	2,98x	2,92x
Ebitda ajustado ² / Despesa Financeira	3,00x	2,89x

¹ Últimos 12 meses.

² Relacionada ao serviço da dívida.

TIET11: R\$ 11,90 (05/11/2019)

VALOR DE MERCADO: R\$ 4,7 bilhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 1,2 bilhão

São Paulo, 05 de novembro de 2019 – AES Tietê Energia S.A. (“Companhia” ou “AES Tietê Energia”) (B3: TIET3, TIET4 e TIET11) anunciou hoje os resultados referentes ao 3º trimestre de 2019 (“3T19”). 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 3T19

Recursos Naturais

- Afluência do SIN de 65,6% da MLT¹ no 3T19 vs. 71,8% no 3T18
- Nível dos reservatórios do SIN encerrou o 3T19 em 35,0% vs. 27,2% no 3T18
- Rebaixamento médio² de 47,7% no MRE no 3T19 vs. 42,0% no 3T18
- Vento na região de Alto Sertão II com velocidade média de 9,6 m/s no 3T19 vs. 9,1 m/s no 3T18
- Irradiação média na região de Guaimbê de 154,0 kWh/m² no 3T19 vs. 144,5 kWh/m² no 3T18

Operacional

- Fonte hídrica: volume de energia bruta gerada de 2.840,2 GWh no 3T19 vs. 2.033,1 GWh no 3T18
- Fonte eólica: volume de energia bruta gerada de 486,1 GWh no 3T19 vs. 470,2 GWh no 3T18
- Fonte solar³: volume de energia bruta gerada de 99,4 GWh no 3T19

Financeiro

- R\$ 254,2 milhões de Ebitda no 3T19 vs. de R\$ 208,3 milhões no 3T18
- R\$ 97,1 milhões de lucro líquido no 3T19 vs. R\$ 35,4 milhões no 3T18
- Distribuição de dividendos intermediários de R\$ 106,4 milhões no 3T19 com *payout* de 110% e *yield* anualizada de 7,5%
- Índice de alavancagem⁴ encerrou o trimestre em 2,92x

¹ Média de longo termo, desde 1931.

² Considera dados preliminares da CCEE para setembro de 2019.

³ Considera a geração do Complexo Solar Guaimbê e Fase 1 do Complexo Solar Ouroeste.

⁴ Obtido pela divisão da Dívida Líquida pelo Ebitda Ajustado dos últimos 12 meses.

PERFIL DA COMPANHIA

A AES Tietê Energia é uma das maiores companhias privadas de geração de energia renovável do Brasil em termos de capacidade instalada, com 20 anos de experiência no setor energético brasileiro e um portfólio diversificado e complementar de ativos de geração, que compreende fontes de energia hidrelétrica, eólica e solar.

As *units* da Companhia são negociadas no Nível 2 de Governança Corporativa da B3 S.A. sob o código TIET11, sendo cada *unit* formada por 4 ações preferenciais e 1 ação ordinária de emissão da Companhia. 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 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 atuantes, quanto dos acionistas da Companhia, que buscam crescimento e retornos financeiros adequados.

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

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 a 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) apresentem retornos atrativos.

O crescimento da Companhia também se dá por meio de inovação e implementação de novas tecnologias. A AES Tietê Energia trabalha na 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 AES Tietê Energia 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 na operação da Companhia, que 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 da Geração de Energia (COGE), garantindo a gestão eficiente dos ativos. A Companhia, de forma mais ampla, tem como objetivo garantir a excelência de sua operação, incluindo a otimização de sua estrutura de capital que serve de suporte para a estratégia de crescimento.

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”). Atualmente, o portfólio de ativos da AES Tietê conta com uma capacidade instalada total de 3.338 MW⁵, sendo 2.658 MW hídrico, 386 MW eólico e 294 MW solar.

FONTES HÍDRICA

O portfólio hidráulico da Companhia é composto por nove usinas hidráulicas (“UHEs”) e três pequenas centrais hidrelétricas (“PCHs”).

Usinas Hidrelétricas	Localização (Estado)	Entrada em Operação	Unidades Geradoras	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física Bruta (MWm)	Vencimento da Concessão
Água Vermelha	São Paulo	1978	6	1.396,2	731,0	dez/2029
Bariri	São Paulo	1969	3	143,1	62,7	dez/2029
Barra Bonita	São Paulo	1963	4	140,8	47,8	dez/2029
Caconde	São Paulo	1966	2	80,4	33,2	dez/2029
Euclides da Cunha	São Paulo	1960	4	108,8	49,2	dez/2029
Ibitinga	São Paulo	1969	3	131,5	70,3	dez/2029
Limoeiro	São Paulo	1958	2	32,0	14,8	dez/2029
Nova Avanhandava	São Paulo	1982	3	347,4	132,1	dez/2029
Promissão	São Paulo	1975	3	264,0	98,8	dez/2029
PCH Mogi	São Paulo	1997	2	7,2	4,0	dez/2029
PCH S. Joaquim	São Paulo	2011	1	3,0	1,0	dez/2032
PCH S. José	São Paulo	2012	2	4,0	1,6	dez/2032
Total Portfólio Hídrico			35	2.658,4	1.246,5	

FONTES EÓLICA

Em 03 de agosto de 2017, a AES Tietê Energia concluiu a aquisição do Complexo Eólico Alto Sertão II, o primeiro ativo eólico do portfólio da Companhia.

Complexos Eólicos	Localização (Estado)	Entrada em Operação	Unidades Geradoras	Capacidade de Instalada (MW)	Garantia Física Bruta (MWm)	Energia Assegurada (MWm)	Fim do PPA	Fim da Autorização
Complexo Alto Sertão II								
LER 2010	Bahia	2014	100	167,6	83,2	76,2	ago/33	mai/46
LEN 2011	Bahia	2015	130	218,4	101,5	103,6	dez/33	abr/47
Total Portfólio Eólico			230	386,0	184,7	179,8		

⁵ Considerando 10 MW provenientes de dois contratos de longo prazo de compra de energia de biomassa de cana-de-açúcar, a capacidade total instalada da Companhia é de 3.348 MW.

FONTES SOLAR

Em 3 de setembro de 2018, a AES Tietê Energia concluiu a aquisição do Complexo Solar Guaimbê, que passou a contribuir para o resultado da Companhia a partir do mesmo mês.

O 3T19 é o marco de entrada em operação do Complexo Solar Ouroeste. Em 2017, por meio da aquisição da Fase 1 e comercialização da Fase 2 em leilão, a AES Tietê Energia adicionou o Complexo Solar Ouroeste ao seu portfólio de ativos. O complexo teve entrada em operação faseada, sendo que a primeira delas iniciou operação comercial em 14 de agosto de 2019 e a segunda iniciou sua operação em teste em outubro do mesmo ano. O projeto completo tem previsão de operação comercial total para o quarto trimestre de 2019.

Complexos Solares	Localização (Estado)	Entrada em Operação Comercial	Unidades Geradoras	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MWm)	Fim do PPA	Fim da autorização
Complexo Guaimbê	São Paulo	fev/18*	557.490	150,0	29,5	set/37	jun/50
Complexo Ouroeste			522.760	144,0	35,7		
Fase 1	São Paulo	ago/19	246.240	69,0	15,9	out/38	jun/51
Fase 2	São Paulo	4T19	276.520	75,0	19,8	dez/40	jun/53
Total Portfólio Solar			1.080.250	294,0	65,2		

* Aquisição em setembro de 2018.

O portfólio da Companhia também conta com projetos de Geração Distribuída, em diferentes formatos. Mais detalhes sobre cada um deles podem ser encontrados na seção Desenvolvimento de Negócios desse documento.

Geração Distribuída	Localização (Estado)	Entrada em Operação Comercial	Capacidade Instalada (MW)	Prazo PPA (anos)
Drogaria Araújo	Minas Gerais	4T19	5,0	10
Community Solar	Minas Gerais / São Paulo	1T20	2,0	-
Farmácias São João	Rio Grande do Sul	1T20	3,2	12
Mc Donald's	Minas Gerais / São Paulo / Rio de Janeiro	1T20	5,3	12
Total Portfólio GD			15,5	

DESEMPENHO COMERCIAL E OPERACIONAL

GESTÃO COMERCIAL DO PORTFÓLIO DE ENERGIA

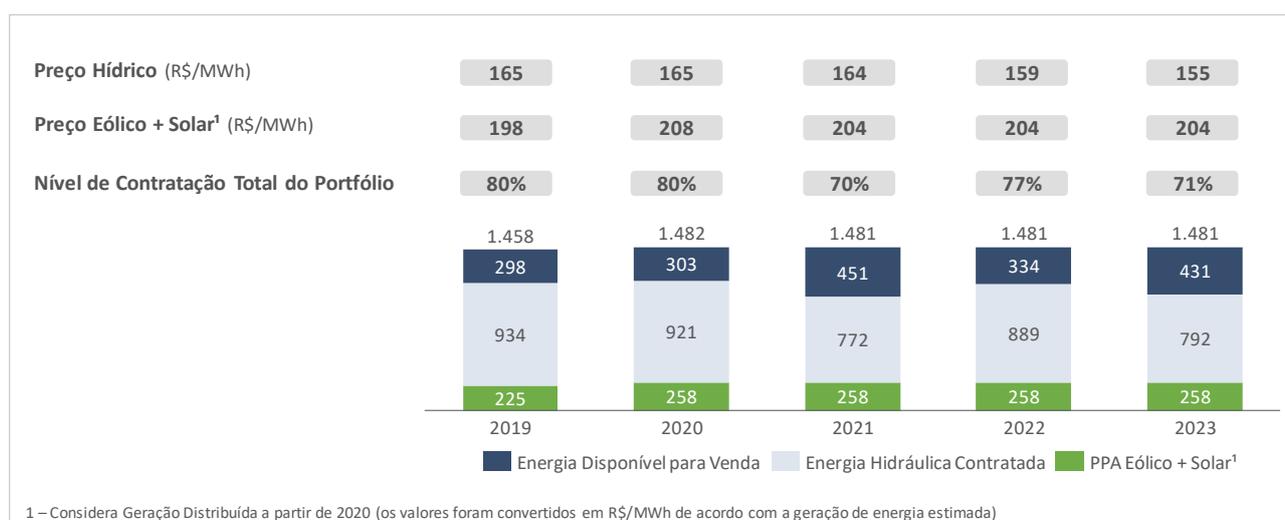
Desde 2016, a AES Tietê Energia implementou uma estratégia dinâmica e ativa de curto, médio e longo prazos para a mitigação do risco hidrológico. A estratégia da Companhia está pautada na gestão do portfólio, com monitoramento constante das exposições mensais, buscando oportunidades comerciais para geração de valor e redução da volatilidade na geração de caixa. Essa estratégia pode ser dividida em três frentes:

- (i) **Nível de contratação:** o nível de contratação do portfólio é utilizado como *hedge* para absorver o rebaixamento da garantia física causado pelo GSF (risco hidrológico) ao longo do ano. A decisão do nível de contratação ótimo é feita com base na visão da Companhia de risco e retorno. Importante ressaltar que esse nível pode ser alterado mês a mês para condizer com a sazonalidade do recurso hídrico e/ou condições comerciais favoráveis.

No primeiro e segundo trimestres de 2019, a AES Tietê, aproveitando-se de oportunidades comerciais, elevou significativamente o nível de contratação de seu portfólio para os próximos anos, com preços de venda acima do portfólio hídrico atual. Tais vendas aproximam a Companhia dos níveis de contratação estimados como ótimos para os anos futuros e garantem maior previsibilidade em seus resultados. O preço médio dos novos contratos fechados no semestre foi de aproximadamente R\$ 167/MWh.

No terceiro trimestre, a Companhia continuou buscando boas oportunidades de contratação e fechou contratos entre 2021 e 2023 à preços médios de R\$ 165/MWh, garantindo sua competitividade no mercado e mostrando diligência na venda da energia de seu portfólio.

Evolução do portfólio⁶ - MWm



⁶ Considera energia convencional e incentivada das usinas hídricas, excluindo perdas e consumo interno (garantia física líquida). Valores reais com base em setembro de 2019.

