

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. (“EMAE” ou “Companhia”), é uma sociedade por ações de economia mista, de capital aberto, com sede na cidade de São Paulo e suas ações são negociadas na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão. O Governo do Estado de São Paulo, por meio da Secretaria de Estado dos Negócios da Fazenda, detém 97,61% das ações ordinárias da Companhia.

A Companhia tem como atividades principais o planejamento, a construção, a operação e a manutenção de sistemas de produção, armazenamento, conservação e comercialização de energia elétrica.

Como concessionária de serviço público de geração de energia elétrica, a EMAE tem suas atividades reguladas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. A EMAE opera o sistema hidroenergético formado por estruturas hidráulicas localizadas no Alto Tietê e associadas à UHE Henry Borden, localizada no município de Cubatão, e duas pequenas usinas hidrelétricas, a UHE Rasgão, no município de Pirapora do Bom Jesus, e a UHE Porto Góes, no município de Salto, ambas no Rio Tietê.

A EMAE, abarcada pelas mudanças introduzidas no modelo setorial a partir da Medida Provisória - MP 579, convertida na lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013, que afetou todas as concessionárias de energia elétrica com término do contrato de concessão até 2017, celebrou com a União, em 4 de dezembro de 2012, o segundo termo aditivo ao contrato de concessão nº 02/2004-ANEEL, prorrogando até 30 de novembro de 2042 as concessões das usinas hidrelétricas Henry Borden, Rasgão e Porto Góes.

Por consequência, desde janeiro de 2013, toda garantia física e potência de cada usina da Companhia passou a ser alocada em regime de cotas às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica conectadas ao Sistema Interligado Nacional - SIN, sendo cada usina remunerada por tarifa vinculada a Receita Anual de Geração – RAG e submetida aos padrões de qualidade de serviço estabelecidos pela ANEEL.

A Receita Anual de Geração (RAG), calculada pela ANEEL através de fórmula definida no contrato de concessão, é reajustada anualmente e a cada 5 (cinco) anos é realizado o processo de revisão tarifária. A RAG é composta dos custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização das usinas hidrelétricas, além dos encargos e tributos, como conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição, taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica, pesquisa e desenvolvimento - P&D, compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos, PIS e COFINS passam a ser ressarcidas por meio da RAG. Adicionalmente, os custos relativos à Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos - CFURH, são cobrados pela ANEEL e ressarcidos pelas Distribuidoras na proporção de suas cotas.

Por meio da Resolução Homologatória nº 2.421, de 17 de julho de 2018, a ANEEL publicou e homologou a Receita Anual de Geração das Usinas Hidrelétricas em regime de cotas, nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e fixou a tarifa associada às cotas de garantia física de energia e potência da EMAE para o período de 1 de julho de 2018 a 30 de junho de 2019 (Nota 25.3).

Além disso, os riscos hidrológicos e resultados financeiros do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE passaram a ser assumidos pelas distribuidoras que receberam as cotas de energia e potência; a remuneração dos investimentos será disciplinada pela ANEEL, de forma a ser considerada nas tarifas e os encargos e tributos, pagos pela Companhia.

Arrendamento Usina Termelétrica Piratininga

Adicionalmente à atividade de geração, a Companhia arrendou os ativos da Usina Termelétrica Piratininga ("UTE Piratininga") em 27 de abril de 2007 para a Petróleo Brasileiro S.A. ("Petrobras"). O contrato de arrendamento foi autorizado pela Resolução Autorizativa ANEEL nº 1.218, de 22 de janeiro de 2008 e tem prazo de 17 anos contados a partir da data de sua assinatura. Além do contrato de arrendamento da UTE Piratininga entre a EMAE e a Petrobras, foi firmado, na ocasião, um contrato de operação e manutenção das usinas Piratininga e Fernando Gasparian pela EMAE. Esse contrato se encerrará em 01 de agosto de 2019.

Como as tratativas para revisão do modelo de negócio vigente com a EMAE relativo ao arrendamento da UTE Piratininga, consolidadas no Termo de Transação Extrajudicial, o qual foi aprovado pela Assembleia Geral Extraordinária de 26 de abril de 2017, não tiveram eficácia em razão do vencimento do prazo de validade do Termo, sem que fossem implantadas as condições operacionais e regulatórias, as quais se caracterizavam como suspensivas para eficácia do instrumento, foi firmado, em 3 de agosto de 2017, um novo contrato entre a EMAE e a Petrobras para prestação dos serviços de operação e manutenção das unidades da UTE Piratininga. Em 1 de agosto de 2018 foi assinado aditivo prorrogando o contrato pelo período de 12 meses.

As Unidades Geradoras 3 e 4 da UTE Piratininga se encontram em plena operação, atendendo aos despachos do Operador Nacional do Sistema (ONS) desde 7 de agosto de 2017, já sob a operação e manutenção da EMAE conforme o contrato.

Expansão

A EMAE foi autorizada, por meio da Lei Estadual nº 14.150 de 23 de junho de 2010, a constituir subsidiárias para explorar fontes alternativas ou renováveis para geração de energia e pode participar, minoritária ou majoritariamente, do capital social de companhias públicas ou privadas, ou com elas associar-se, para o desenvolvimento das atividades inseridas em seu objeto social.

Nesse contexto, celebrou em 28 de setembro de 2017 com a Gasen Holding S.A. ("Gasen") contrato para desenvolvimento e construção de nova usina termelétrica na área de sua sede, junto a Usina Piratininga. O projeto, denominado Parque Térmico Pedreira, teve início em 2015 com a chamada pública que selecionou empresas interessadas em realizar a implantação e exploração de usinas termelétricas a gás natural em parceria com a Companhia. O complexo gerador de energia elétrica terá potência de até 2.000 MW e a EMAE será responsável pela disponibilização de ativos locacionais – terreno, conexão à rede de alta tensão e demais infraestruturas – e pelo licenciamento ambiental do empreendimento. A Gasen será responsável pelo desenvolvimento e implantação do projeto, assim como por sua viabilização financeira. Conforme previsto no Contrato, as partes concluíram o "*Due Diligence*" firmando assim, em 15 de março de 2018, Contrato de Constituição de Consórcio, visando futuramente, a formação de Sociedade de Propósito Específico para a operação da nova Usina. Em 31 de dezembro de 2018, o projeto encontra-se em fase de estudo sobre o licenciamento ambiental.

Controlada Pirapora Energia S.A. ("Pirapora" ou "Controlada")

A Pirapora, subsidiária integral da Companhia, é uma Sociedade de Propósito Específico constituída para construir e operar a PCH Pirapora. A Resolução Autorizativa ANEEL nº 1.429, de 24 de junho de 2008, estabeleceu o prazo de vigência da autorização em 30 anos, contados

da data de sua publicação. A Resolução Autorizativa ANEEL nº 3.242, de 6 de dezembro de 2011, transferiu da EMAE para a Pirapora a autorização para construir a PCH Pirapora. De acordo com essa autorização, ao final do prazo de vigência da mesma, os bens e instalações vinculados serão revertidos à União, mediante o pagamento de indenização, ou poderá ser exigido que a autorizada restabeleça, por sua conta, o livre escoamento das águas.

A construção da PCH Pirapora, com 25 MW¹ de potência instalada e 17 MW de garantia física, foi concluída em dezembro de 2014. A liberação para entrada em operação comercial ocorreu mediante os Despachos nº.s 4.951, de 30 de dezembro de 2014, e 4.955, de 31 de dezembro de 2014, para as unidades 1 e 2, respectivamente.

A energia gerada pela Pirapora é comercializada através de contratos de venda de energia no ambiente regulado correspondentes a 16 MW médios. Em 01 de janeiro de 2015 tiveram início os contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado (CCEAR) com 27 distribuidoras. Esses contratos são provenientes do Leilão 03/2010 (A-5) realizado em 30 de julho de 2010. O período de fornecimento estipulado é de 30 anos, de 01 de janeiro de 2015 até 31 de dezembro de 2044. A cláusula 4.5 desses contratos prevê que caso a permissão termine antes do término do período de suprimento o sucessor da titularidade da permissão assumirá todas as obrigações e direitos desse contrato.

Entretanto, o artigo 7º, da Lei nº 12.111/2009, estabelece que o empreendimento de geração de energia elétrica, referido no par. 7º- A do art. 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que vier a garantir em leilão o direito de firmar contrato de comercialização de energia no ambiente regulado – CCEAR terá prazo de autorização ou concessão prorrogado, de forma a ficar coincidente com seu contrato de comercialização.

Dessa forma, é entendimento da Pirapora que essa Lei prorroga a autorização para coincidir com o término do contrato de comercialização firmado no ambiente regulado.

Em 7 de janeiro de 2016, devido à ruptura de uma das pás do rotor hidráulico da unidade geradora – UG2, foi determinado, pela área técnica, o desligamento emergencial da UG2.

Em 20 de janeiro de 2016, de forma preventiva a área técnica realizou inspeções e testes na UG1, constatando, também, a existência de problemas nas pás do rotor, fato que tornou necessária a desmontagem da unidade para correção dos problemas.

Ambas as paralisações foram comunicadas tempestivamente a ANEEL, BNDES e ARSESP. A recuperação definitiva das máquinas exigiu alterações de projeto e troca de todas as pás do rotor. O retorno em operação das máquinas ocorreu, de forma definitiva, em 26 de agosto de 2017 e, durante o período de paralisação, os contratos de comercialização de energia foram supridos por meio do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

1 – As informações de MW, MWM e MWH não foram auditadas pelos auditores independentes.

2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2.1 Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)* e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e nos Pronunciamentos, nas Orientações e nas Interpretações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”) e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade – CFC e pela Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”). As informações relevantes próprias das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, e somente elas, estão sendo evidenciadas e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão.

A emissão das demonstrações financeiras individuais e consolidadas foi autorizada em Reunião de Diretoria ocorrida em 12 de março de 2019. Após a sua emissão, somente o Conselho de Administração tem a prerrogativa para alterar as demonstrações financeiras.

2.2 Moeda funcional e base de apresentação

Estas demonstrações financeiras individuais e consolidadas estão apresentadas em reais, que é a moeda funcional da Companhia. Todos os valores estão apresentados em milhares de reais e foram arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

2.3 Uso de estimativas e julgamentos

Na preparação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Administração definiu premissas, com base no seu melhor julgamento das informações disponíveis à época e elaborou estimativas para calcular determinados valores reportados como ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir destas estimativas. As estimativas e premissas são revisadas de forma contínua e à medida que novos fatos ou informações estejam disponíveis os valores das estimativas são recalculados. Os impactos dessas revisões são reconhecidos.

As informações sobre os principais julgamentos e estimativas, cujos valores reconhecidos são significativos nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- Nota 3.13 –Redução ao valor recuperável de ativos
- Nota 6 - Arrendamento: determinação se um contrato contém um arrendamento;
- Nota 7 - Provisão para créditos de liquidação duvidosa;
- Nota 8 – Reconhecimento do imposto de renda e contribuição social diferido;
- Nota 10 – Apuração do ativo financeiro indenizável;
- Nota 11 - Ativo reversível da concessão;
- Nota 13 – Imobilizado: avaliação da vida útil e análise de impairment
- Nota 15 – Mensuração da obrigação de benefício definido com entidade de previdência a empregados;
- Nota 16 – Reconhecimento e mensuração da provisão para riscos trabalhistas, cíveis e tributários;
- Nota 25 - Instrumentos financeiros.

2.4 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico, com exceção do ativo ou passivo líquido de benefício definido do plano de previdência a empregados, é reconhecido como o valor justo dos ativos do plano, deduzido do valor presente da obrigação do benefício definido, e é limitado conforme explicado na Nota 15.

2.5 Demonstrações financeiras consolidadas

As demonstrações financeiras consolidadas incluem as informações financeiras da Companhia e da sua controlada Pirapora Energia S.A. O exercício social da controlada incluída na consolidação coincide com o da controladora. As políticas contábeis adotadas pela controlada são aplicadas de forma uniforme com aquelas utilizadas pela controladora e são consistentes com aquelas utilizadas no exercício anterior.

Os principais procedimentos de consolidação foram: (a) eliminação dos saldos das contas de ativos e passivos entre as Companhias consolidadas; e (b) eliminação das participações da controladora no patrimônio líquido da controlada.

2.6 Demonstração do valor adicionado (“DVA”)

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza gerada pela Companhia e sua controlada, bem como a sua distribuição durante o exercício e é apresentada, conforme requerido pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas, como parte de suas demonstrações financeiras.

A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base para a preparação das demonstrações financeiras e, de acordo, com as disposições contidas no *CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado*. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações financeiras.

2.7 Informações por segmento

A Diretoria Colegiada da Companhia, realiza o acompanhamento e a revisão das operações da Companhia e de sua controlada de forma integrada, considerando a existência de um único segmento que é o de geração de energia.

Dessa forma não são apresentadas informações por segmento, uma vez que elas são similares às apresentadas na Demonstração do Resultado Consolidado.

3. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

3.1 Receita operacional

As fontes de receita operacional da Companhia e sua controlada referem-se a:

Fornecimento de energia elétrica

A receita de fornecimento de energia elétrica é reconhecida no resultado de acordo com as regras do mercado de energia elétrica, as quais estabelecem a transferência dos riscos e benefícios sobre a quantidade contratada de energia para o comprador. De acordo com essas regras, o volume de energia entregue para o comprador é determinado, em bases mensais, de acordo com os termos do contrato de venda de energia. A receita de fornecimento de energia elétrica também inclui as transações no mercado de curto prazo na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Regime de cotas

A Receita Anual de Geração (RAG) das usinas objeto do segundo termo aditivo ao contrato de concessão remuneram os serviços de operação e manutenção, os investimentos realizados, investimentos a realizar e os encargos setoriais. A RAG relativa aos serviços de operação e manutenção e aos encargos setoriais é reconhecida, mensalmente, no resultado à razão de 1/12 avos, de forma a permitir sua confrontação com os custos e despesas dos serviços de operação e manutenção e dos encargos realizados no mesmo período. O recebimento dessas cotas ocorre em bases mensais na mesma proporção da receita reconhecida.

Renda da prestação de serviços

A Companhia possui contratos de prestação de serviços de operação e manutenção da UTE Piratininga. A Companhia reconhece a receita com a prestação de serviços à medida que os serviços contratados são realizados.

Receitas relativas à construção de ativos próprios

A proposta adotada pela ANEEL na revisão periódica de 2018 aumentou substancialmente a parcela da receita atribuída para a implantação de melhorias (GAG melhorias), com o objetivo de aumentar os níveis de qualidade do serviço e, portanto, priorizar a segurança energética do Sistema Interligado Nacional (SIN).

No valor atribuído à Gestão de Ativos de Geração (GAG) melhorias foram compreendidos, entre outros aspectos, a troca e modernização de todos os equipamentos hidráulicos e eletromecânicos, bem como custos de investimentos relativos a dispêndios socioambientais e de demandas da Administração, até o final da concessão.

Assim, a receita relativa à GAG melhorias está associada ao atendimento dos índices de qualidade indicada pela ANEEL.

A receita relativa à GAG melhorias está sendo apropriada em bases mensais e os custos relacionados à troca e modernização dos equipamentos hidráulicos e eletromecânicos estão sendo provisionados na conta “Outras Obrigações – GAG melhorias”, de acordo com o critério previsto no item 21 da ICPC 01 – Contratos de Construção, com base em estimativa dos investimentos necessários e prudentes elaborada pela Administração e aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia.

3.2 Receitas e despesas Financeiras

As receitas e despesas com juros são reconhecidas no resultado à medida que as receitas são auferidas ou os juros são incorridos. As variações monetárias são apropriadas ao resultado, de acordo com a variação dos índices de atualização monetária, no período de competência.

3.3 Previdência a Empregados

A) Benefícios de curto prazo a colaboradores

As despesas com benefícios de curto prazo a colaboradores são reconhecidas no resultado, na rubrica de entidade de previdência a empregados, à medida que o serviço correspondente é prestado.

B) Plano de contribuição definida

As obrigações por contribuição ao plano de contribuição definida são reconhecidas no resultado, na rubrica despesas com pessoal quando os serviços relacionados são prestados pelos empregados.

C) Planos de benefício definido

A obrigação líquida da Companhia dos planos de benefício definido é calculada individualmente para cada plano através da estimativa do valor do benefício futuro que os empregados receberão como retorno pelos serviços prestados no período atual e em períodos anteriores. Esse benefício é descontado a valor presente para determinar a obrigação da Companhia na data do encerramento de cada exercício, o qual é apresentado líquido de quaisquer custos de serviços passados não

reconhecidos e do valor justo de quaisquer ativos do plano.

O cálculo da obrigação do plano de benefício definido é realizado por atuário qualificado.

Remensurações da obrigação líquida de benefício definido, que incluem: ganhos e perdas atuariais, o retorno dos ativos do plano (excluindo juros) e o efeito do teto do ativo (se houver, excluindo juros), são reconhecidos diretamente em outros resultados abrangentes, no patrimônio líquido. Juros líquidos e outras despesas relacionadas aos planos de benefícios definidos são reconhecidos no resultado.

3.4 Impostos e encargos setoriais sobre vendas

Os principais impostos e contribuições que incidem sobre as receitas de vendas são os seguintes:

Imposto sobre serviços – de 2% até 5%, incidentes sobre serviços de qualquer natureza;

Programa de Integração Social (PIS) - 1,65% para cotas de energia elétrica, RAG e sobre a prestação de serviços;

Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) - 7,60% sobre as cotas de energia elétrica, RAG e sobre a prestação de serviços;

Encargos setoriais – correspondem aos valores gastos a título de compensação financeira de recursos hídricos e a taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica;

P&D – Programa de pesquisa e desenvolvimento - corresponde a 1% da receita operacional líquida de geração, conforme determinação da ANEEL.

Esses tributos e encargos são deduzidos das receitas de vendas, as quais estão apresentadas na demonstração de resultado pelo seu valor líquido. Os créditos de PIS e COFINS não cumulativos, sobre custos e despesas operacionais, são apresentados como redutores destes grupos de contas na demonstração do resultado.

3.5 Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro

O imposto de renda e a contribuição social do exercício, corrente e diferido, são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente a R\$ 240, para imposto de renda e de 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e, quando aplicável, consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro tributável do exercício.

A despesa com imposto de renda e contribuição social compreende o imposto de renda e a contribuição social correntes e diferidos. O imposto corrente e o imposto diferido são registrados no resultado a menos que estejam relacionados a itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido ou em outros resultados abrangentes.

Os impostos a recolher ou a recuperar, correntes e diferidos, são compensados somente se certos critérios permitidos legalmente forem atendidos.

Despesas de imposto de renda e contribuição social corrente

A despesa de imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber estimado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício e qualquer ajuste aos impostos a pagar com relação aos exercícios anteriores. O montante dos impostos correntes a pagar ou a receber é reconhecido, pela Companhia, no balanço patrimonial na rubrica “Imposto de renda e contribuição social a recuperar ou a recolher” pela melhor estimativa do valor esperado dos impostos a serem pagos ou recebidos, o qual reflete as incertezas, se houver, na sua apuração. Ele é mensurado com base nas taxas de impostos vigentes na data do balanço.

Os impostos a recolher ou a recuperar são compensados somente se certos critérios forem atendidos, entre os quais se for permitido legalmente.