- (ii) **Compra de energia:** estratégia em que a Companhia compra energia de forma antecipada para venda de acordo com sua estratégia de sazonalização de energia para o ano, com foco na proteção da margem comercial. A Companhia fechou mais contratos de compra de energia para o ano de 2019 do que para 2018, principalmente para reforçar sua posição nos meses mais secos do ano, sendo que as compras para 2019 foram todas feitas em 2018. Essa estratégia teve efeito positivo principalmente no terceiro trimestre. O impacto da redução do custo com compra de energia pode ser visto com mais detalhes na seção de Desempenho Financeiro deste relatório; e
- (iii) **Alocação da garantia física (“GF”):** a alocação de parte da garantia física de forma independente à alocação do MRE é parte da estratégia de sazonalização de energia mencionada no tópico anterior. Neste ano, a Companhia executou o plano de deslocamento da garantia física dos primeiros meses do ano para os meses de estação seca, com o objetivo de melhor posicionamento frente a expectativa de GSF (risco hidrológico) e preço *spot*. Abaixo é possível observar o deslocamento e a alocação da garantia física por trimestre.

Alocação de GF	1T18	1T19	2T18 ²	2T19	3T18	3T19
Energia Alocada/Deslocada (MWm) ¹	-109	-50	+29	-77	+108	+69
GF alocada	19%	15%	24%	22%	31%	34%

¹ comparação entre o cenário em que a Companhia segue a alocação do MRE com 100% de suas usinas vs. a estratégia atual
² errata release de resultados 2T19

A combinação das estratégias de compra de energia com a de alocação de GF resultam na composição da energia disponível para venda do ano.

○ FONTE HÍDRICA

○ Energia gerada

O volume total de energia gerada pelas usinas hidráulicas da AES Tietê Energia atingiu 2.840,2 GWh no 3T19, 39,7% superior ao montante averiguado no mesmo período de 2018 (2.033,1 GWh), reflexo do principalmente do:

- (i) maior nível de reservatórios das usinas da AES Tietê, que iniciaram o terceiro trimestre com volume de 75,6% comparado a um volume equivalente de 57,3% no mesmo período de 2018, uma melhora de 18,3 p.p.;
- (ii) melhora da afluência na Bacia do Rio Grande no período (67,1% da MLT no 3T19 vs. 54,2% da MLT no 3T18). As usinas localizadas nesta Bacia representam 61% da capacidade instalada da Companhia e registraram um crescimento na geração de 36,2% no terceiro trimestre; e
- (iii) crescimento de 46,1% na geração das usinas localizadas na Bacia do Rio Tietê, devido à melhor afluência no período (113,8% da MLT no 3T19 vs 91,2% da MLT no 3T18). As usinas localizadas nesta Bacia respondem por 39% da capacidade instalada do portfólio e corresponderam a 37% da geração da Companhia no trimestre.

No acumulado do ano, o volume total de energia gerada pelas usinas hidráulicas foi de 7.998,0 GWh, um aumento de 20,8% quando comparado com o mesmo período de 2018 (6.621,1 GWh), reflexo do:

- (i) crescimento de 20,4% na geração das usinas localizadas na Bacia do Rio Grande, devido à melhor afluência verificada no período (70,6% da MLT nos 9M19 vs. 52,2% nos 9M18). Nesta Bacia está localizada a Usina de Água Vermelha, que corresponde a 52,5% da capacidade instalada e ~50% da garantia física hídrica da Companhia e foi responsável por 51,7% da geração do período; e
- (ii) crescimento de 21,3% na geração das usinas localizadas na Bacia do Rio Tietê, devido à melhor afluência no período (109,9% da MLT nos 9M19 vs. 77,3% nos 9M18). As usinas localizadas nesta Bacia foram responsáveis por 39,5% da geração do período.

Geração - Usinas Hidráulicas (GWh)	3T18	3T19	Var	9M18	9M19	Var
Energia Gerada Bruta	2.033,1	2.840,2	39,7%	6.621,1	7.998,0	20,8%
Água Vermelha	1.221,4	1.598,5	30,9%	3.576,4	4.132,8	15,6%
Bariri	94,6	146,4	54,7%	362,9	497,6	37,1%
Barra Bonita	85,3	132,0	54,8%	322,5	431,6	33,8%
Caconde	32,5	75,6	132,5%	146,7	259,2	76,7%
Euclides da Cunha	46,5	89,0	91,3%	214,6	329,9	53,7%
Ibitinga	113,8	158,9	39,6%	423,1	474,0	12,0%
Limoeiro	13,3	25,8	93,2%	63,1	95,9	52,0%
Nova Avanhandava	243,4	343,8	41,3%	861,8	1.005,4	16,7%
Promissão	178,6	264,6	48,1%	630,3	747,0	18,5%
Mogi / S. Joaquim / S. José	3,7	5,7	55,6%	19,7	24,5	24,1%
Energia Gerada Líquida	1.984,5	2.777,4	40,0%	6.463,3	7.828,0	21,1%

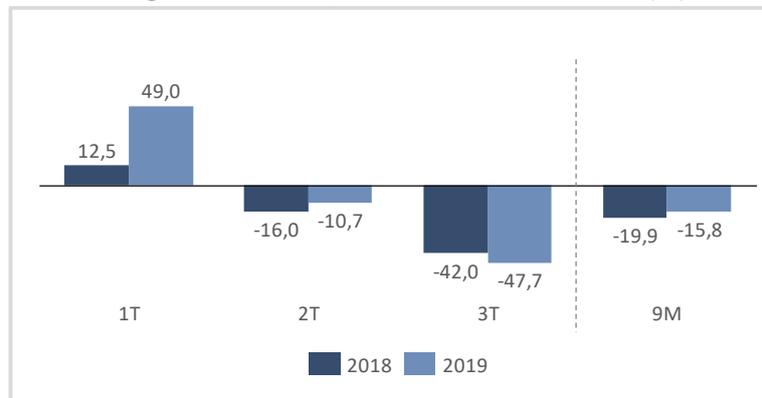
o Fator de Ajuste da Garantia Física (“GSF”) - Energia Secundária/Rebaixamento

No 3T19 registrou-se um rebaixamento médio de 47,7%, 5,7 p.p. superior ao rebaixamento registrado no mesmo período de 2018 (42,0%), devido principalmente à alocação diferenciada de energia das usinas pertencentes ao MRE, que deslocaram um volume maior para o período seco.

Na análise do acumulado do ano, os 9M19 registraram rebaixamento médio de 15,8% comparado a um rebaixamento de 19,9% nos 9M18.

O gráfico abaixo apresenta o GSF contabilizado pela CCEE no MRE nas liquidações financeiras efetuadas nos primeiros trimestres e nove meses de 2019 e de 2018.

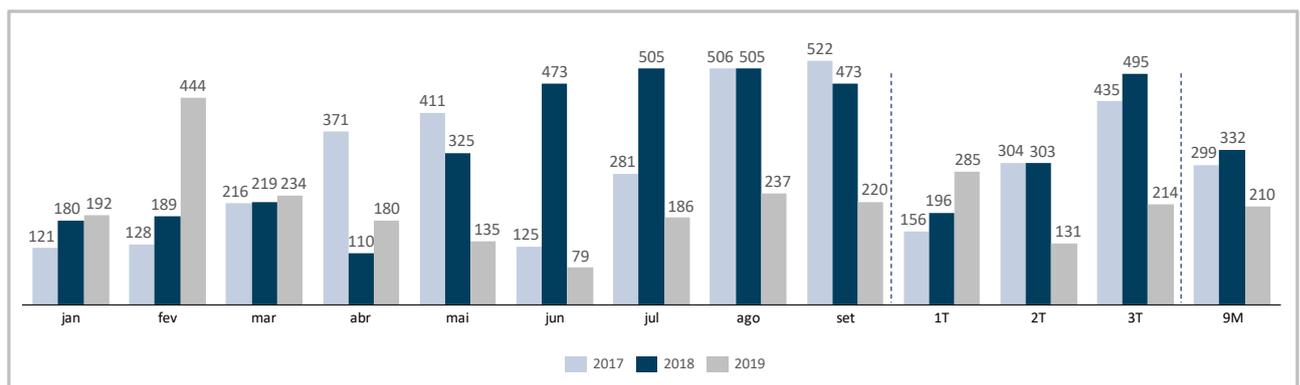
Energia Secundária/Rebaixamento no MRE⁷ (%)



Fonte: CCEE

o Preço de Liquidação de Diferenças (“PLD”)

Histórico PLD SE/CO (R\$/MWh)



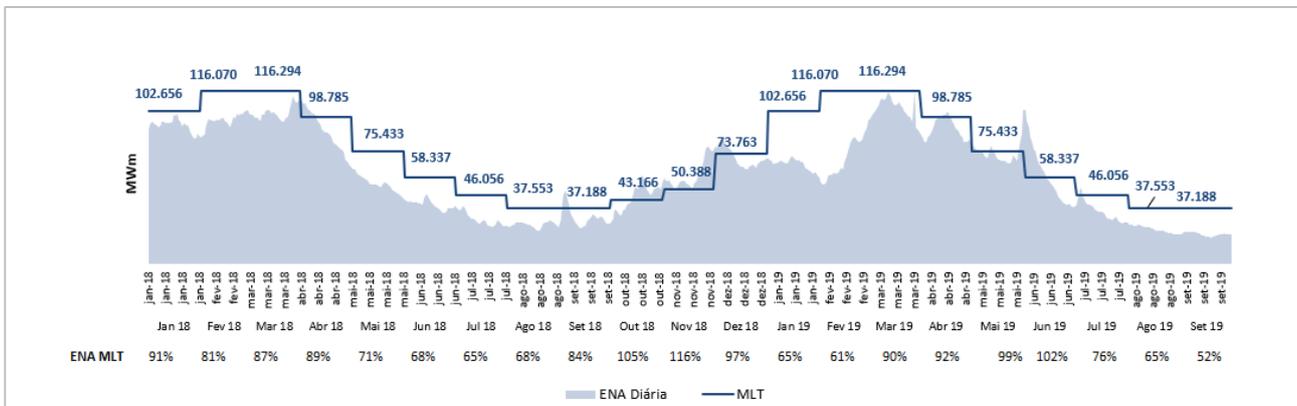
Fonte: CCEE

O PLD médio para o submercado SE/CO no 3T19 foi R\$ 214,07/MWh, 56,7% menor que o valor registrado no 3T18 (R\$ 494,61/MWh). Esta queda acentuada de ~R\$ 280 resulta do melhor nível inicial de reservatórios do SIN no 3T19, o que ocasionou menor despacho térmico no período afetando diretamente os preços no mercado *spot*, mesmo com a hidrologia parecida com o trimestre anterior.

A hidrologia atípica dos primeiros meses do ano, fez com que o PLD médio para o submercado SE/CO nos 9M19 fechasse em R\$ 209,92/MWh vs. R\$ 332,34/MWh nos 9M18. Quando analisados em conjunto, os gráficos apresentados nesta seção demonstram que a afluência e a variação mensal do preço.

⁷ Considera dados preliminares da CCEE para setembro de 2019.

Hidrologia Mensal Observada (%MLT e MWm)



Fonte: CCEE

Balço Energético

Considerando o cenário hidrológico apresentado acima, o nível de contratação do portfólio e a curva de alocação da garantia física da Companhia, é apresentado o balanço energético do período:

3T19			3T18		
MWh		R\$/MWh	MWh		R\$/MWh
GF após perdas e MRA	3.634		3.341		
Compras Antecipadas	473	202	0		
Rebaixamento	1.732	Rebaixamento 47,7%	1.402	Rebaixamento 42,0%	
Alocação	2.375		1.939		
Back to Back ¹	25		82		
a Compras	1	217	396	482	
b Vendas ²	2.299	167	2.009	164	
c Spot	52	271	243	364	

Notas: (1) contratos de compra e venda de energia (2) consideram nível de contratação ajustado para o trimestre

No 3T19, o principal destaque na estratégia de mitigação dos efeitos do risco hidrológico no resultado foi a decisão de compra antecipada de energia, que aliada à estratégia de alocação foram determinantes para garantir o incremento da margem do período como pode ser visto na seção de Desempenho Financeiro deste documento.