Despesas de imposto de renda e contribuição social diferido

Ativos e passivos fiscais diferidos são reconhecidos com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos apurados de acordo com a legislação societária e os apurados de acordo com a legislação tributária. As mudanças dos ativos e passivos fiscais diferidos no exercício são reconhecidas como despesa de imposto de renda e contribuição social diferida.

Um ativo fiscal diferido é reconhecido em relação aos prejuízos fiscais e diferenças temporárias não utilizadas, na extensão em que seja provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis, contra os quais serão utilizados. Ativos fiscais diferidos são revisados a cada data de balanço e são reduzidos na extensão em que sua realização não seja mais provável.

Ativos e passivos fiscais diferidos são mensurados com base nas alíquotas que se espera aplicar às diferenças temporárias quando elas forem revertidas, baseando-se nas alíquotas que estavam vigentes até a data do balanço.

A mensuração dos ativos e passivos fiscais diferidos reflete as consequências tributárias decorrentes da maneira sob a qual a Companhia espera recuperar ou liquidar seus ativos e passivos.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são compensados somente se certos critérios forem atendidos.

3.6 Estoque

Os materiais em estoque nos almoxarifados, classificados no ativo circulante (quando para manutenção) e no ativo imobilizado em curso (quando destinados a obras), estão registrados ao custo médio de aquisição.

3.7 Arrendamentos para terceiros

A Companhia possui um contrato de arrendamento para terceiros, o qual, na data de seu início, foi classificado como arrendamento mercantil financeiro em razão de transferir substancialmente todos os riscos e benefícios inerentes à propriedade legal para a arrendatária. Os recebimentos do arrendamento mercantil são tratados como amortização das contas a receber.

O reconhecimento da receita financeira baseia-se na taxa de retorno periódica constante sobre o investimento líquido da Companhia no arrendamento mercantil financeiro.

3.8 Ativo financeiro indenizável

Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de geração de energia elétrica, concluiu-se que estão dentro do escopo da Interpretação Técnica *ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão*. A ICPC 01 (R1) indica as condições para a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, no caso da Companhia, especificamente relacionados com os investimentos na infraestrutura da concessão realizados após a renovação da concessão em 2012, os quais estão classificados como ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente, conforme previsto na cláusula 7ª, subcláusulas 2ª e 4ª. do segundo termo aditivo ao contrato de concessão nº 02/2004 - ANEEL.

A Companhia entende que os investimentos na infraestrutura da concessão são realizados de forma prudente, conforme previsto na Resolução Normativa nº 642, de 16 de dezembro de 2014. Os investimentos realizados após 31 de dezembro de 2012 têm sido incorporados à tarifa nas revisões/reajustes da RAG pela ANEEL. A partir da revisão tarifária de 2018, na tarifa foram compreendidos, entre outros aspectos, a troca e modernização de todos os equipamentos hidráulicos e eletromecânicos, bem como custos de investimentos relativos a dispêndios socioambientais e de demandas da Administração, até o final da concessão. Os valores recebidos a título de GAG Melhorias estão sendo reconhecidos de forma linear até o final da concessão.

3.9 Ativo reversível da concessão

De acordo com a Lei 12.783, no momento da renovação da concessão, os ativos da concessão são revertidos para a União, mediante indenização. As concessões das usinas de Rasgão, Henry Borden e Porto Góes foram renovadas em 4 de dezembro de 2012.

Até 31 de dezembro de 2015, o valor da indenização estava em processo de definição pelo Poder Concedente. Conforme o Decreto 7.850 de 2013, a indenização é determinada através de fiscalização para indicar os ativos indenizáveis e apurar o VNR (valor novo de reposição) desses ativos. Em virtude do Poder Concedente ainda não ter concluído esse processo, em 31 de dezembro de 2018, a Companhia mantém registrado, na rubrica ativo reversível da concessão, os ativos mensurados ao seu valor contábil residual na data de 31 de dezembro de 2012, ou seja, pelo valor reclassificado da rubrica ativo imobilizado.

3.10 Imobilizado

A) Reconhecimento e mensuração

A Companhia e sua controlada reconhecem os gastos com investimentos no ativo imobilizado se for estimado que tenham vida útil econômica superior a um ano e se espera que venham trazer benefícios econômicos futuros. Os itens do imobilizado são mensurados pelo custo de aquisição ou construção, deduzidos de quaisquer perdas acumuladas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

Quando partes significativas de um item do imobilizado têm diferentes vidas úteis, elas são registradas como itens separados (componentes principais) de imobilizado.

Quaisquer ganhos e perdas na alienação de um item do imobilizado são reconhecidos no resultado.

B) Custos subsequentes

Gastos subsequentes são capitalizados apenas quando for provável que benefícios econômicos futuros sejam auferidos pela Companhia e sua controlada.

C) Depreciação

A depreciação é calculada pelo método linear, com base na vida útil dos ativos estabelecida pela ANEEL, as quais são largamente utilizadas no setor de energia elétrica e aceitas pelo mercado como adequadas. A determinação da depreciação sobre o imobilizado de Pirapora levou em consideração a melhor estimativa de sua Administração quanto ao direito de indenização dos ativos remanescentes, inclusive o projeto básico de geração, não amortizados ao final da autorização. As taxas médias anuais de depreciação estão apresentadas na Nota 13.

3.11 Intangível

Reconhecimento e mensuração

A Companhia reconhece os gastos com investimentos no ativo intangível se estes resultem de direitos contratuais ou de outros direitos legais que trarão benefícios econômicos futuros. Os itens do intangível são mensurados pelo custo de aquisição ou desenvolvimento, deduzidos de quaisquer perdas acumuladas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

Amortização

A amortização é calculada pelo método linear.

3.12 Instrumentos financeiros

A Companhia e sua controlada classificam seus instrumentos financeiros na seguinte categoria: i) "custo amortizado";

i) Custo amortizado

Nessa categoria estão registrados os instrumentos financeiros cujo objetivo, no modelo de negócios da Companhia e sua controlada, é o de receber fluxos de caixa contratuais e que são relativos somente ao pagamento de principal e juros sobre o principal em aberto.

Os instrumentos financeiros classificados como “custo amortizado” são registrados inicialmente pelo seu valor justo acrescidos dos custos de transação e mensurados posteriormente utilizando o método de juros efetivos, deduzidos de qualquer perda por redução do valor recuperável.

3.13 Redução ao valor recuperável de ativos

Ativos financeiros

Ativos financeiros, incluindo investimentos contabilizados pelo método da equivalência patrimonial, são avaliados em cada data de balanço para determinar se há evidência objetiva de perda por redução ao valor recuperável. A provisão constituída para redução ao valor recuperável de ativos financeiros está apresentada na Nota 7.

Ativos não financeiros

Os valores contábeis de ativos não financeiros da Companhia, são revistos a cada data de apresentação para apurar se há indicação de perda no valor recuperável. Caso ocorra tal indicação, então o ativo é submetido a teste para confirmar a recuperação de seu valor contábil seja por venda ou por uso. Uma perda por redução no valor recuperável é reconhecida se o valor contábil do ativo exceder o seu valor recuperável.

O valor recuperável de um ativo é o maior entre o valor em uso e o valor justo menos custos para vender. O valor em uso é baseado em fluxos de caixa futuros estimados, descontado ao seu valor presente usando uma taxa de desconto antes de impostos que reflita as avaliações atuais de mercado do valor do dinheiro no tempo e os riscos específicos do ativo.

3.14 Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e tributários

A Companhia e sua controlada são parte em processos judiciais e administrativos. Esses processos são avaliados periodicamente pela Administração e seus consultores legais para que uma estimativa razoável de sua probabilidade de perda seja feita. Provisões são constituídas para todos os processos judiciais em que é provável ocorrer uma saída de recursos para liquidar a contingência ou obrigação.

A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

3.15 Novas normas e interpretações adotadas durante o exercício de 2018.

Novos pronunciamentos, modificações de pronunciamentos e interpretações foram emitidas pelo IFRS ou CPC, os quais foram efetivos para exercícios iniciados em ou após 01 de janeiro de 2018 e foram adotados na elaboração destas demonstrações financeiras. Segue resumo desses pronunciamentos:

a) CPC 48 INSTRUMENTOS FINANCEIROS (IFRS 9)

O CPC 48, publicado em julho de 2014, substitui as orientações existentes na CPC 38/IAS 39 Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração. O CPC 48 é efetivo para exercícios iniciados em ou após 1 de janeiro de 2018. O CPC 48 contém uma nova abordagem de classificação e mensuração de ativos financeiros que devem refletir o modelo de negócios e expectativa de fluxo de caixa utilizados pela Companhia e sua controlada na administração de seus ativos financeiros.

Classificação – Ativos e Passivos Financeiros

Os ativos financeiros passaram a serem classificados em três categorias, quais sejam: (i) mensurados ao custo amortizado; (ii) ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes; e (iii) ao valor justo por meio do resultado. A norma elimina as categorias existentes no CPC 38: “mantidos até o vencimento”, “empréstimos e recebíveis” e “disponíveis para venda”.

Os passivos financeiros da Companhia estão classificados ao custo amortizado, o qual não foi alterado pelo CPC 48.

A Companhia avaliou que a aplicação do CPC 48 não trouxe impacto significativo sobre os saldos dos ativos financeiros em 31 de dezembro de 2017 e 2018.

Redução no valor recuperável (impairment)

O CPC 48 substituiu o modelo de “perdas incorridas” por um modelo prospectivo de “perdas de créditos esperadas”. Essa mudança exigiu um julgamento sobre como a mudança ou expectativa de mudança em fatores econômicos afetam as perdas esperadas de crédito, as quais serão determinadas com base em probabilidades ponderadas.

A metodologia prevista no CPC 48 é aplicável principalmente para contas a receber de longo prazo, ou seja, com prazo superior a 12 meses, razão pela qual estabeleceu estágios 1 e 2 diferenciando a expectativa de perda de créditos.