9M19				9M18			
MWh		R\$/MWh		MWh		R\$/MWh	
GF após perdas e MRA	7.585			7.864			
Compras Antecipadas		827	205	0			
Rebaixamento		1.201		1.565			
			Rebaixamento 15,8%				Rebaixamento 19,9%
Alocação	7.211			6.299			
Back to Back ¹		82		199			
a Compras		285	232	497		450	
b Vendas ²	7.285		166	5.953		161	
c Spot	130		210	643		332	

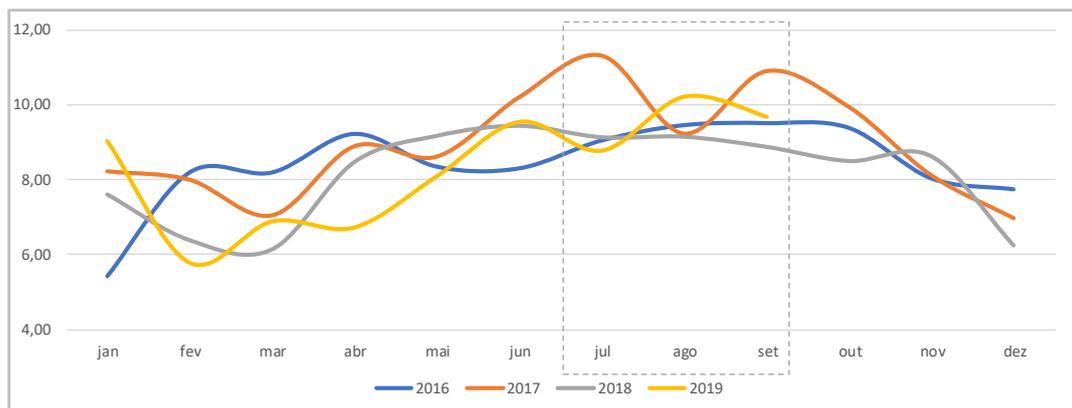
Notas: (1) contratos de compra e venda de energia (2) consideram nível de contratação ajustado

○ FONTE EÓLICA

○ Energia gerada

A geração eólica varia principalmente de acordo com a disponibilidade das máquinas e 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.

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



Fonte: Companhia

A geração bruta do Complexo Eólico Alto Sertão II foi 3,4% superior no 3T19 quando comparada ao mesmo período do ano anterior (486,1 GWh no 3T19 vs. 470,2 GWh no 3T18), resultado da melhora dos ventos no período (9,6 m/s no 3T19 vs. 9,1 m/s no 3T18). Nos 9M19, a geração bruta do complexo ficou em linha com a registrada nos 9M18 (1.175,4 GWh nos 9M19 vs. 1.188,3 GWh nos 9M18). A manutenção da disponibilidade do complexo, atualmente em 96,3%, também contribuiu para o bom resultado do período.

Geração - Parques Eólicos (GWh)	3T18	3T19	Var	9M18	9M19	Var
Energia Gerada Bruta	470,2	486,1	3,4%	1.188,3	1.175,4	-1,1%
LER 2010	203,3	211,2	3,9%	509,2	501,6	-1,5%
LEN 2011	266,9	275,0	3,0%	679,1	673,8	-0,8%

○ FONTE SOLAR

○ Energia gerada

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.

O Complexo Solar Guaimbê, que passou a fazer parte do portfólio da Companhia em setembro de 2018, registrou geração bruta de 69,9 GWh nesse trimestre. No acumulado do ano, a geração bruta foi de 200,6 GWh.

Em agosto de 2019, a primeira fase do Complexo Solar Ouroeste iniciou sua operação comercial fazendo com que a receita da planta seja atrelada ao seu PPA de R\$ 335,44/MWh. A planta já estava operando em fase de testes desde março de 2019, sendo remunerada pelo preço *spot*. No 3T19, o Complexo registrou geração bruta de 29,5 GWh. A segunda fase do Complexo entrou em operação em teste em outubro deste ano e começa a contribuir para o resultado no próximo trimestre.

Geração - Parques Solares (GWh)	3T18*	3T19	Var	9M18	9M19	Var
Energia Gerada Bruta	22,9	99,4	334,3%	22,9	230,1	904,8%
Guaimbê	22,9	69,9	205,4%	22,9	200,6	776,0%
Ouroeste	-	29,5	-	-	29,5	-

*considera apenas o mês de setembro

DESEMPENHO FINANCEIRO

○ RECEITA E MARGEM LÍQUIDA

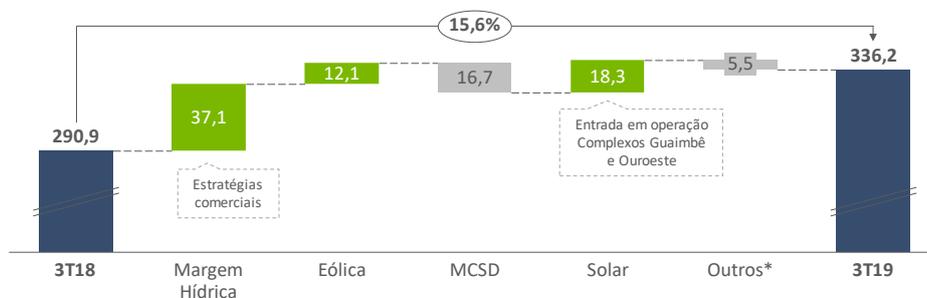
A receita operacional líquida totalizou R\$ 525,0 milhões no 3T19, 7,1% inferior ao resultado registrado no 3T18 (R\$ 564,8 milhões). Já nos 9M19 a receita operacional líquida atingiu R\$ 1.521,7 milhões, valor 4,5% maior que o reportado nos 9M18 (R\$ 1.456,9 milhões).

A margem operacional líquida⁸ da AES Tietê Energia totalizou R\$ 336,2 milhões no 3T19, representando um incremento de 15,6% em comparação com o 3T18 (R\$ 290,9 milhões). Esse resultado pode ser explicado pelo:

⁸ Receita líquida menos compra de energia para revenda, taxas e encargos setoriais.

- (i) incremento de R\$ 37,1 milhões na margem hídrica, resultado da estratégia comercial de compra antecipada, que resultou na redução do custo com compra de energia via contratos bilaterais em R\$ 104,3 milhões devido ao menor preço médio de compra (R\$ 202,2/MWh no 3T19 vs. R\$ 353,2/MWh no 3T18);
- (ii) aumento de R\$ 18,3 milhões na margem solar, resultado do Complexo Solar Guaimbê, que faz parte do portfólio da Companhia desde setembro de 2018 e da entrada em operação da primeira fase do Complexo Solar Ouroeste, em 14 de agosto; e
- (iii) aumento de R\$ 12,1 milhões na margem eólica, devido a boa performance do Complexo no terceiro trimestre e redução dos gastos com O&M na comparação entre períodos; efeitos compensados parcialmente pelos
- (iv) R\$ 16,7 milhões de efeito não recorrente em 2018 pela à oportunidade de descontração de energia e venda via PPA de curto prazo para a fonte eólica (MCS D).

Margem Líquida Trimestral (R\$ milhões)

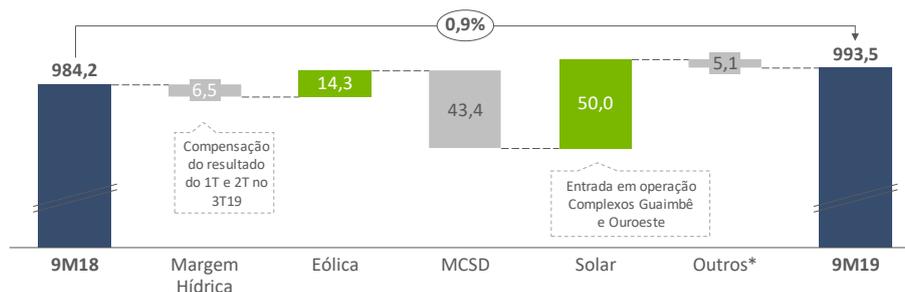


* Considera subsidiárias integrais

Nos 9M19 a margem operacional líquida da Companhia foi de R\$ 993,5 milhões, praticamente estável quando comparada ao mesmo período do ano anterior (R\$ 984,2 milhões), resultado explicado pelo:

- (i) incremento de R\$ 50,0 milhões na margem solar, pela entrada em operação do Complexo Guaimbê e primeira fase do Complexo Ouroeste;
- (ii) incremento de R\$ 14,3 milhões na margem eólica dada redução dos gastos de O&M; efeitos compensados parcialmente pela
- (iii) queda de R\$ 43,4 milhões na margem eólica pelo efeito comparativo com o MCS D explicado anteriormente; e
- (iv) redução de 0,8% na margem hídrica (R\$ 6,5 milhões), devido principalmente aos resultados dos primeiros dois trimestres do ano.

Margem Líquida acumulado 9 meses (R\$ milhões)



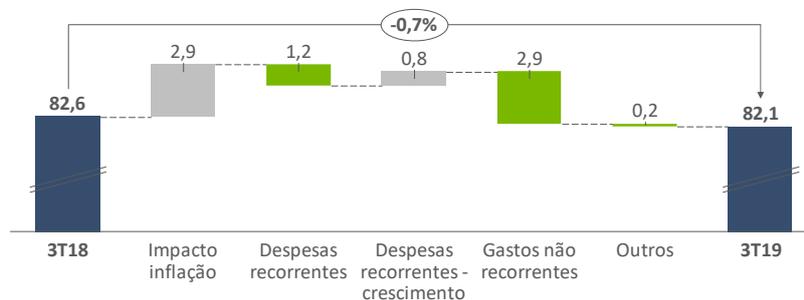
* Considera subsidiárias integrais

o DESPESAS OPERACIONAIS

As despesas operacionais (excluindo depreciação e amortização) totalizaram R\$ 82,1 milhões no 3T19, em linha com o resultado apresentado no 3T18 (R\$ 82,6 milhões). Abaixo, os principais destaques:

- (i) redução de R\$ 2,9 milhões com gastos não recorrentes, incluindo honorário advocatícios e crédito de PIS e COFINS;
- (ii) diminuição de R\$ 1,2 milhão nas despesas recorrentes; efeitos compensados parcialmente pelo
- (iii) incremento de R\$ 2,9 milhões pela inflação acumulada do período.

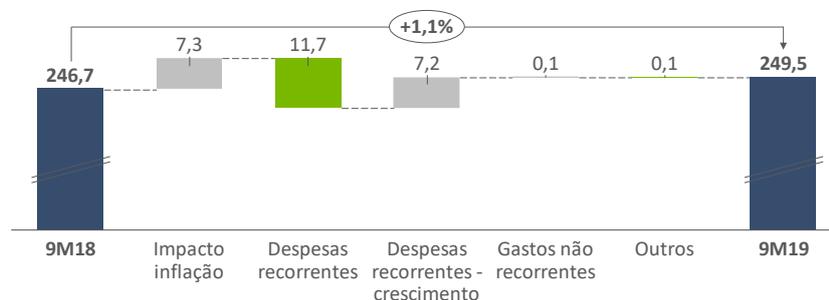
Despesas Operacionais Trimestral (R\$ milhões)



Já nos 9M19, as despesas foram de R\$ 249,5 milhões, também em linha quando comparado com os 9M18 (R\$ 246,7 milhões). A variação é explicada por:

- (i) redução de R\$ 11,7 milhões nas despesas recorrentes da Companhia, dada nova estrutura do negócio; efeito compensado pelo
- (ii) incremento nas despesas de apoio à estratégia de crescimento em R\$ 7,2 milhões; e
- (iii) aumento nos gastos pela inflação de R\$ 7,3 milhões.

Despesas Operacionais acumulado 9 meses (R\$ milhões)



A manutenção das despesas na comparação dos períodos reforça a diligência da Companhia no controle de custos.

o EBITDA

A AES Tietê Energia registrou um Ebitda de R\$ 254,2 milhões no 3T19, valor 22,0% superior a cifra do 3T18 (R\$ 208,3 milhões). Este resultado se deve principalmente ao incremento da margem líquida consolidada em R\$ 45,4 milhões devido aos resultados trazidos pela estratégia comercial e à entrada em operação das novas capacidades solares. Outro ponto de destaque é a manutenção das despesas operacionais no período.

No acumulado do ano, o Ebitda foi de R\$ 744,0 milhões, em linha com o resultado acumulado do ano anterior (R\$ 737,5 milhões), consequência, principalmente da:

- (i) manutenção da margem hídrica pelas estratégias comerciais implementadas no ano;
- (ii) entrada em operação das novas capacidades solares, que trouxeram resultado acumulado de R\$ 42,8 milhões para o período; e
- (iii) incremento de R\$ 24,2 milhões no Ebitda do Complexo Alto Sertão II, pela redução das despesas com O&M; efeitos compensados parcialmente pela
- (iv) redução de R\$ 43,4 milhões no Ebitda do ativo eólico, devido efeito não recorrente do MSCD em 2018.

o RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido registrado pela Companhia no 3T19 foi uma despesa de R\$ 65,0 milhões, uma queda de 26,1% comparado com a despesa de R\$ 87,9 milhões registrada no 3T18. Nos 9M19, o resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 254,8 milhões, em linha com a despesa registrada nos 9M18 (R\$ 252,8 milhões).

Resultado Financeiro (R\$ milhões)	3T18	3T19	Var	9M18	9M19	Var
Receitas Financeiras	30,4	26,4	-13,2%	87,7	67,2	-23,3%
Despesas Financeiras	(121,1)	(84,8)	-30,0%	(356,2)	(326,8)	-8,3%
Variações Cambiais	2,8	(6,5)	-332,5%	15,7	4,8	-69,6%
Resultado Financeiro	(87,9)	(65,0)	-26,1%	(252,8)	(254,8)	0,8%

o Receitas Financeiras

As receitas financeiras somaram R\$ 26,4 milhões no 3T19, uma redução de 13,2% em comparação com a receita financeira registrada no 3T18 (R\$ 30,4 milhões), proveniente da queda da renda de aplicações financeiras, resultado do menor saldo aplicado em aproximadamente 33% e menor CDI médio entre os períodos (6,01% no 3T19 vs. 6,39% no 3T18). Nos 9M19, as receitas totalizaram R\$ 67,2 milhões vs. R\$ 87,7 milhões nos 9M18, devido principalmente ao menor saldo em caixa.

o Despesas Financeiras

As despesas financeiras somaram R\$ 84,8 milhões no 3T19, montante 30,0% inferior aos R\$ 121,1 milhões registrados no mesmo período de 2018. Tal variação é explicada, sobretudo pela:

- (i) redução de R\$ 13,9 milhões nos encargos de dívida, incluindo a atualização monetária de empréstimos e debêntures, devido à redução dos indexadores de nossa carteira na comparação do período (CDI – 50% do total da carteira e IPCA – 49% do total da carteira);
- (ii) diferença do montante dispendido para atualização monetária do valor referente ao rebaixamento (GSF), em função da diferença entre o indexador de ajuste (IGP-M: -0,28% no 3T19 vs. 2,75% no 3T18) entre os períodos, representando uma variação positiva de R\$ 16,9 milhões neste trimestre; e
- (iii) variação positiva de R\$ 4,0 milhões devido ao maior volume de juros capitalizados sobre os ativos qualificáveis.

No período acumulado, a despesa financeira foi de R\$ 326,8 milhões em 2019, 8,3% menor quando comparada com o resultado dos 9M18 (R\$ 356,2 milhões), devido principalmente pela:

- (i) efeito positivo de R\$ 21,8 milhões devido ao menor dispêndio com atualização do saldo do GSF;
- (ii) crescimento de R\$ 16,1 milhões na linha de juros capitalizados; e
- (iii) redução da despesa com fiança e seguro garantia pela troca do perfil da carteira, barateando esse custo em R\$ 8,0 milhões; efeitos esses compensados parcialmente pelo
- (iv) incremento de R\$ 12,9 milhões nos encargos de dívida, por custo pontual em função do refinanciamento da dívida que reduziu a taxa de juros, aumentou o prazo e melhorou os *covenants* da carteira.

o Variações Cambiais

As variações cambiais foram negativas em R\$ 6,5 milhões no 3T19 vs. R\$ 2,8 milhões positivos do 3T18. Essa redução se deve principalmente às variações cambiais negativas pela divergência entre a expectativa do câmbio quando foram realizadas e sua efetivação. São elas:

- (i) R\$ 2,7 milhões relacionados ao efeito positivo da marcação à mercado da operação de *hedge* realizada para compra de equipamentos de geração solar para os parques em construção no 3T18, que não se repetiu este ano;
- (ii) R\$ 2,4 milhões em função da variação cambial no processo judicial que discute a aquisição obrigatória de energia oriunda de Itaipú pela Companhia; e
- (iii) R\$ 2,1 milhões relativa ao pagamento de fornecedores estrangeiros dos parques solares em construção no período.

Nos 9M19, o resultado das variações cambiais foi positivo em R\$ 4,8 milhões, 69,6% menor que o resultado dos 9M18 (R\$ 15,7 milhões). Tal variação pode ser explicada principalmente pelo ganho da marcação à mercado da operação de *hedge* realizada para compra de equipamentos de geração solar para os parques em construção em 2018, que não se repetiu no acumulado de 2019.

o LUCRO LÍQUIDO

No 3T19, a AES Tietê Energia apurou um lucro líquido consolidado de R\$ 97,1 milhões, resultado 174,6% superior ao auferido no 3T18 (R\$ 35,4 milhões). Contribuíram para o resultado os seguintes fatores:

- (i) incremento de R\$ 45,4 milhões pelo efeito positivo da estratégia comercial de compra antecipada de energia adotada para a operação hídrica e da contribuição do resultado do Complexo Solar Guaimbê e Ouroeste;
- (ii) melhora do resultado financeiro em R\$ 22,9 milhões pela queda da taxa de juros e inflação; e
- (iii) redução do gasto com depreciação e amortização em R\$ 2,6 milhões, pela revisão da vida útil dos ativos solares após a finalização do processo de unitização da Fase 1 do Complexo Solar Ouroeste; efeitos parcialmente compensados parcialmente pelo
- (iv) aumento de R\$ 6,6 milhões na linha de tributos pagos devido ao maior do lucro tributável, proveniente do maior resultado do período.

Nos 9M19, o lucro líquido consolidado apurado foi R\$ 194,6 milhões, um aumento de 6,3% comparado com mesmo período do ano anterior (R\$ 183,1 milhões), principalmente devido ao:

- (i) incremento de R\$ 9,3 milhões na margem operacional líquida, em função da entrada em operação do Complexo Solar Guaimbê; e
- (ii) redução de R\$ 30,9 milhões na linha de tributos pagos devido à redução do resultado antes dos tributos e consequente diminuição do lucro tributável; efeitos parcialmente compensados pelo
- (iii) aumento de R\$ 21,1 milhões na linha de depreciação e amortização, pela adição de novos ativos ao portfólio em 2019. Este efeito foi regularizado a partir do 3T19, após finalização de processo de unitização, mencionado anteriormente.

o REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

A Administração da AES Tietê Energia aprovou a distribuição de R\$ 106,4 milhões como dividendos intermediários relativos ao 3T19, sendo R\$ 0,05333477657 por ação ordinária e preferencial e R\$ 0,26667388285 por *unit*.

A data base para o direito ao recebimento de dividendo (*record date*) será no dia 8 de novembro de 2019 e as ações de emissão da Companhia passarão a ser negociadas “ex-dividendos” a partir do dia 11 de novembro de 2019. Os valores distribuídos a título de dividendos intermediários estão isentos de IRRF, de acordo com o artigo 10 da Lei nº 9.249/95, conforme alterada, e seu pagamento será realizado em 22 de novembro de 2019.

o ENDIVIDAMENTO

Dívidas (R\$ milhões)	Montante ¹	Vencimento	Custo Nominal
AES Tietê Energia²	4.051,8		
4ª Emissão de Debêntures - 3ª série	357,7	dez/20	IPCA + 8,43% a.a.
5ª Emissão de Debêntures	203,8	dez/23	IPCA + 6,54% a.a.
6ª Emissão de Debêntures - 2ª série	353,2	abr/24	IPCA + 6,78% a.a.
7ª Emissão de Debêntures - 2ª série	752,2	fev/23	CDI + 1,30% a.a.
8ª Emissão de Debêntures	209,1	mai/30	IPCA + 6,02% a.a.
9ª Emissão de Debêntures - 1ª série	1.380,3	mar/27	CDI + 1,00% a.a.
9ª Emissão de Debêntures - 2ª série	619,2	mar/29	IPCA + 4,71% a.a.
9ª Emissão de Debêntures - 3ª série	176,3	mar/29	IPCA + 4,71% a.a.
AES Tietê Eólica	173,0		
1ª Emissão de Debêntures - 1ª série	90,8	dez/25	IPCA + 7,61% a.a.
1ª Emissão de Debêntures - 2ª série	82,2	dez/25	IPCA + 7,87% a.a.

¹ Saldo contábil atualizado.

² Não considera arrendamento financeiro.

o Dívida bruta e líquida

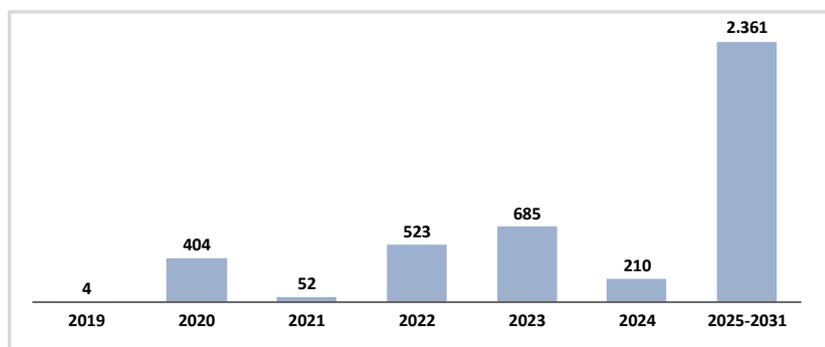
A dívida bruta consolidada da AES Tietê Energia encerrou o 3T19 em R\$ 4.269,7 milhões, 3,0% superior à posição de dívida bruta em 30 de setembro de 2018 (R\$ 4.144,4 milhões) especialmente em função dos juros acruados entre os períodos.

Em 30 de setembro de 2019, as disponibilidades somavam R\$ 1.285,5 milhões, montante praticamente estável em relação ao valor registrado no mesmo período de 2018 (R\$ 1.273,8 milhões).

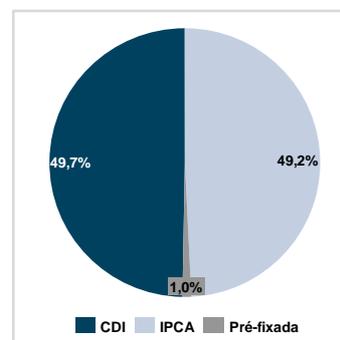
Desta forma, a dívida líquida consolidada no 3T19 era de R\$ 2.984,2 milhões, montante ligeiramente superior em relação à posição registrada no mesmo período do ano anterior (R\$ 2.870,6 milhões).

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 dívida⁹ (R\$ milhões)

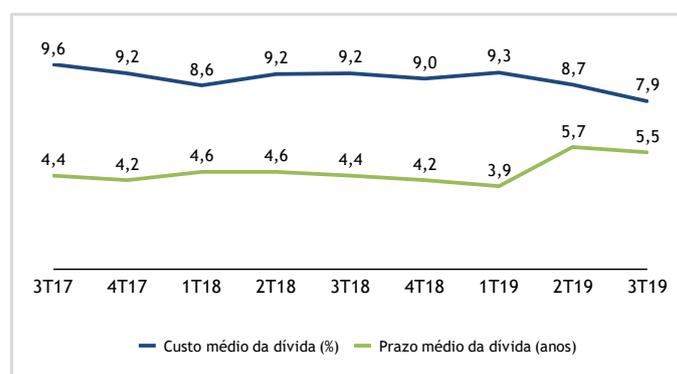


Dívida Bruta por Indexador¹⁰



Como parte de sua estratégia de buscar uma estrutura de capital otimizada, a Companhia tem buscado alongar o prazo médio e otimizar os custos de suas dívidas, como pode ser observado no gráfico abaixo.