Os ativos financeiros da Companhia representados por caixa e equivalentes de caixa, revendedores, cauções e depósitos e outros créditos vinculados na avaliação não tem apresentado aumento no risco de crédito e também não há em 31 de dezembro de 2018, expectativa de aumento no risco de crédito que poderia requerer aumento na provisão para perdas esperadas, além dos valores já registrados na Provisão para créditos de liquidação duvidosa.

b) CPC 47 Receita de Contratos com Clientes (IFRS 15)

O CPC 47 fornece uma estrutura abrangente para determinar se, quando e por qual valor uma receita deve ser registrada. Esse pronunciamento substitui o CPC 30 “Receitas” e CPC 17 “Contratos de Construção”.

O CPC 47 provê maior detalhamento para o reconhecimento da receita, estabelecendo que esta deva ser registrada quando a obrigação de desempenho é

cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada transação é transferido ao cliente e estabelecendo, também, maior detalhamento nas divulgações.

Segue resumo da aplicação do CPC 47 nas principais receitas da Companhia e sua controlada:

Regime de cotas:

A Companhia é uma concessionária do serviço público de geração de energia elétrica. O contrato de concessão estabelece sua remuneração por valores homologados pela ANEEL (Receita Anual de Geração – RAG) para cada uma de suas usinas, os quais remuneram os serviços de operação e manutenção e os investimentos realizados na ampliação e melhoria das usinas.

Os serviços de operação e manutenção ocorrem continuamente ao longo do tempo, com a finalidade de manter as usinas disponíveis para gerar energia elétrica. Dessa forma, a remuneração anual relativa a esses serviços é apropriada em parcelas duodecimais, ou seja, proporcionalmente a execução desses serviços. Essa receita é registrada na rubrica “Cotas de Energia Elétrica”. A remuneração pelos serviços de operação e manutenção é alocada aos serviços com base nos valores homologados pela ANEEL.

GAG Melhorias:

As usinas no regime de cotas passaram a fazer jus ao recebimento de adicionais de receita para remuneração de seus investimentos em melhorias, a partir do processo de reajuste de RAG de 2015, através da sistemática da apresentação dos investimentos realizados, por parte dos concessionários, que poderiam ou não ser reconhecidos pela ANEEL. A proposta adotada pela ANEEL, a partir da revisão periódica de 2018, alterou radicalmente essa situação.

Essa proposta aumenta substancialmente a parcela da receita atribuída para a implementação de melhorias, com o objetivo de aumentar os níveis de qualidade do serviço e, portanto, priorizar a segurança energética do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Portanto, com essa proposta a ANEEL considera que:

- não caberá mais ressarcimento pelo custo de ocorrências graves;
- o monitoramento dos índices de qualidade será fundamental, sendo estipulado métrica mais rigorosa para manutenção do índice de desempenho dentro de patamares considerados adequados;
- se os índices de qualidade se deteriorarem ou mantiverem constantes, medidas severas serão aplicadas, uma vez que a receita de melhorias poderá não estar sendo aplicada ou aplicada de forma inadequada para benefício do consumidor.

A GAG melhorias contempla dois componentes: a quota de reintegração regulatória (QRR) e a remuneração do capital (RC). No valor da GAG melhorias estão compreendidas a cobertura para a troca de todos os equipamentos hidráulicos e eletromecânicos, bem como custos de natureza contábil de investimentos relativos a dispêndios socioambientais e de demandas da Administração, até o final da concessão.

Com base na ICPC 01 “Contratos de Concessão”, a receita relativa à GAG melhorias é apropriada em bases mensais, pelo atendimento a obrigação de desempenho de disponibilidade da estrutura de concessão e os custos relacionados à troca e modernização dos equipamentos hidráulicos e eletromecânicos, até o final da concessão, devem ser provisionados, de acordo com o critério previsto no item 21 da ICPC 01 “Contratos de Construção”, com base em estimativa dos investimentos necessários e prudentes elaborada pela Administração e aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia.

Suprimento de Energia Elétrica:

A Controlada Pirapora fornece energia elétrica através de contratos de venda de energia no ambiente regulado. A receita desses contratos é reconhecida em bases mensais de acordo com a sazonalidade da energia acordada com seus clientes. Esses contratos, bem como a energia comercializada em bases mensais, são registrados na CCEE tanto pelo vendedor como pelo comprador, de forma a confirmar a entrega e o recebimento da energia. A obrigação de desempenho é cumprida quando da entrega da energia aos clientes.

Com base na análise acima a Companhia e sua controlada concluíram que, exceto pelos efeitos da GAG Melhorias, a adoção do CPC 47 não trouxe impacto significativo.

- Outros pronunciamentos

As seguintes modificações em pronunciamentos e interpretações não tiveram impacto significativo nas demonstrações financeiras da Companhia e sua controlada:

Ciclo de melhorias anuais aos IFRS – Ciclo 2014 a 2016 – Alterações no IFRS 1 e IAS 28, em vigor a partir de 01 de janeiro de 2018;

Alterações no CPC 10 – Pagamento Baseado em Ações em relação à classificação e mensuração de determinadas transações baseadas em ações (modificação no IFRS 2), em vigor a partir de 01 de janeiro de 2018;

Transferência de propriedades para investimentos (modificação no CPC 28/ IAS 40), em vigor a partir de 01 de janeiro de 2018;

ICPC 21 Transações em moeda estrangeira e adiantamentos, em vigor a partir de 01 de janeiro de 2018;

3.16 Novas normas e interpretações ainda não adotadas

a.1) CPC 06 (R2) Operações de Arrendamento Mercantil (IFRS 16)

O CPC 06 (R2) /IFRS 16 introduz um modelo único para contabilização de arrendamentos mercantis financeiros e operacionais, estabelecendo o reconhecimento, com limitadas exceções, de ativos e passivos pelo arrendatário. O

arrendatário deve reconhecer o direito de uso do ativo subjacente arrendado e o correspondente passivo. O registro por parte dos arrendadores não teve mudanças significativas.

O CPC 06 (R2) substitui o CPC 06 (R1) Operações de Arrendamento Mercantil e a ICPC 03 Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil.

Essa norma é aplicável a partir de 01 de janeiro de 2019. Adoção antecipada foi permitida somente se houvesse sido aplicado o CPC 47 antes do CPC 06 (R2).

Durante o exercício de 2018, a Administração da Companhia realizou análise de todos os contratos em andamento que envolve a utilização de máquinas e equipamentos nas prestações e serviços concluindo que:

- Todos os bens (máquinas e equipamentos) de terceiros utilizados para as prestações dos serviços contratados são exclusivamente operados e controlados pelas empresas contratadas.
- São unicamente utilizados no local e finalidade estabelecidas em contrato.
- Cabe apenas à contratada definir sobre possíveis substituições caso seja necessário.

Diante do exposto, a Companhia entende que não possui bens arrendados em contratos com terceiros, e, portanto, avaliou que não há impactos significativos da aplicação do CPC 06 (R2) em suas demonstrações financeiras.

a.2) Outros pronunciamentos

As seguintes modificações em pronunciamentos e interpretações não devem ter impacto significativo nas demonstrações financeiras da Companhia e sua controlada:

Alterações ao CPC 36 Demonstrações Consolidadas e ao CPC 18 Investimentos em Coligada em relação a vendas ou contribuições de ativos entre um investidor e sua controlada ou empreendimento controlado em conjunto, a data de início da vigência será determinada pelo IASB;

IFRIC 23 Incertezas sobre tratamento na apuração de tributos, em vigor a partir de 01 de janeiro de 2019.

IFRS 17 Contratos de Seguro, em vigor a partir de 1 de janeiro de 2021.

4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora		Consolidado	
	31.12.18	31.12.17	31.12.18	31.12.17
Caixa e bancos conta movimento.....	465	233	1.413	1.179
Aplicações financeiras (a).....	216.161	119.646	231.020	135.035
	<u>216.626</u>	<u>119.879</u>	<u>232.433</u>	<u>136.214</u>

Compreendem os saldos de caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras com liquidez imediata e sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor. As aplicações

financeiras estão demonstradas ao custo, acrescido dos rendimentos auferidos até a data de encerramento do exercício, sem prazos fixados para o resgate e mantidos pela Companhia e sua controlada para uso em suas operações normais.

- (a) A Companhia e sua controlada aplicam suas disponibilidades em Fundos de Renda Fixa de baixo risco de crédito, que rentabilizou 5,8842 % no exercício findo em 31 de dezembro de 2018, e 9,3950% em 31 de dezembro de 2017.

5. REVENDEDORES E CONSUMIDORES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.18	31.12.17	31.12.18	31.12.17
a) Suprimento de Energia				
Fornecimento de energia para revendedores.....	34.262	14.310	38.502	18.153
b) Fornecimento				
Fornecimento de energia para consumidores livres..	-	466	-	466

Em 31 de dezembro de 2018 e de 2017, o saldo do contas a receber de revendedores e consumidores é composto somente de valores vincendos e, portanto, a Companhia entende que não há necessidade do registro de provisão para créditos de liquidação duvidosa sobre os créditos a receber. O aumento ocorrido em 2018 é resultado do faturamento da GAG melhorias, conforme detalhado na Nota 3.15 – GAG Melhorias.

6. ARRENDAMENTO UTE PIRATININGA

Em 27 de abril de 2007, a EMAE e a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras celebraram o Instrumento Particular de Arrendamento dos Ativos da UTE Piratininga ("Arrendamento"), pelo período de 17 (dezessete) anos, com remuneração de R\$ 45.000 por ano, pagáveis em parcelas semestrais, reajustadas pelo IGP-M, a partir do segundo ano, com a consequente transferência dos direitos de exploração de geração de energia elétrica e com opção de compra, que poderá ser exercida no décimo segundo ano de vigência do contrato. O Arrendamento possui cláusula resolutiva caso não seja emitido novo ato autorizativo com a liquidação das obrigações pendentes.

A transferência de concessão para exploração da Usina Termelétrica Piratininga para a Baixada Santista Energia S.A. - BSE foi contemplada pela Resolução Autorizativa ANEEL nº 1.218, de 22 de janeiro de 2008.

Em 21 de maio de 2008, cumpridas as condições suspensivas então existentes, o contrato tornou-se eficaz. Na mesma data, a Petrobras cedeu todos os direitos e obrigações do instrumento particular de arrendamento para a Baixada Santista S.A. - BSE, sua subsidiária integral.

Com a transferência da concessão para a Baixada Santista Energia ("BSE"), coube a esta requerer, como de fato requereu, a renovação junto à ANEEL, em 5 de julho de 2012, a qual foi ratificada posteriormente, em 3 de julho de 2013, de acordo com a Lei nº 12.783, de 13 de janeiro de 2013. O prazo contratual da concessão encerrou-se em 7 de julho de 2015, mas não houve manifestação formal do Poder Concedente sobre o pedido de renovação. Aguarda-se, portanto, a manifestação do Poder Concedente sobre este requerimento, a qual até a data de aprovação destas demonstrações financeiras continuava em processo de análise.

O valor líquido contábil dos ativos relacionados ao Arrendamento seria de R\$ 72.177 em 31 de dezembro de 2018 (R\$ 77.867 em 31 de dezembro de 2017), caso tivessem sido mantidos no ativo imobilizado e depreciados até essa data. Em 31 de dezembro de 2018, a Administração elaborou uma estimativa do valor dos ativos, no caso de não renovação da concessão, para determinar o possível montante a ser indenizado pelo Poder Concedente, conforme estabelece a cláusula décima primeira do contrato de concessão da UTE Piratininga.

Adicionalmente, a Baixada Santista Energia ("BSE") assumiu a obrigação de devolver os Bens arrendados, no final do prazo de dezessete anos, "no estado de uso e conservação em que os recebeu, consideradas as depreciações e inovações tecnológicas inerentes ao desenvolvimento da operação do Contrato", cabendo a Companhia direito a indenização caso a BSE não o faça.

Na hipótese de inadimplemento de uma das partes nos termos do contrato, a parte adimplente terá o direito, além da resolução do contrato, conforme previsto, ao recebimento de multa no valor equivalente a 10% (dez por cento) do valor global de R\$ 765.000.000,00 (Setecentos e sessenta e cinco milhões de reais) corrigidos pelo IGPM desde o cumprimento das condições suspensivas previstas.

A Administração da Companhia entende que a estimativa do valor a ser indenizado, em caso de não renovação da concessão, se aproxima dos montantes a serem recebidos pelas parcelas do arrendamento financeiro com a BSE.

A operação de Arrendamento da UTE Piratininga, na data de seu início, foi classificada como arrendamento mercantil financeiro, pelos seguintes motivos:

- transferência para o arrendatário dos riscos e benefícios inerentes ao controle e à propriedade da UTE;
- no início do arrendamento, o valor presente dos pagamentos mínimos se aproximava do valor justo da UTE;
- os ativos arrendados são de natureza especializada de tal forma que somente o arrendatário poderia utilizá-los sem que fossem feitas modificações significativas.

Demonstração da movimentação do arrendamento UTE Piratininga:

Conta	Controladora e Consolidado				Saldo 31.12.18
	Saldo 31.12.17	Transferências	Encargos Financeiros	Recebimento	
ATIVO					
Circulante.....	79.364	73.253	20.325	(87.605)	85.337
Não Circulante.....	352.015	(73.253)	49.914	-	328.676
	431.379	-	70.239	(87.605)	414.013

Demonstração de conciliação dos valores do arrendamento:

	Controladora e Consolidado	
	31.12.18	31.12.17
Valor nominal do contrato.....	765.000	765.000
Receita financeira não realizada (a).....	(65.455)	(85.780)
Variação monetária.....	455.603	405.689
Recebimentos.....	(741.135)	(653.530)
	414.013	431.379

(a) Refere-se à variação monetária aplicada sobre o saldo remanescente do contrato de arrendamento, a ser realizada no recebimento das parcelas futuras.

Valor presente das parcelas de longo prazo a serem recebidas até o final do contrato, por ano de vencimento:

Não circulante	
2020.....	78.018
2021.....	71.327
2022.....	65.210
2023.....	59.617
2024.....	54.504
	328.676

7. OUTROS CRÉDITOS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.18	31.12.17	31.12.18	31.12.17
Circulante				
Serviços em curso (a).....	3.031	2.241	3.031	2.241
Bens destinados a conserto	44	44	44	44
Dividendos a receber de controlada (b).....	3.840	3.667	-	-
Valores a receber - Energia Livre (c).....	4.144	4.144	4.144	4.144
Funcionários cedidos (d).....	14.390	14.793	14.390	14.793
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (e).....	(19.781)	(20.817)	(19.781)	(20.817)
GSF Pirapora energia (f).....	-	-	928	928
Adiantamento a empregados.....	637	574	637	574
Pirapora Energia S.A.....	201	234	-	-
Cesp (Nota 19.1).....	646	462	646	462
Petrobrás - O&M (Nota 21.3).....	4.590	1.729	4.590	1.729
Aluguéis.....	284	304	284	304
Multas contratuais (g).....	1.066	1.046	1.066	1.046
Contrato SEEM (Nota 19.5).....	529	-	529	-
CPFL.....	15	-	15	-
Comgás.....	55	-	55	-
Outras contas a receber.....	9	43	9	43
	<u>13.700</u>	<u>8.464</u>	<u>10.587</u>	<u>5.491</u>
Não Circulante				
GSF Pirapora energia (f).....	-	-	281	1.209
	<u>13.700</u>	<u>8.464</u>	<u>10.868</u>	<u>6.700</u>

- a) Referem-se a gastos incorridos pela EMAE decorrentes da aplicação em projetos de pesquisa e desenvolvimento, em cumprimento à Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000;
- b) Referem-se aos dividendos obrigatórios a receber de sua controlada. O saldo em 31 de dezembro de 2017 foi recebido em novembro de 2018, e o saldo em 31 de dezembro de 2018 será pago em data a ser deliberada pela Administração da controlada;
- c) Em decorrência do mandado de segurança nº 43739-91.2010.4.01.3400, impetrado pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADDEE, em 15 de setembro de 2010, que através de liminar suspendeu a cobrança do valor da RTE. A EMAE constituiu provisão para créditos de liquidação duvidosa sobre o saldo integral do contas a receber de RTE contabilizado e ainda não recebido;
- d) Referem-se a valores a receber pelos funcionários cedidos a outras entidades do Governo do Estado de São Paulo. Os valores vencidos há mais de 360 dias encontram-se provisionados na rubrica "Provisão para crédito de liquidação duvidosa".
- e) O saldo da provisão para crédito de liquidação duvidosa em 31 de dezembro de 2018 de R\$ 19.781 é composto por: R\$ 14.390, funcionários cedidos; R\$ 4.144, energia livre; R\$ 1.066, multas contratuais e R\$ 181 de outros valores a receber.
- f) GSF: Em 06 de janeiro de 2016, o Conselho de Administração da Pirapora Energia autorizou a Companhia a aderir à repactuação do risco hidrológico, nos termos da Lei nº 13.203/2015 e nas condições estabelecidas na Resolução Normativa ANEEL nº 684/2015.

Para suprir os contratos regulados, a Companhia adquiriu energia elétrica no mercado de curto prazo no valor de R\$ 4.163 e, com a repactuação esses custos foram convertidos em ativo regulatório e o montante foi elevado para R\$ 4.703.

O referido Ativo Regulatório, até seu exaurimento, será utilizado no pagamento do prêmio correspondente ao produto SP100 (cobertura total), na ordem de R\$ 1.332/ano.

- g) Referem-se a valores cobrados de terceiros em razão de atrasos na execução de obras, entrega de bens e outros.

8. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIALCORRENTES E DIFERIDOS

8.1 CONCILIAÇÃO DE IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL NO RESULTADO

	Controladora		Consolidado		Controladora		Consolidado	
	Imposto de Renda		Imposto de Renda		Contribuição Social		Contribuição Social	
	31.12.18	31.12.17	31.12.18	31.12.17	31.12.18	31.12.17	31.12.18	31.12.17
Lucro antes dos impostos e contribuições.....	81.960	154.715	83.514	156.194	81.960	154.715	83.514	156.194
Alíquota vigente.....	25%	25%	25%	25%	9%	9%	9%	9%
Expectativa de despesa de acordo com a alíquota vigente.....	(20.490)	(38.679)	(20.879)	(39.049)	(7.376)	(13.924)	(7.516)	(14.057)
a) Efeito do IRPJ e da CSLL sobre as diferenças permanentes								
Equivalência patrimonial em controlada.....	4.042	3.860	-	-	1.455	1.389	-	-
Psap Lei 9.532 - excesso de contribuição.....	-	(666)	-	(666)	-	(240)	-	(240)
Juros sobre o Capital Próprio.....	5.117	-	5.117	-	1.842	-	1.842	-
Outros.....	(2.805)	(1.948)	1.237	1.912	(1.010)	(701)	445	688
b) Efeito do IRPJ e da CSLL sobre as diferenças temporárias e prejuízos fiscais de períodos anteriores, para os quais não foi reconhecido tributos diferidos								
Provisões temporárias.....	14.602	-	14.602	-	5.257	-	5.257	-
Prejuízos fiscais e base negativa de CSLL	17.056	11.422	17.056	11.422	820	3.918	820	3.918
Outros.....	1.048	-	1.048	-	-	-	-	-
c) Efeito regime lucro presumido de controlada								
Pirapora Energia S.A.....	-	-	(656)	(621)	-	-	(370)	(355)
Imposto de Renda e Contribuição Social contabilizado...	18.570	(26.011)	17.526	(27.002)	988	(9.558)	478	(10.046)
Corrente.....	(24.951)	(14.618)	(25.995)	(15.609)	(9.359)	(5.456)	(9.869)	(5.944)
Diferido.....	43.521	(11.393)	43.521	(11.393)	10.347	(4.102)	10.347	(4.102)
Alíquota efetiva.....	-23%	17%	-21%	17%	-1%	6%	-1%	6%