Custo¹¹ e Prazo médio



o Covenants

O limite mais restritivo estabelecido pelas dívidas da Companhia é de 3,85x e o índice de cobertura de juros não poderá ser inferior a 1,50x. Em linha com a estratégia de diversificação de fontes da Companhia, as novas dívidas emitidas já possuem limite maior, variando entre 4,0x e 4,5x e com restrição do índice de cobertura de juros de 1,25x.

O índice de alavancagem (Dívida Líquida / Ebitda Ajustado¹²) encerrou o terceiro trimestre em 2,92x. O índice de cobertura de juros (Ebitda Ajustado / Despesas Financeiras) fechou o 3T19 em 2,89x.

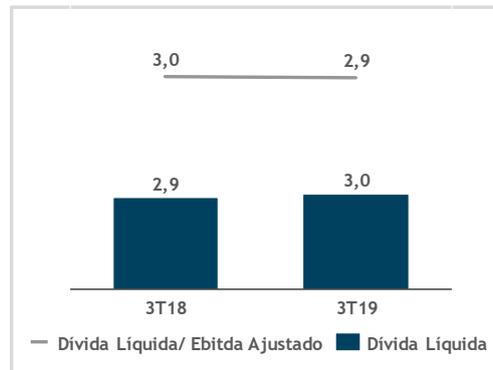
⁹ Fluxo composto por amortização de principal.

¹⁰ Valores relativos ao principal.

¹¹ Custo médio da dívida calculado com CDI diário (ano) e IPCA acumulado (últimos 12 meses) na data de fechamento do trimestre. Tanto custo quanto prazo referem-se ao principal da dívida.

¹² Ebitda ajustado para incluir os 12 meses dos ativos adquiridos, inclusive o período anterior ao mesmo fazer parte da estrutura da Companhia.

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



o Estratégia de otimização de estrutura de capital

Ao longo de 2019, a Companhia recompôs seu perfil de endividamento com dívidas com menores custos, prazos mais alongados e limite de *covenants* mais flexível, por meio dos seguintes eventos: (i) 9ª emissão de debêntures; (ii) resgate antecipado da 1ª série da 6ª e da 7ª emissão de debêntures; e (iii) resgate antecipado do financiamento do BNDES e repasse do Banco do Brasil, em sua subsidiária AES Tietê Eólica (*Holding* do Complexo Eólico Alto Sertão II).

Vale reforçar que, em abril de 2019, a AES Tietê Eólica realizou o resgate antecipado (“liquidação”) do financiamento com o BNDES e repasse do Banco do Brasil, melhorando significativamente a estrutura de capital do Complexo Eólico Alto Sertão II. Em decorrência dessa liquidação, a Companhia passou pelo processo de negociação e aprovação de ajustes contratuais junto aos detentores da 1ª Emissão de Debêntures da AES Tietê Eólica, que proporcionou uma melhor liquidez e gestão financeira mais eficiente de Alto Sertão II, por meio do reequilíbrio das contas reservas, permitindo a liberação de caixa restrito, dentre outros pontos. Essa foi uma conquista importante para a Companhia, que teve todas as alterações aprovadas em Assembleia Geral dos Debenturistas, realizada em 01 de outubro de 2019.

o Rating

	Ratings	Moodys	Fitch
Escala	Nacional	Aa1	AA+
	Internacional	Ba2	-

o CAPEX

O investimento da AES Tietê Energia somou R\$ 69,4 milhões no 3T19, 39,7% menor que o montante investido no 3T18 (R\$ 115,1 milhões), destacando:

- (i) redução de R\$ 70,4 milhões nos investimentos realizados no Complexo Solar Ouroeste finalizados neste trimestre e alinhados com a estratégia de crescimento da Companhia. No 3T19 os investimentos para finalização da construção do Complexo somaram R\$ 34,0 milhões;

- (ii) aumento de R\$ 13,4 milhões destinados à construção de projetos de geração distribuída; e
- (iii) incremento de R\$ 11,7 milhões no investimento em modernização e manutenção das plantas hídras e ativos já em operação, incluindo melhorias de tecnologia.

Nos 9M19, os investimentos somaram R\$ 300,8 milhões vs. R\$ 284,7 milhões nos 9M18, principalmente pelo incremento de R\$ 14,7 milhões em expansão, considerando a finalização da construção do Complexo Solar Ouroeste e investimento nos projetos de geração distribuída. Os investimentos na manutenção e modernização das plantas hídras permanecem em linha na comparação entre os períodos.

o Plano de Investimento - CAPEX

A Companhia prevê investir aproximadamente R\$ 662,1 milhões¹³ 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\$ milhões ¹	2019E	2020E	2021E	2022E	2023E	Total 2019E-2023E
Modernização e Manutenção	70,5	74,2	74,4	79,7	66,2	365,1
Expansão ²	273,2	1,4	0,0	0,0	0,0	274,7
Juros de Capitalização ³	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

¹ Valores nominais

² Considera construção do Complexo Solar Ouroeste e investimentos em geração distribuída

³ Não considera juros de capitalização sobre os novos projetos

o FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

A sucesso na execução da estratégia de gestão comercial do portfólio de energia adotada durante o ano de 2018 com efeitos em 2019, buscando oportunidades comerciais para geração de valor e redução da volatilidade na geração de caixa, pode ser comprovado pelo incremento da geração de caixa operacional no comparativo dos trimestres e dos nove meses (+R\$ 105,2 milhões no trimestre e +R\$ 86,6 milhões no acumulado do ano). Esta estratégia tem três principais frentes de execução que estão detalhadas na seção de Desempenho Comercial e Operacional deste documento.

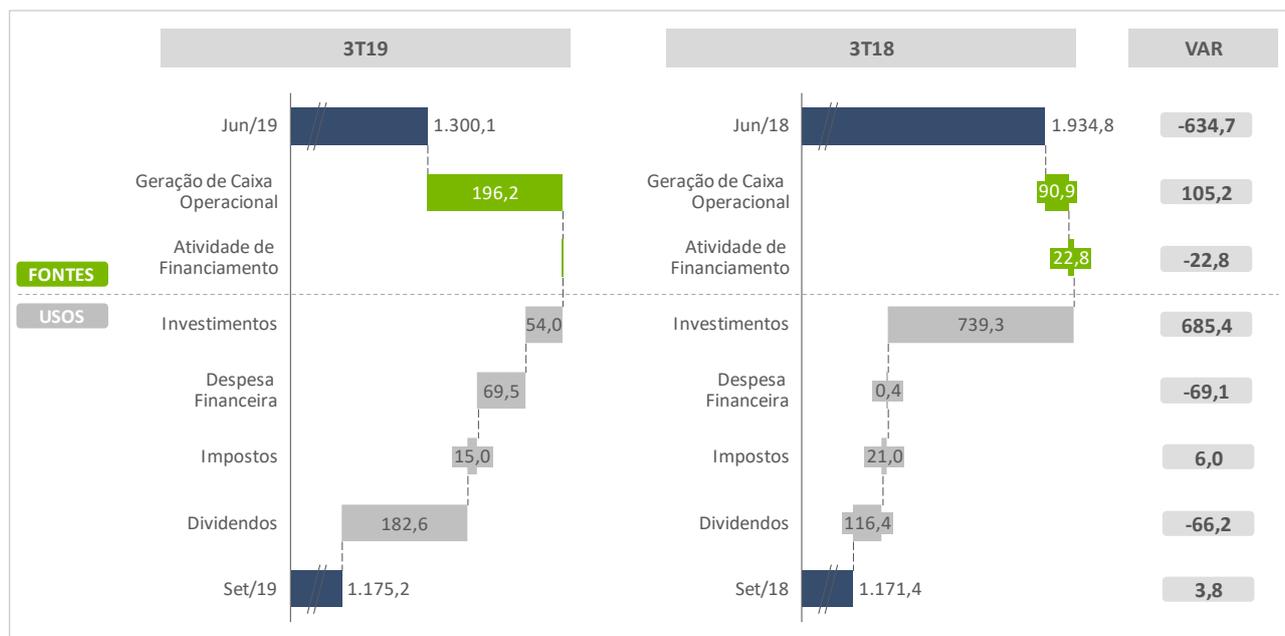
Com o objetivo de aumentar a sua capacidade de geração por meio da aquisição e desenvolvimento de projetos solares e eólicos, quando comparado o 3T19 contra o 3T18, é possível perceber uma redução dos investimentos em projetos e amortização líquida, pois o fluxo financeiro mais expressivo em projetos solares foi iniciado em 2018 e a obra do segundo complexo solar da Companhia acaba neste ano. Além disso, vale destacar a conclusão da aquisição do Complexo Solar Guaimbê no montante de R\$ 624,6 milhões, em setembro de 2018.

Como suporte à estratégia mencionada, a AES Tietê, buscando melhores condições para as suas obrigações financeiras, realizou a 9ª emissão de debêntures que teve seu recurso destinado ao pré-pagamento de cerca de 50% de sua carteira atual, incluindo o FINEM do projeto Eólico Alto Sertão II, o que justifica em maior

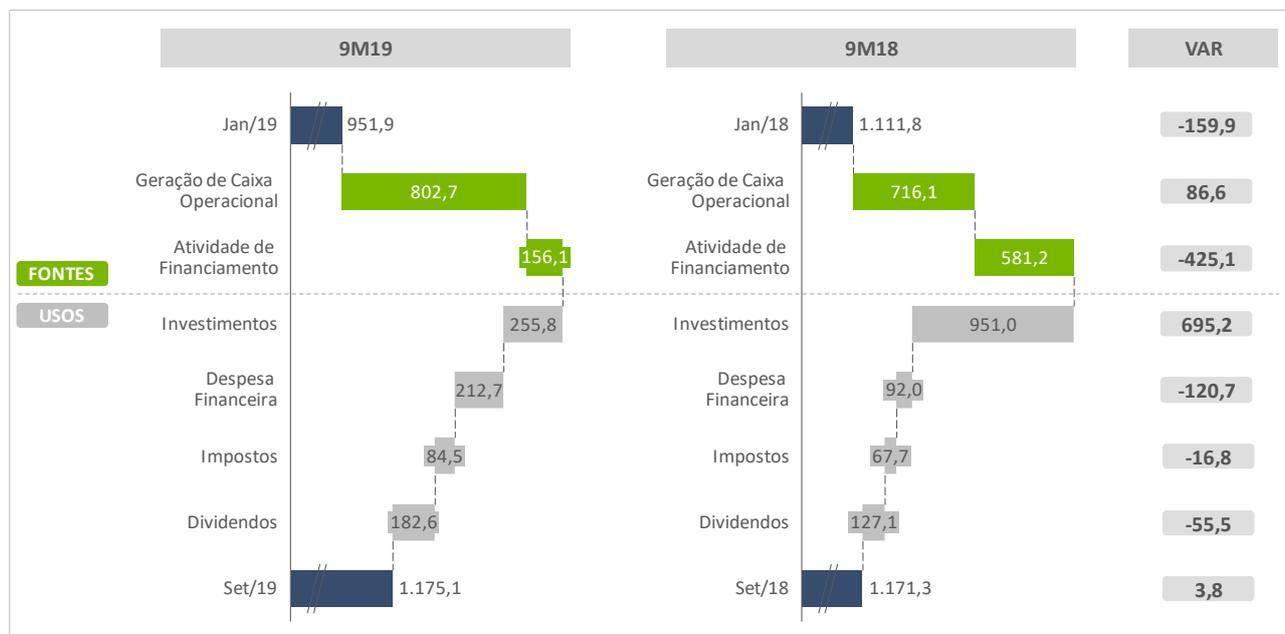
¹³ Considera apenas o CAPEX previsto para conclusão das obras dos projetos existentes.

parte o aumento das despesas financeiras líquidas do terceiro trimestre de 2019. Este movimento reforça o foco da Companhia na otimização do seu perfil de endividamento e estrutura de capital.

Fluxo de Caixa – Análise Trimestral (R\$ milhões)



Fluxo de Caixa – Análise Últimos 9 Meses (R\$ milhões)



MERCADO DE CAPITAIS

Em 30 de setembro de 2019, as *units* da Companhia apresentaram valorização de 28,7%, quando comparadas a 28 de setembro de 2018, último dia de negociação do período anterior, encerrando o trimestre cotadas a R\$ 12,20. Em relação aos indicadores de mercado, no mesmo período, o IEE valorizou 73,1% e o Ibovespa 32,0%, encerrando o 3T19 em 68.122 pontos e 104.745 pontos, respectivamente. Ao longo do 3T19, o volume médio diário negociado foi de 1.156 mil *units* frente a 1.006 mil *units* no 3T18, representando um aumento de 14,9%. O gráfico abaixo demonstra o desempenho das *units*:

AES Tietê Energia x Ibovespa x IEE x TSR¹
Base 100 – 30/09/2018



Fonte: Bloomberg.

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

ESTRUTURA ACIONÁRIA

Em 07 de agosto de 2019, a Assembleia Geral de Acionistas da AES Tietê Energia aprovou o aumento do capital social da Companhia decorrente da capitalização parcial da Reserva Especial de Ágio, por meio de subscrição privada no montante de R\$ 58,0 milhões, com a emissão de 17.057.152 ações preferenciais e 11.090.552 ações ordinárias. A homologação das novas ações emitidas aconteceu em 19 de setembro de 2019.

Em 30 de setembro de 2019, o capital social subscrito e integralizado da AES Tietê Energia era de R\$ 474,6 milhões, representado por ações ordinárias e preferenciais, conforme detalhado a seguir:

Estrutura Acionária	ON	% ON	PN	% PN	Total	% Total
AES Holdings Brasil	484.391.716	61,61%	1.562.372	0,13%	485.954.088	24,35%
BNDESPAR	113.392.035	14,42%	453.554.431	37,51%	566.946.466	28,41%
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.	31.675.125	4,03%	126.700.500	10,48%	158.375.625	7,94%
Ações em Tesouraria	3	0,0%	12	0,0%	15	0,0%
Outros	156.806.257	19,94%	627.450.165	51,89%	784.256.422	39,30%
Total	786.265.136	100,0%	1.209.267.480	100,0%	1.995.532.616	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 atual regulação de geração distribuída (mais detalhes na seção 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 solar distribuída, 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 entrou em operação em agosto de 2019.

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 MW de capacidade instalada, suficiente para atender mais de 170 lojas do grupo por um período de 10 anos. A planta solar construída na cidade de Janaúba, no norte de Minas Gerais já está conectada à rede e tem previsão de início de operação para o 4T19.

No 2T19 a Companhia assinou mais dois novos contratos na modalidade de geração distribuída. O primeiro, com a rede de *fast food* McDonald’s, será uma das maiores plantas solares remotas de um único cliente no país. O projeto conta com 5,3 MW instalados, divididos em três plantas, que abastecerão 39 lojas da rede. O segundo, com a Rede de Farmácias São João, possui capacidade instalada de 3 MW, abastecerá cerca de 200 lojas da rede gaúcha e tem potencial para ser expandido em até 9 MW. Juntos, os projetos mostram a capacidade da AES Tietê no desenvolvimento de novas frentes de negócio que visam atender às necessidades de seus clientes.

Na modalidade de geração compartilhada, temos em construção duas plantas fotovoltaicas de 1 MW de capacidade instalada cada. A previsão de início de operação destas plantas é no 1T20 (“*Community Solar*”).

Hoje, a Companhia possui 15,5 MW de projetos de GD de assinados, com três grandes clientes nacionais. Esses ativos serão desenvolvidos nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais e Rio Grande do Sul, com prazo médio de contrato entre 10 e 12 anos.

Os investimentos no desenvolvimento dos projetos de Geração Distribuída estão detalhados na subseção de CAPEX deste documento.

o Armazenamento de Energia

O armazenamento de energia, outra importante linha de negócio oferecida pela Companhia, é uma das tecnologias mais inovadoras e versáteis disponíveis no mercado. O armazenamento de energia possui diversas aplicações que tornam o sistema elétrico mais robusto e confiável, proporcionando um fornecimento de energia elétrica de qualidade. Fruto do seu pioneirismo que celebra 12 anos de mercado em 2019, a AES é líder global em sistemas de armazenamento de energia em baterias, com mais de 600 MW de projetos com aplicações variadas, e possui diversas plataformas tecnológicas como: Advancion, Sistorage e Sunflex.

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).

Ao longo de 2019, a ANEEL colocou em discussão pública a metodologia de definição dos limites máximo e mínimo do PLD por meio da Audiência 022/2019, a qual culminou na publicação da Resolução Normativa nº 858, de 1º outubro de 2019, que estabelece os critérios e os procedimentos para o cálculo dos limites máximo e mínimo do PLD.

Ficaram estabelecidos dois limites máximos para o PLD, sendo um estrutural e o outro horário, atualizados anualmente pelo IPCA a partir dos valores de R\$ 556,58/MWh e R\$ 1.141,85/MWh, respectivamente, a preços de setembro de 2019.

O valor mínimo do PLD será calculado anualmente pela ANEEL considerando o maior valor entre a Tarifa de Energia de Otimização da UHE Itaipu (TEOItaipu) e a Tarifa de Energia de Otimização (TEO) das outras usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional.

o Impactos da retração de geração hidráulica no MRE / GSF

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 antecipação da Garantia Física de usinas estruturantes, 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 houvesse geração total do MRE em montante inferior à garantia física desse mesmo conjunto. Em 07 de fevereiro de 2018, a Companhia foi intimada 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, por meio 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, que é o cenário que a Companhia se encontra hoje. 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 30 de setembro de 2019, a Companhia acumula um saldo de R\$ 1.086,0¹⁴ milhões referente à liminar. Mais detalhes sobre a discussão do caso podem ser encontrados no tópico abaixo.

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

O MME realizou uma 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 (“PL”) nº 1.917/2015, que trata da portabilidade da conta de luz. No entanto, em 2018, tal projeto foi arquivado pela Câmara dos Deputados e a comissão especial criada para elaborar seu parecer foi extinta. Em agosto de 2019, o PL foi desarquivado e foi criada uma nova comissão especial na Câmara dos Deputados destinada a proferir um parecer sobre esta proposta.

Em paralelo, tramita no Senado outro projeto (PLS 232/2016) que dispõe sobre o modelo comercial do setor elétrico, a portabilidade da conta de luz e as concessões de geração de energia elétrica, tratando também de questões alusivas a CP33. Já aprovado em duas comissões do Senado Federal: na Comissão de Assuntos Econômicos (CAE) e Comissão de Constituição e Justiça (CCJ), o Projeto aguarda a manifestação da Comissão de Infraestrutura, que possui a decisão terminativa. Recebendo um parecer favorável, a proposição será encaminhada para a Câmara dos Deputados sem a necessidade de apreciação pelo plenário do Senado Federal. Caso seja rejeitada pela Comissão de Infraestrutura, a matéria ficará sujeita a arquivamento.

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

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

A ampliação do Mercado Livre segue em discussão e foi alvo de contribuição dos agentes pelas Consultas Públicas 76 e 77 realizadas pelo Ministério de Minas e Energia, que trataram da proposta de representação obrigatória de direitos e obrigações por Comercializador Varejista, quando da migração do consumidor para o Ambiente de Contratação Livre; e da ampliação da Portaria MME nº 514/2018, respectivamente.

Uma das propostas de maior destaque da CP 33 foi a solução ao GSF. O PL 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.

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). Os geradores serão ressarcidos 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 acima.

Após aprovação na Câmara dos Deputados, o texto da Lei do referido PL foi encaminhado para aprovação do Senado Federal (PL nº 10.332 convertido em Projeto de Lei Complementar (“PLC”) nº 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 nº 10.985, aprovado pelo Senado e submetido, em novembro de 2018, à apreciação da Câmara dos Deputados, sendo aprovado em junho de 2019. Como houve uma pequena alteração no referido PL, que trata do tema da alocação de recursos advindos da comercialização de petróleo e gás para a União, ele voltou novamente ao Senado para a votação apenas da referida alteração. As novas condições para a repactuação do risco hidrológico estão contidas no PL nº 3.975/19, que substituiu o PL nº 10.985/18.

Em virtude da alteração aprovada na Câmara dos Deputados, o presente projeto deverá ser aprovado por uma Comissão do Senado Federal (CAE) para seguir seu curso de aprovação. Até a presente data não houve decisão pelo Senado Federal. Após sanção presidencial, a ANEEL terá 90 dias para regulamentar sobre os pontos discutidos. Finalizada análise do órgão, as Companhias terão 60 dias para adesão ou não do acordo proposto.

Por fim, ainda dando continuidade à Consulta Pública nº 33, de 2017, o MME publicou a Portaria MME nº 187, de 4 de abril de 2019, que instituiu Grupo de Trabalho (“GT”) para aprimorar propostas que viabilizem a modernização do setor elétrico, fundamentadas nos pilares da governança, da transparência e da estabilidade jurídico-regulatória.

Em 09 de outubro de 2019, o GT apresentou ao Ministro Bento Albuquerque o relatório que consolida os resultados dos trabalhos realizados ao longo de 180 dias. O MME promoveu, no dia 29 de outubro, evento para apresentar o relatório final do Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico com um plano de ação para implementação das medidas/diretrizes de um novo ambiente de negócios no Setor, o qual deverá nortear as ações do ministério pelos próximos 3 anos.

Para cumprimento desse plano, houve a criação do Comitê de Monitoramento da Modernização do Setor Elétrico, que realizará o acompanhamento sistemático das medidas.

Diferente das frentes de atuação, que já eram minimamente conhecidas pelo setor, foram apresentadas novidades no que se refere às medidas de transição, que têm o intuito de garantir a adequabilidade do Sistema, mediante a implementação de uma solução transitória, considerando a dificuldade de implementação em curto prazo para todas medidas.

o **Consulta Pública nº 71 do MME: Implantação de preço horário no mercado de curto prazo**

Em abril de 2019, o MME realizou a Consulta Pública 71/2019 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 o atendimento à ponta por meio de Geração Distribuída.

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.

Em agosto de 2019, o MME publicou a Portaria nº 301, que estabeleceu o cronograma para entrada em operação do Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo – Modelo DESSEM, com foco na adoção das atividades de programação da operação e da formação do PLD horário (Preço Horário) no Mercado de Curto Prazo.

Define-se como Operação Sombra o processo no qual os aprimoramentos aprovados pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (“CPAMP”), em 29 de julho de 2019, serão considerados na simulação com o Modelo DESSEM para a programação da operação ou para a formação do PLD, apenas em caráter informativo.

A partir de 1º de janeiro de 2020, o Modelo DESSEM será utilizado para fins de programação da operação pelo ONS, de forma a reduzir assimetrias de informações e permitir maior reprodutibilidade por parte dos Agentes.

A partir de 1º de janeiro de 2021, o Modelo DESSEM será utilizado para fins de formação do PLD, de contabilização e de liquidação pela CCEE, oficialmente.

o **Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012: Micro e Mini Geração Distribuída**

Desde 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa da ANEEL nº 482/2012, 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 publicou a Resolução Normativa nº 687/2015 na qual atualizou termos da Resolução nº 482/2012. Em 23 de

janeiro de 2019, foi aberta audiência pública nº 01/2019, com objetivo de aprimorar regras aplicáveis à micro e mini geração distribuída, revisão com previsão de vigência a partir de janeiro de 2020, porém ainda sem metodologia definida.

Em outubro de 2019, foi aberta Consulta Pública nº 25/2019 (segunda fase da Audiência Pública nº 1/2019) com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da Resolução Normativa nº 482/2012.

- o **Consulta Pública nº 85 do MME: Revisão de Garantias Físicas**

Em setembro de 2019, o MME abriu a Consulta Pública 85/2019 para discussão da revisão da Garantia Física de energia de usinas despachadas centralizadamente.

O Decreto nº 2.655/1998 vigente define que será atribuído um valor de garantia física de energia a cada usina hidrelétrica, correspondendo ao limite máximo empregado na contratação de energia. Ainda, o referido Decreto afirma que esse montante será revisto a cada cinco anos (revisão ordinária) ou na ocorrência de fatos relevantes (revisão extraordinária), sendo que, para as usinas hidrelétricas participantes do MRE, as reduções de garantia física devem ser limitadas em 5% do valor estabelecido na última revisão e em 10% da sua garantia física originalmente estabelecida.