8.2 Composição dos impostos diferidos

	ATIVO		PASSIVO	
	Controladora e		Controladora e	
	Consolidado		Consolidado	
	31.12.18	31.12.17	31.12.18	31.12.17
Imposto de Renda				
Provisões temporariamente indedutíveis (a).....	37.608	19.733	-	-
Prejuízos fiscais 2003, 2005, 2006, 2007, 2009 e 2013 (b).....	36.027	47.170	-	-
Obrigações fiscais diferidas arrendamento (c).....	-	-	85.459	89.368
Obrigações fiscais diferidas Sabesp (d).....	-	-	26.894	28.115
Passivo (Ativo) fiscal diferido ORA (e).....	-	-	(18.128)	(9.423)
Contribuição Social				
Provisões temporariamente indedutíveis (a).....	13.539	7.104	-	-
Prejuízos fiscais 2003, 2005, 2006, 2007, 2009 e 2013 (b).....	7.649	11.660	-	-
Obrigações fiscais diferidas arrendamento (c).....	-	-	30.765	32.173
Obrigações fiscais diferidas Sabesp (d).....	-	-	9.682	10.121
Passivo (Ativo) fiscal diferido ORA (e).....	-	-	(6.526)	(3.392)
	94.823	85.667	128.146	146.962
Compensação entre Ativos e Passivos (f).....	(94.823)	(85.667)	(94.823)	(47.933)
	-	-	33.323	99.029

- a) Referem-se ao registro, até o exercício de 2018, de créditos compensáveis com lucros tributáveis futuros, calculados sobre provisões temporariamente não dedutíveis onde destacam-se como as mais relevantes a provisão para a realização dos investimentos com os recursos recebidos a título de GAG Melhorias, as contingências trabalhistas, cíveis e tributárias e a provisão para créditos de liquidação duvidosa.
- b) Referem-se a saldos de prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social, referentes aos exercícios anteriores;
- c) Referem-se ao registro de imposto de renda e contribuição social diferidos, calculados sobre o ganho na operação de arrendamento da UTE Piratininga (Nota 6);
- d) Referem-se ao registro de imposto de renda e contribuição social diferidos, calculados sobre o Ativo financeiro referente ao acordo com a Sabesp. (Nota 18.2);
- e) Referem-se à passivo fiscal diferido sobre plano de benefício definido (Nota 15), registrado em Outros Resultados Abrangentes (Ajuste da Avaliação Atuarial);
- f) Refere-se a Compensação entre ativos e passivos diferidos. Salienta-se que até 2017, a Companhia registrou um total de imposto de renda e contribuição social diferidos ativos limitado a 30% do passivo fiscal diferido. A partir de 2018, a Administração da Companhia elaborou a projeção de resultados tributáveis futuros demonstrando a capacidade de realização desses créditos tributários nos exercícios indicados, a qual foi aprovada pelo Conselho da Administração.

Os tributos diferidos ativos são revisados a cada encerramento do exercício e são reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

Com base no estudo técnico das projeções de resultados tributáveis, a Companhia estima recuperar o crédito tributário nos seguintes exercícios:

Base Negativa e Prejuízos fiscais:

2019.....	11.829
2020.....	9.173
2021.....	15.448
2022.....	7.226
	<u>43.676</u>

Diferenças temporárias:

2019.....	3.587
2020.....	2.580
2021.....	2.580
2022.....	2.580
2023.....	2.580
2024 até 2042.....	37.240
	<u>51.147</u>

9. CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.18	31.12.17	31.12.18	31.12.17
Circulante				
Depósitos vinculados (a).....	10.999	10.161	10.999	10.161
Não circulante				
Depósitos judiciais (b).....	12.247	11.927	12.247	11.927
Cauções e depósitos vinculados (c).....	-	-	3.350	3.409
	<u>12.247</u>	<u>11.927</u>	<u>15.597</u>	<u>15.336</u>
	<u>23.246</u>	<u>22.088</u>	<u>26.596</u>	<u>25.497</u>

- a) Do montante de depósitos vinculados, i) R\$ 10.638 (R\$ 10.161 em 31 de dezembro de 2017) refere-se a depósito originado da venda de óleo combustível no exercício de 2012 e mantido em contas de ativo e passivo pelo mesmo valor; ii) depósito de R\$ 361 realizado em 31 de dezembro de 2018 perante à ANEEL, correspondente à caução contratual da Usina Edgard de Souza.
- b) Refere-se a diversos depósitos iniciais ou recursais envolvendo processos cíveis e trabalhistas da Companhia e sua controlada. A EMAE questiona a legitimidade de determinadas ações trabalhistas e por conta desse questionamento, por ordem judicial ou por estratégia da própria Administração, os valores em questão foram depositados em juízo, sem que haja a caracterização da liquidação das provisões trabalhistas registradas no passivo relacionadas a esses depósitos judiciais.

- c) No saldo consolidado, estão incluídas as garantias do financiamento BNDES no montante de R\$ 3.350 em 31 de dezembro de 2018 (R\$ 3.409 em 31 de dezembro de 2017) da controlada Pirapora.

10. ATIVO FINANCEIRO INDENIZÁVEL

Refere-se a investimentos em infraestrutura de geração realizados após 31 de dezembro de 2012, data base de corte para fins de renovação dos contratos abarcados pela Lei nº 12.783, os quais serão recuperados por meio da RAG nos processos de revisão e reajuste tarifário. A Resolução Normativa nº 642/2014 aprovou o submódulo dos Procedimento de Regulação Tarifária – PRORET 12.3, o qual estabeleceu os procedimentos para a recuperação dos investimentos realizados através da RAG.

A Administração da Companhia informa que os investimentos feitos após a renovação contratual são de caráter prudencial, porém estão sujeitos a aprovação da ANEEL para serem incluídos na base de remuneração.

A Companhia classificou o ativo financeiro indenizável na categoria de instrumentos financeiros mensurados ao custo amortizado. Em virtude da característica desse ativo, em cada processo de reajuste ou revisão tarifária, novas tarifas são homologadas pela ANEEL, ocasionando modificações no fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável. Essas modificações poderão gerar eventuais ganhos ou perdas no valor do custo amortizado do ativo, os quais serão ajustados no resultado.

Movimentação do ativo financeiro indenizável:

	Controladora e Consolidado					Saldo em 31.12.18
	Saldo em 31.12.17	Adições (a)	Transferência	Recebimentos (b)	Amortização (c)	
Circulante						
Ativo financeiro.....	323	-	4.772	(174)	(1.297)	3.624
Adiantamento a fornecedores.....	-	-	9.733	-	-	9.733
	<u>323</u>	<u>-</u>	<u>14.505</u>	<u>(174)</u>	<u>(1.297)</u>	<u>13.357</u>
Não circulante						
Ativo financeiro.....	53.683	14.141	(5.405)	-	-	62.419
	<u>54.006</u>	<u>14.141</u>	<u>9.100</u>	<u>(174)</u>	<u>(1.297)</u>	<u>75.776</u>

- a) As adições do período referem-se aos investimentos realizados nas usinas em manutenções que aumentem a vida útil das unidades e também em melhorias gerando maior eficiência na produção energética. Tais investimentos já estão sendo indenizados através da RAG 2018/2019.
- b) Recebimento pelos investimentos realizados, através da RAG 2017/2018.
- c) Amortização dos investimentos efetivamente já realizados (Nota 18).

11. ATIVO REVERSÍVEL DA CONCESSÃO

Refere-se aos ativos reversíveis identificados pela Administração da Companhia. Nos termos do art. 2º do Decreto 7.850, de 30 de novembro de 2012, e a Resolução Normativa nº 596, de 19 de dezembro de 2013, após a fiscalização e a definição dos valores com base na VNR pela ANEEL esses ativos reversíveis serão indenizados pelo Poder Concedente.

Os ativos reversíveis registrados nessa conta não incluem os ativos relacionados com os projetos básicos, os quais foram indenizados em dezembro de 2012.

Em atendimento ao requerido no referido Decreto, a Administração da Companhia emitiu um Ofício à ANEEL, em 26 de dezembro de 2013, manifestando o interesse em receber a devida indenização relativa aos investimentos vinculados a bens reversíveis realizados nas Usinas da Companhia até 31 de dezembro de 2012, visando seu ressarcimento nos termos do artigo citado acima.

Em 20 de fevereiro de 2017 a Companhia contratou consultoria especializada com o objetivo de Elaboração de cálculos do Valor Novo de Reposição – VNR dos investimentos realizados até 31 de dezembro de 2012 e saldo de investimentos não amortizados até 31 de dezembro de 2012, conforme Resolução Normativa ANEEL nº 596/13, para subsídio à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, nos moldes estabelecidos na Lei Federal nº 12.783, de 2013, de 11 de janeiro de 2013.

Os relatórios gerados naquele exercício demonstraram que não há razão para a constituição de provisão para redução ao valor recuperável dos montantes pleiteados perante o órgão regulador, todavia, a ANEEL poderá apresentar valor de indenização diferente daquele pleiteado, o qual será analisado pela Companhia e, caso aplicável, realizará os ajustes de perdas ou ganhos que se fizerem necessários.

Em 01 de agosto de 2018, o Ministério de Minas e Energia – MME publicou a Portaria nº 313, de 30 de julho de 2018, dispensando a reversão dos bens vinculados à concessão do Aproveitamento de Potencial Hidráulico denominado UHE Edgard de Souza, extinta em 31 de outubro de 2012, com a livre disponibilização dos bens para a EMAE.