Em maio 2017, o MME publicou a Portaria nº 178/2017, definindo os valores revistos de garantia física de energia das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente no SIN, válidos a partir de 1º de janeiro de 2018. Portanto, seguindo a periodicidade legal, a próxima revisão se dará em 1º de janeiro de 2023.

Contudo, a referida CP propõe diretrizes para uma revisão excepcional de garantias físicas de energia de todas as usinas despachadas centralizadamente, com início da proposta de cálculo no primeiro trimestre de 2020, para vigência dos novos valores em 1º de janeiro de 2021. Dentre as regras da revisão proposta constam que as novas garantias físicas refletiriam integralmente os resultados obtidos na revisão, não sendo aplicáveis, no caso das usinas hidrelétricas, os limites de redução de 5% e 10% supracitados, além de alterarem a periodicidade das revisões ordinárias para anualmente.

DESEMPENHO DO SETOR HÍDRICO

Principais dados setoriais	3T18	3T19
ENA (% MLT)	71,8	65,6
Reservatório inicial (%)	41,8	53,0
Reservatório final (%)	27,2	35,0
Despacho térmico médio (GWm)	12,5	11,2
Carga média (GWm)	64,6	65,1
Rebaixamento Energia Secundária no MRE (%)	-42,0	-47,7
PLD SE/CO (R\$/MWh)	494,61	214,07

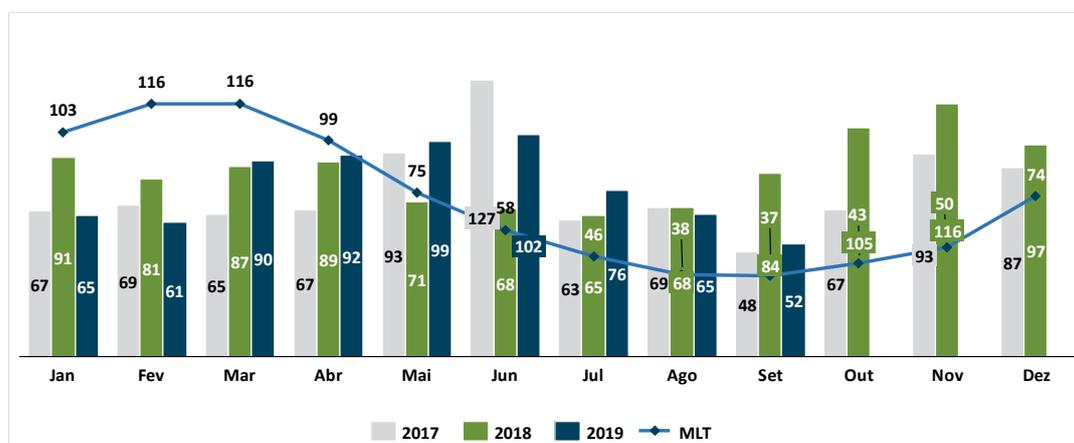
Fonte: ONS / CCEE

O terceiro trimestre de 2019 registrou uma diminuição no volume de chuvas, o que é esperado para o período, registrando afluência de 65,6% da MLT para o SIN, comparado a 71,8% no mesmo período de 2018. Apesar do período seco, os reservatórios iniciaram o trimestre com níveis melhores do que em 2018 (53,0% vs 41,8%), contribuindo para a queda do despacho térmico (11,2 GWm no 3T19 vs. 12,5 GWm no 3T18) e consequentemente influenciando o PLD médio do período (R\$ 214,07/MWh no 3T19 vs. R\$ 494,61/MWh no 3T18).

Embora o despacho térmico tenha sido de 0,5 GWm menor no 3T19 quando comparado com o 3T18, a sazonalização do MRE foi mais agressiva para o período seco, contribuindo para um maior rebaixamento entre os períodos (-47,7% no 3T19 vs. -42,0% no 3T18).

ENERGIA NATURAL AFLUENTE NO SIN

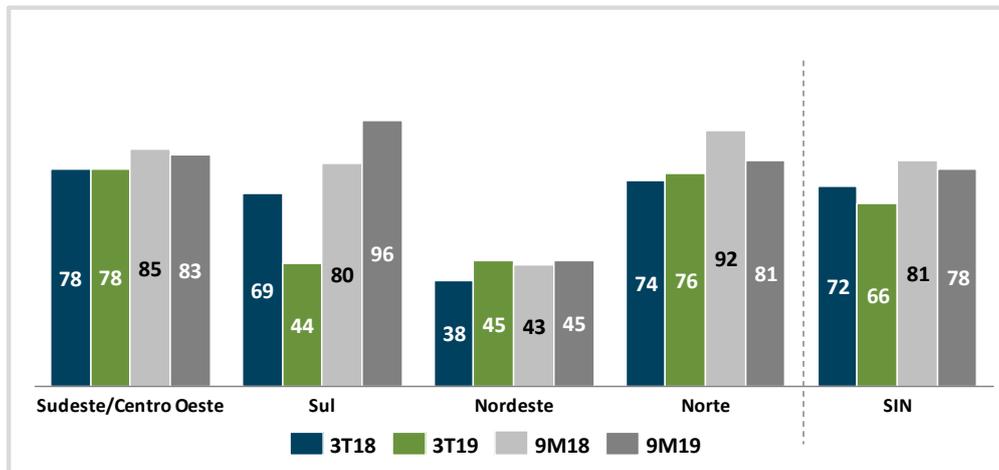
Energia Natural Afluente no SIN - % MLT
2017 vs. 2018 vs. 2019 MLT¹⁵



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.

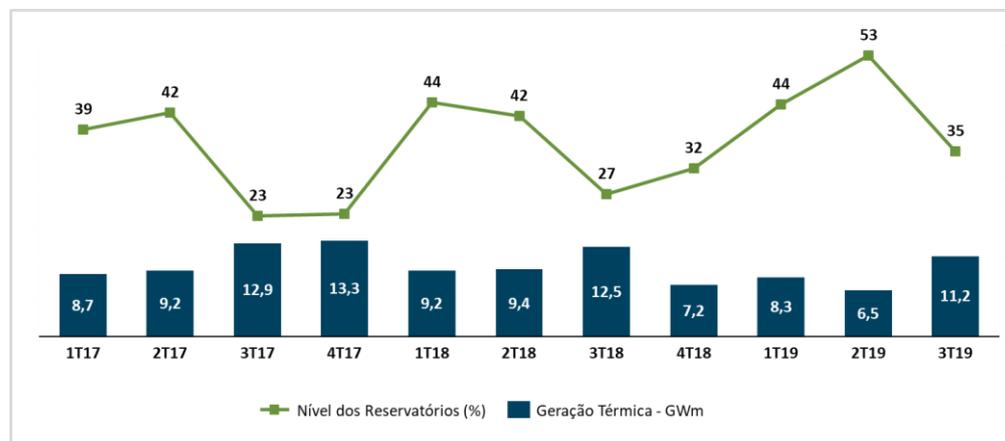
Energia Natural Afluyente nos Submercados - % MLT



Fonte: ONS

o GERAÇÃO TÉRMICA

Média da Geração Térmica do SIN Nível dos Reservatórios - %



Fonte: ONS

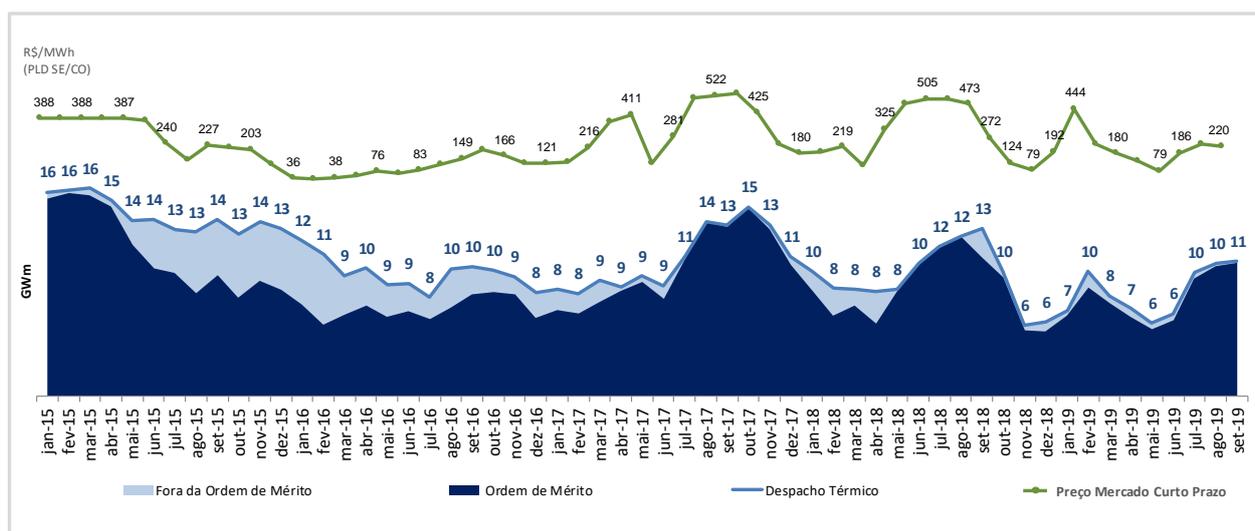
O gráfico a seguir mostra um comparativo entre o despacho térmico dentro e fora da ordem de mérito registrado para o SIN desde janeiro de 2015 até setembro de 2019. Como é possível observar, entre maio de 2015 e agosto de 2017 verificou-se um aumento relevante do despacho fora da ordem de mérito, o que 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 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.

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.

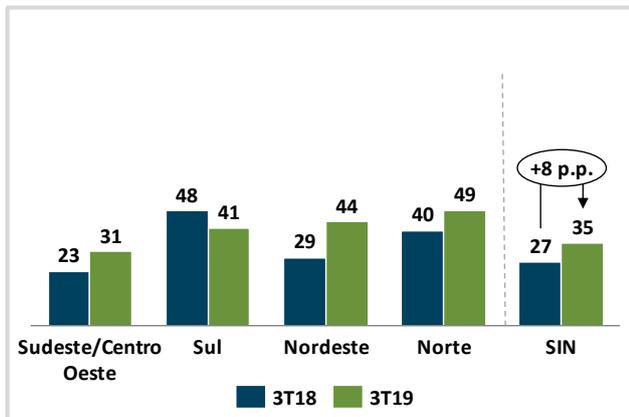
Despacho térmico fora da ordem de mérito (GWm) x PLD SE/CO (R\$/MWh)



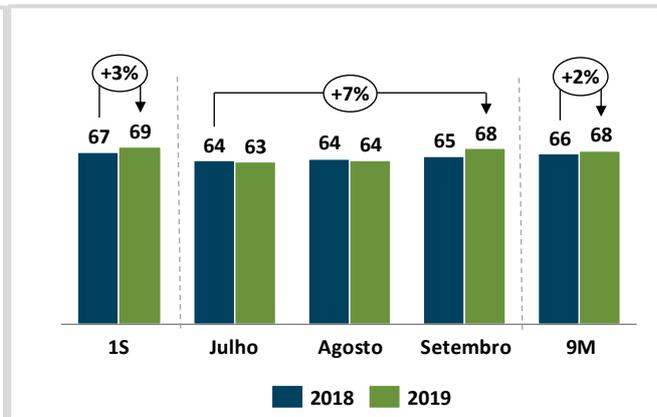
Fonte: ONS

○ NÍVEL DOS RESERVATÓRIOS E CARGA DO SIN

Nível dos Reservatórios (%)



Carga do SIN (GWm)



Fonte: ONS

○ 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 energia secundária não tem direito ao referido alívio.

DESEMPENHO SUSTENTÁVEL

A AES Tietê Energia busca desenvolver seus negócios de forma a criar valor em longo prazo para todos os públicos com os quais se relaciona, antecipando suas necessidades e atendendo as expectativas.

Nesse contexto, a sustentabilidade é a maneira pela qual a Companhia atua e negocia, estando atenta a contribuir para o desenvolvimento das regiões em que atua para aumentar impactos positivos e diminuir os negativos.

As Diretrizes de Sustentabilidade 2019/2023 visam a contribuir com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), metas globais propostas pela ONU, e foram desenvolvidas em seis pilares e compromissos que definem os temas prioritários e as entregas:

- **Desempenho econômico e operacional:** Garantir uma sólida estrutura de capital e a otimização de ativos, com excelência técnica operacional das nossas atividades.
- **Satisfação do cliente:** Promover a melhor experiência para os nossos clientes, por meio do fornecimento seguro, sustentável e confiável de soluções de energia.
- **Impacto Socioambiental:** Impactar positivamente as comunidades locais e reduzir o impacto ambiental das nossas operações.
- **Gestão ética e responsável:** Criar um ambiente de desenvolvimento ético, seguro e diverso para os nossos colaboradores e fornecedores.
- **Acessibilidade:** Prover amplo e fácil acesso à soluções de energia por meio de tecnologias inovadoras.
- **Inteligência Energética:** Desenvolver soluções que viabilizem o consumo inteligente e eficiente de energia.

o 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 nenhum acidente com afastamento (*Lost Time Incident - LTI*) ou sem afastamento (*recordable*) com colaboradores próprios e contratados no 3T19. 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 dos riscos das atividades.

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

Metas	Indicadores	3T18	3T19	9M18	9M19
Registrar taxa zero de LTI ¹ para acidentes com afastamento, em 2019	LTI Rate ¹ - próprios	0,78	0	0,26	0
	LTI Rate ¹ - contratados	0	0	0	0
Registrar taxa de acidentes Recordable abaixo de 0,64, em 2019	Recordable Rate ¹ - próprios	0,78	0	0,26	0
	Recordable Rate ¹ - contratados	0,92	0,34	0,22	0,76
Zero acidentes fatais com colaboradores, contratados e população, em 2019	Nº acidentes fatais	0	0	0	0

¹ As taxas de acidentes LTI e Recordable são calculadas a partir de critérios da Occupational Safety and Health Administration (OHS), 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 ao terceiro trimestre de 2019, foram evitadas as emissões de 197tCO₂ de gases de efeito estufa, devido, principalmente, à redução do consumo próprio de energia das usinas quando comparado com o mesmo período do ano anterior. Na comparação do acumulado do ano, houve redução de 65tCO₂ de gases efeito estufa, pelo mesmo motivo. A meta foi revista em maio de 2019, em linha com o planejamento estratégico proposto para os próximos anos.

Metas	Indicadores	Resultado 9M18	Resultado 9M19	Resultado 3T18	Limite 3T19 (YTD) ¹	Resultado 3T19 (YTD)
Reduzir 2% do consumo interno próprio de energia por GW instalado até 2023	% de redução do consumo/GW instalado	1.589	308	2.138	2.095	918
Reduzir 2% de tCO ₂ por GW instalado até 2023	% redução de tCO ₂ /GW	124	59	368	360	171
Ser referência em segurança de barragens no setor elétrico visando zero acidente ambiental	Nº acidentes ambientais	0	0	0	-	0

¹ A partir da revisão das diretrizes de sustentabilidade, algumas metas ambientais foram redefinidas para o período 2019-2023, dessa forma, a comparação com os resultados do ano anterior não são dentro dos mesmos parâmetros, com isso, apresentamos o limite desejável para o período juntamente com o resultado do mesmo.

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 3T19, a Companhia possuía 458 colaboradores vs. 440 no 3T18.

o COMUNIDADE

No relacionamento com as comunidades das regiões em que atua, a Companhia tem o objetivo de promover o desenvolvimento social e fortalecimento das capacidades locais e, para tanto, realiza investimentos próprios e com a utilização das leis de incentivo à cultura e ao esporte.

No 3T19, a AES Tietê Energia manteve sua atuação social com projetos sociais desenvolvidos em 16 municípios vizinhos às suas operações, tendo como principais destaques os que seguem:

Projeto Pulsar: Realizado em parceria com a Impact Hub, trata-se de oficinas para incentivar jovens a desenvolverem visão empreendedora, com foco em soluções na área de energia. No 3T19, um novo ciclo foi iniciado em escolas técnicas de Barra Bonita, Ibitinga e Jaú com 4 escolas técnicas e envolvimento de 220 jovens.

Geração+: Projeto de educação ambiental que mobiliza estudantes e professores de escolas públicas para a criação de uma rede orientada pelos valores e ideais da sustentabilidade. No 3T19, foram realizadas capacitações para 211 educadores de 13 escolas em Sabino, Brejo Alegre, Guaimbê, José Bonifácio, Promissão, Ubarana e Adolfo no Estado de São Paulo, alcançando cerca de 3.100 alunos.

Cantos de Leitura: Implantação de um espaço de leitura em uma escola pública de Boracéia (SP), contemplando reforma e adaptações com novo mobiliário e acervo de 1.200 livros e material técnico sobre reciclagem, sustentabilidade e meio ambiente para a comunidade escolar. Contou com participação de voluntários da AES Tietê Energia no evento de inauguração da sala.

Apicultura Sustentável: Projeto iniciado no 3T19, visa a fortalecer a gestão da Associação dos Apicultores do Polo Cuesta, de Itatinga (SP) que produzem em áreas restauradas pela AES Tietê Energia.

Nau dos Mestres: Programa de ensino de ciências baseado em experimentos sobre química, física e biologia, que despertam a curiosidade, o instinto investigativo e estimulam a criança a aprender de forma lúdica e ativa. No 3T19, foi realizada a segunda formação de 59 educadores de 12 escolas públicas de Ouroeste (SP) e Iturama (MG).

Cine na Praça: No 3T19 houve a revitalização de praça pública com envolvimento de cerca de 100 voluntários locais e colaboradores AES Tietê Energia, com oficina de audiovisual para 90 estudantes de escola pública e 4 exibições gratuitas de filmes em Pindaí (BA). Cerca de 1.700 pessoas foram beneficiadas no município.

Projeto Formação de Professores em Esporte: Implantado no 3T19, nos municípios baianos de Caetité, Guanambi, Igaporã e Pindaí visa contribuir para a formação de 100 educadores envolvidos com a temática do esporte educacional, para a qualificação pedagógica e a ampliação do acesso de crianças e jovens à educação física, esportes e atividade física dentro e fora do contexto escolar.

Semana Euclidiana – Evento realizado no 3T19, de 5 a 18 de agosto, no município de São José do Rio Pardo (SP) com o objetivo de valorizar das obras de Euclides da Cunha e contemplou atividades esportivas, de gastronomia, poesia, oficinas, palestras, apresentações musicais, peças teatrais e ciclo de estudos, com a participação de 10 mil pessoas.

ANEXOS

DADOS CONSOLIDADOS

Balanco Patrimonial (R\$ milhões)	30/09/2019	31/12/2018	Balanco Patrimonial (R\$ milhões)	30/09/2019	31/12/2018
Ativo Total	7.864,9	7.602,6	Passivo Total e Patrimônio Líquido	7.864,9	7.602,6
Ativo Circulante	1.816,3	1.596,0	Passivo Circulante	1.559,4	1.441,1
Caixa e equivalentes de caixa	156,4	152,8	Fornecedores	1.217,8	1.111,8
Investimentos de curto prazo	1.129,1	881,1	Empréstimos, financiamentos e debêntures	70,5	120,9
Contas a receber de clientes	298,1	438,8	Passivo de arrendamento	0,9	-
Conta de ressarcimento	1,8	-	Conta de ressarcimento	39,3	12,4
Tributos e contribuições sociais compensáveis	89,0	21,9	Imposto de renda e contribuição social a pagar	78,8	43,5
Instrumentos financeiros derivativos	0,1	2,7	Outros tributos a pagar	13,8	8,9
Cauções e depósitos vinculados	110,6	73,8	Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	36,3	41,6
Outros créditos	31,1	24,9	Obrigações sociais e trabalhistas	25,3	24,6
Ativo Não Circulante	6.048,7	6.006,6	Provisões para processos judiciais e outros	40,9	36,4
Contas a receber de clientes	13,1	13,1	Instrumentos financeiros derivativos	1,3	2,9
Conta de ressarcimento	2,4	2,5	Encargos setoriais	20,9	12,0
Tributos e contribuições sociais compensáveis	0,1	0,2	Outras Obrigações	13,5	26,1
Tributos e contribuições sociais diferidos	2,8	1,3	Passivo Não Circulante	4.776,2	4.638,1
Créditos fiscais de ágios incorporados	111,5	123,6	Empréstimos, financiamentos e debêntures	4.154,2	4.007,0
Cauções e depósitos vinculados	144,3	159,8	Passivo de arrendamento	44,1	-
Outros créditos	1,4	1,9	Conta de ressarcimento	17,4	34,7
Imobilizado, líquido	5.556,7	5.487,3	Tributos e contribuições sociais diferidos	342,3	367,7
Intangível	216,3	217,0	Obrigações com entidade de previdência privada	36,1	32,1
			Obrigações sociais e trabalhistas	0,5	0,9
			Provisões para processos judiciais e outros	100,7	92,5
			Encargos setoriais	10,5	15,8
			Outras obrigações	70,4	87,4
			Patrimônio Líquido	1.529,3	1.523,5
			Capital social subscrito e Integralizado	474,6	416,6
			Reserva de capital	141,4	199,1
			Reserva de lucros	100,2	178,8
			Reserva legal	83,3	83,3
			Reserva de investimento	16,9	16,9
			Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	78,6
			Ajustes de avaliação patrimonial	700,1	743,6
			Outros resultados abrangentes	(26,4)	(14,7)
			Lucros acumulados	139,4	0,0

Demonstração dos Resultados (R\$ milhões)	3T19	3T18	Var	9M19	9M18	Var
Receita Operacional Líquida	525,0	564,8	-7,1%	1.521,7	1.456,9	4,5%
Custos e Despesas Operacionais	(337,6)	(425,9)	-20,7%	(997,7)	(918,3)	8,6%
Compra de Energia Elétrica	(137,7)	(224,3)	-38,6%	(367,3)	(325,7)	12,8%
Encargos de Uso de Transmissão e Conexão	(38,8)	(38,3)	1,1%	(114,6)	(110,6)	3,6%
Taxa de Fiscalização	(2,5)	(1,9)	29,5%	(7,6)	(5,8)	29,8%
CFURH	(14,1)	(9,4)	50,3%	(38,9)	(30,6)	27,1%
Multa sobre Ressarcimento	4,3	0,0	-	0,2	0,0	-
Pessoal	(36,0)	(30,8)	17,0%	(102,0)	(95,6)	6,6%
Entidade de Previdência Privada	(1,8)	(1,1)	66,5%	(5,7)	(3,2)	74,2%
Material	(6,5)	2,6	-350,7%	(14,7)	(11,6)	26,7%
Serviços de Terceiros	(29,8)	(46,6)	-36,2%	(106,9)	(114,0)	-6,2%
Depreciação e Amortização	(66,7)	(69,3)	-3,7%	(220,0)	(198,9)	10,6%
Provisões para Processos Judiciais e Outros, Líquida	1,0	(0,1)	-874,8%	0,0	(1,2)	-102,8%
Outras despesas (Receitas) Operacionais	(9,1)	(6,6)	37,9%	(20,3)	(21,0)	-3,4%
Lucro Bruto	187,4	139,0	34,9%	524,0	538,5	-2,7%
Ebitda	254,2	208,3	22,0%	744,0	737,5	0,9%
Amortização de intangível e mais valia gerado em aquisições	(4,0)	(1,0)	308,5%	(6,0)	(3,0)	96,6%
Receita (Despesa) Financeira	(65,0)	(87,9)	-26,1%	(254,8)	(252,8)	0,8%
Receitas Financeiras	26,4	30,4	-13,2%	67,2	87,7	-23,3%
Despesas Financeiras	(84,8)	(121,1)	-30,0%	(326,8)	(356,2)	-8,3%
Variações Cambiais	(6,5)	2,8	-332,5%	4,8	15,7	-69,6%
Resultado Antes dos Tributos	118,4	50,1	136,5%	263,2	282,7	-6,9%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(25,8)	(17,3)	48,9%	(82,2)	(105,8)	-22,3%
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	4,5	2,6	70,9%	13,6	6,2	119,5%
Lucro Líquido	97,1	35,4	174,6%	194,6	183,1	6,3%

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.