Considerando essa decisão, a Companhia iniciou as tratativas junto ao Poder Concedente, visando obter a autorização para motorizar a referida estrutura, com o aproveitamento integral das instalações atualmente existentes.

Em agosto de 2018, a Companhia procedeu a redução de R\$ 77.844 da rubrica de Ativo reversível da concessão, correspondente ao valor contábil da Usina Edgard Souza em 31 de dezembro de 2012, em contrapartida a:

- Reconhecimento de R\$ 19.731 no resultado do exercício referente a obsolescência dos bens incorrida de 1 de janeiro de 2013 até 31 de julho de 2018 (Nota 22.1); e
- Reconhecimento de R\$ 59.667 na rubrica de imobilizado em curso composto pelo valor contábil em 1 de agosto de 2018 (Nota 13).

O valor líquido contábil dos ativos reversíveis em 31 de dezembro de 2018 é de R\$ 195.374 (R\$ 273.218 em 31 de dezembro de 2017).

12. INVESTIMENTOS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.18	31.12.17	31.12.18	31.12.17
Pirapora Energia S.A.....	92.967	91.328	-	-
Outros.....	1.390	1.390	1.390	1.390
Total.....	<u>94.357</u>	<u>92.718</u>	<u>1.390</u>	<u>1.390</u>

A Companhia possui o controle e participação em 100% do patrimônio da sua controlada Pirapora Energia S.A.. Abaixo, é apresentado um resumo das informações financeiras da controlada:

	31.12.18	31.12.17
Ativo.....	177.210	181.697
Passivo.....	84.243	90.369
Patrimônio Líquido.....	92.967	91.328

	31.12.18	31.12.17
Lucro do exercício.....	16.168	15.438

	Controlada
Saldo em 31.12.2016.....	79.557
Resultado de equivalência patrimonial.....	15.438
Dividendo mínimo obrigatório.....	(3.667)
Saldo em 31.12.2017.....	<u>91.328</u>
Dividendo adicional referente a 2017 pago em 2018.....	(10.999)
Integralização de capital.....	310
Resultado de equivalência patrimonial.....	16.168
Dividendo mínimo obrigatório.....	(3.840)
Saldo em 31.12.2018.....	<u>92.967</u>

13. IMOBILIZADO

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019 de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador.

O ato normativo que regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica concede autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, cujos recursos devem ser exclusivos para aplicação na concessão.

A movimentação dos saldos do ativo imobilizado em 31 de dezembro de 2018 está representada por:

Controladora	Taxas anuais média de Depreciação (%)	Saldo em 31.12.17	Adições	Baixas	Transferência	Depreciação do período	Saldo em 31.12.18
Em serviço							
Terrenos.....		6.712	-	-	(1.644)		5.068
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias.....	2,0%	1.007	-	-	-	(73)	934
Máquinas e Equipamentos.....	3,2%	1.225	24	-	712	(233)	1.728
Veículos.....	14,3%	-	-	-	633	(90)	543
Móveis e Utensílios.....	6,3%	110	3	-	4	(7)	110
Subtotal.....		9.054	27	-	(295)	(403)	8.383
Em curso.....		2.148	623	-	59.341 (a)	-	62.112
Adiantamento a fornecedores.....		7.850	4.495	(2.612)	(9.733) (*)	-	-
Total Controladora.....		19.052	5.145	(2.612)	49.313	(403)	70.495

* Valor transferido para o Ativo Financeiro Idenizável

(a) Corresponde a R\$ 59.667 menos R\$ 326 transferido para o Intangível

Consolidado	Taxas anuais média de Depreciação (%)	Saldo em 31.12.17	Adições	Baixas	Transferência	Depreciação do período	Saldo em 31.12.18
Em serviço							
Terrenos.....		6.712	-	-	(1.644)	-	5.068
Reservatórios, Barragens e Adutoras.....	2,1%	47.778	288	-	(174)	(1.024)	46.868
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias.....	2,0%	47.846	3	-	-	(1.015)	46.834
Máquinas e Equipamentos.....	3,2%	62.431	392	-	886	(2.257)	61.452
Veículos.....	14,3%	-	-	-	633	(90)	543
Móveis e Utensílios.....	6,3%	111	3	-	4	(8)	110
Subtotal.....		164.878	686	-	(295)	(4.394)	160.875
Em curso.....		2.148	623	-	59.341 (a)	-	62.112
Adiantamento a fornecedores.....		7.850	4.495	(2.612)	(9.733) (*)	-	-
Total consolidado.....		174.876	5.804	(2.612)	49.313	(4.394)	222.987

* Valor transferido para o Ativo Financeiro Idenizável

(a) Corresponde a R\$ 59.667 menos R\$ 326 transferido para o Intangível

i) Análise de redução ao valor recuperável dos ativos:

Conforme divulgado na Nota 10, em 01 de agosto de 2018, o MME disponibilizou os bens da UHE Edgar de Souza para a EMAE (registrado no montante de R\$ 59.667, na linha de imobilizado em curso na movimentação acima), dispensando, portanto, a reversão dos bens.

Desta forma, a Administração realizou teste de recuperabilidade desses ativos utilizando fluxos de caixas descontados com base nas seguintes premissas: (i) obtenção da autorização para remotorização da usina; (ii) período de autorização de 30 anos; (iii) quantidade e preço de venda de parte da energia gerada contratada no ambiente regulado; e (iv) o excedente de energia comercializado no mercado de curto prazo. Os fluxos de caixas foram estimados para um período da concessão e descontados pela taxa de desconto antes dos tributos variando entre 7,2% a.a a 8,5% a.a no período de projeção. A Administração, com base no teste efetuado, concluiu que não há necessidade de registro de provisão ao valor recuperável adicional dos valores contábeis reconhecidos no exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

14. FINANCIAMENTOS (CONSOLIDADO)

Em 8 de março de 2012 a controlada Pirapora Energia S.A., subsidiária integral da EMAE, firmou contrato de financiamento junto ao BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) no valor de R\$ 98.000 a ser pago em 192 parcelas mensais. Tal valor representava 60% do valor do investimento previsto para a construção da PCH (Pequena Central Hidrelétrica). Em 31 de dezembro de 2018, o valor total atualizado do financiamento é

de R\$ 79.743 (R\$ 85.972 em 31 de dezembro de 2017), sendo R\$ 6.744 classificados como passivo circulante (R\$ 7.312 em 31 de dezembro de 2017) e R\$ 72.999 como passivo não circulante (R\$ 78.660 em 31 de dezembro de 2017).

O vencimento será em 15 de setembro 2030, com atualização pela TJLP + 1,9% a.a.

A taxa efetiva do contrato até 31 de dezembro de 2018 é de 8,88% ao ano.

Consolidado				
	31.12.17			31.12.18
	Saldo	Juros	Pagamento do principal	Pagamento dos juros Saldo
Circulante e Não Circulante				
Financiamento BNDES.....	85.972	6.957	(6.743)	(6.443) 79.743

Consolidado				
	31.12.16			31.12.17
	Saldo	Juros	Pagamento do principal	Pagamento dos juros Saldo
Circulante e Não Circulante				
Financiamento BNDES.....	91.725	7.808	(6.687)	(6.874) 85.972

Para assegurar o pagamento das obrigações decorrentes do contrato de financiamento firmado com o BNDES, como o principal e juros da dívida, comissões, multas e outras despesas, a Companhia cedeu as seguintes garantias:

- Direitos creditórios provenientes dos Contratos de Compra de Energia Elétrica Incentivada - CCEI.

A cessão fiduciária mencionada, abrangerá os créditos que venham a ser depositados na "Conta Centralizadora", na "Conta Reserva do Serviço da Dívida" e na "Conta Para Sobre custos", até o pagamento integral de todas as obrigações contratuais. Estes valores encontram-se registrados como Cauções e depósitos vinculados no ativo não circulante, no valor de R\$ 3.350 em 31 dezembro de 2018 (R\$ 3.409 em 31 de dezembro de 2017) (Nota 9).

- Direitos creditórios sobre os Contratos de Compra de Energia em Ambiente Regulado (CCEARs) celebrados na forma do Leilão de Energia Nova nº 10/2010.
- Direitos creditórios provenientes do Contrato de Arrendamento entre a Companhia e a Baixada Santista Energia S.A, e
- Penhora da totalidade das ações de sua controlada, em favor do BNDES, e quaisquer outras ações representativas do capital social, que venham a ser subscritas, adquiridas ou de qualquer modo emitidas, pela mesma até o pagamento integral de todas as obrigações estabelecidas no presente Contrato de Financiamento.

O contrato contém cláusulas de *covenants* qualitativos e quantitativos.

1) ICSD – Índice de Cobertura do Serviço da Dívida

A Companhia deverá manter durante toda a vigência do contrato, o ICSD de, no mínimo 1,20 a ser calculado conforme previsão contratual.

2) ICP - Índice de Capitalização Próprio

A Companhia deverá manter durante toda a vigência do contrato, o ICP de, igual ou superior a 30%, definido como a razão entre o patrimônio líquido e o ativo total.

Em 31 de dezembro de 2018 e 2017, a Companhia atendeu plenamente os *covenants* qualitativos e quantitativos.

15. ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA A EMPREGADOS

		Controladora e Consolidado			
		31.12.18			31.12.17
Credor	Objeto	Circulante	Não	Total	Total
			Circulante		
FUNDAÇÃO CESP	- Benefício Suplementar Proporcional				
	Saldado - BSPS.....	11.956	41.288	53.244	13.153
	- Ajuste CPC 33 (IAS 19).....	-	78.411	78.411	78.803
		11.956	119.699	131.655	91.956

15.1 Planos de benefícios

A Companhia patrocina planos de benefícios de aposentadoria e pensão para seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários, com o objetivo de suplementar os benefícios fornecidos pelo sistema oficial da previdência social. A Fundação CESP é a entidade responsável pela administração dos planos de benefícios patrocinados pela Companhia.

	Controladora e Consolidado				
	31.12.17	31.12.18			
		Amortização	Despesa	ORA	Saldo
Entidade de previdência a empregados.....	91.956	(6.467)	11.348	34.818	131.655

Por meio de negociações com os sindicatos representativos da categoria ocorridas em 1997, o referido plano foi reformulado, com o saldamento do plano até então vigente (BSPS) e a criação de um novo plano que tem como característica principal o modelo misto, composto de 70% do salário real de contribuição como benefício definido, e 30% do salário real de contribuição como contribuição definida. Essa reformulação teve como objetivo equacionar o déficit técnico atuarial e diminuir o risco de futuros déficits.

O Benefício Suplementar Proporcional Saldado - BSPS é garantido aos empregados participantes do plano de suplementação que aderiram ao novo modelo implementado, a partir de 01 de janeiro de 1998, e vierem a se desligar, mesmo sem estarem aposentados. Esse benefício assegura o valor proporcional da suplementação relativo ao período do serviço anterior à data da reformulação do plano de suplementação.

O benefício será pago a partir da data em que o participante completar as carências mínimas previstas no regulamento do novo plano.

O custeio do plano para o benefício definido é paritário entre a Companhia e os empregados. O custeio da parcela estabelecida como contribuição definida é paritário entre a Companhia e os empregados baseado em percentual escolhido livremente pelo participante até o limite de 5%. As taxas de custeio são reavaliadas, periodicamente, por atuário independente.

15.2 Resumo do Estudo Atuarial de Acordo com o CPC 33 Benefícios a Empregados

Com base na avaliação atuarial elaborada por atuários independentes em 31 de dezembro de 2018, seguindo os critérios determinados pelo “CPC 33 Benefícios a Empregados”, o passivo atuarial da EMAE foi apurado conforme segue:

A) Premissas atuariais

As principais premissas atuariais utilizadas para determinação da obrigação atuarial são as seguintes:

	31.12.18	31.12.17
Taxa nominal utilizada para o desconto a valor presente do passivo atuarial	9,62%	10,10%
Taxa de retorno esperada sobre os ativos do plano.....	9,62%	10,10%
Taxa de crescimento salarial futuro.....	5,86%	6,37%
Índice de reajuste de benefícios concedidos de prestação continuada.....	4,50%	4,50%
Fator de capacidade do benefício/salário preservar seu poder aquisitivo.....	4,50%	4,50%
Taxa de rotatividade.....	não adotada	não adotada
Tábua de mortalidade.....	AT - 2000	AT - 2000
Tábua de entrada em invalidez.....	LIGHT-FRACA	LIGHT-FRACA
Tábua de mortalidade de ativos.....	Método de Hamza	Método de Hamza
Nº de participantes ativos	359	374
Nº de participantes inativos - aposentados sem ser por invalidez	708	701
Nº de participantes inativos - aposentados por invalidez	30	30
Nº de participantes inativos - pensionistas	69	66

B) Avaliação atuarial

Na avaliação atuarial dos planos foi utilizado o método do crédito unitário projetado. O ativo líquido do plano de benefícios é avaliado pelos valores de mercado (marcação a mercado).

O plano de benefício definido (BD) tem contribuição paritária.

B1) Conciliação dos ativos e passivos

	B.S.P.S.		B.D.		C.V.		TOTAL	TOTAL
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Total do passivo atuarial.....	797.527	732.180	297.310	254.236	51.680	48.252	1.146.517	1.034.668
Valor justo dos ativos (marcados a mercado).....	(676.004)	(643.227)	(367.256)	(333.355)	(41.548)	(45.249)	(1.084.808)	(1.021.831)
Efeito de limitação de ativo.....	-	-	69.946	79.119	-	-	69.946	79.119
Passivo líquido (ativo).....	121.523	88.953	-	-	10.132	3.003	131.655	91.956

B2) Movimentação das obrigações dos planos:

	B.S.P.S.		B.D.		C.V.	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Valor presente da obrigação atuarial total líquida..	732.180	724.430	254.236	226.803	48.252	49.500
Custo do serviço corrente.....	-	-	2.060	1.806	-	-
Juros sobre obrigação atuarial.....	73.959	73.165	25.681	24.274	4.874	5.012
(Ganho)/Perda atuarial.....	45.642	(9.728)	25.827	11.237	3.101	(1.697)
Benefícios pagos.....	(54.254)	(55.687)	(10.494)	(9.884)	(4.547)	(4.563)
Valor presente da obrigação atuarial total líquida..	<u>797.527</u>	<u>732.180</u>	<u>297.310</u>	<u>254.236</u>	<u>51.680</u>	<u>48.252</u>

B3) Movimentação dos ativos do planos:

	B.S.P.S.		B.D.		C.V.	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Valor justo do ativo do plano.....	(643.227)	(624.932)	(333.355)	(302.012)	(45.249)	(39.300)
Contribuições de empresa para o plano.....	(864)	(9.593)	(1.580)	(1.488)	-	-
Rendimento esperado dos ativos do plano.....	(64.974)	(62.719)	(33.673)	(31.132)	(4.570)	(4.312)
Rendimento dos ativos do plano (superior)/ inferior à taxa de desconto...	(19.107)	342	(7.205)	(6.739)	3.724	(6.200)
Contribuições de participantes para o plano	(2.086)	(2.012)	(1.937)	(1.868)	-	-
Benefícios pagos pelo plano.....	54.254	55.687	10.494	9.884	4.547	4.563
Valor justo do ativo do plano.....	<u>(676.004)</u>	<u>(643.227)</u>	<u>(367.256)</u>	<u>(333.355)</u>	<u>(41.548)</u>	<u>(45.249)</u>

B4) Conciliação do valor líquido do passivo atuarial:

	B.S.P.S.		B.D.		C.V.	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Valor líquido do passivo (ativo) atuarial total do início do ano.....	88.953	99.498	-	-	3.003	10.200
Despesa / (receita) reconhecida na Demonstração de Resultados...	8.985	10.446	2.059	2.845	304	700
Contribuição da empresa para o plano.....	(864)	(9.593)	(1.580)	(1.488)	-	-
Contribuições de participantes para o plano.....	(2.086)	(2.012)	(1.937)	(1.868)	-	-
(Ganho) Perda atuarial em ORA.....	26.535	(9.386)	1.458	511	6.825	(7.897)
Saldo final.....	<u>121.523</u>	<u>88.953</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>10.132</u>	<u>3.003</u>

B5) Análise de sensibilidade

Análises de sensibilidades	B.S.P.S.		B.D.		C.V.	
	31.12.18	31.12.17	31.12.18	31.12.17	31.12.18	31.12.17
Taxa de desconto ser reduzida em 0,50%.....	840.822	771.424	318.302	272.108	54.618	50.944
Taxa de desconto ser aumentada em 0,50%.....	757.923	696.230	278.464	238.193	49.001	45.796
Inflação ser reduzida em 0,50%.....	799.569	734.054	298.071	254.886	51.812	48.375
Inflação ser aumentada em 0,50%.....	795.485	730.305	296.549	253.585	51.547	48.128
Crescimento salarial ser reduzida em 0,50%.....	797.527	732.180	294.053	251.312	51.680	48.252
Crescimento salarial ser aumentado em 0,50%.....	797.527	732.180	300.457	257.286	51.380	48.252
Reajustes dos benefícios ser reduzido em 0,50%.....	799.569	734.054	298.071	254.886	51.812	48.375
Reajustes dos benefícios ser aumentado em 0,50%..	795.485	730.305	296.549	253.585	51.547	48.128

C) As movimentações das remensurações atuariais reconhecidas em outros resultados abrangentes são como segue:

	31.12.18	31.12.17
(a) Saldo no início do exercício.....	(24.877)	(35.947)
(b) (Perda) atuarial gerado pela taxa de desconto.....	(57.479)	(45.471)
(c) (Perda) Ganho atuarial gerado pela experiência demográfica.....	(17.091)	45.659
(d) (Perda) atuarial gerado pela premissa demográfica.....	-	-
(e) Ganho atuarial gerado pelo rendimento efetivo dos ativos do plano.....	22.588	12.597
(f) Alteração no "teto do ativo" diferente dos juros.....	17.164	3.987
(g) Efeito nas Demonstrações de Resultados Abrangentes (b+c+d+e+f).....	(34.818)	16.772
(h) Efeito de imposto de renda e contribuição social.....	11.838	(5.702)
Saldo no final do exercício (a+g+h).....	(47.857)	(24.877)

As premissas de ativos do plano é a de investir 85% em renda fixa, 10% em renda variável e 5% em outros, com uma margem de variação de 2,5% para mais ou para menos.

A estimativa da despesa para o exercício de 2019 está demonstrada a seguir:

	31.12.19
Custos dos serviços correntes.....	185
Juros sobre obrigação atuarial.....	110.300
Rendimento esperado dos ativos dos plano.....	(104.364)
Receita (Despesa) com juros sobre o ajuste do "teto do ativo".....	6.729
Total da despesa projetada para o exercício.....	12.850

15.3 Equacionamento Financeiro dos Planos de Benefícios com a Fundação CESP

Para equacionar o fluxo de caixa entre a EMAE e a Fundação CESP, parte do passivo atuarial determinado pelos atuários independentes (BSPS e plano de benefício definido) está representada por instrumento jurídico formalizado em 1997, com interveniência da Secretaria Nacional de Previdência Complementar (SPC) na forma de contrato de ajuste de reservas a amortizar (contrato de Ajustes de Reservas Matemáticas), que possui cláusula variável, para a cobertura de déficit técnico atuarial existente com a Fundação CESP até 31 de outubro de 1997, relativo ao "Benefício Suplementar Proporcional Saldado" - BSPS. Esse contrato previa a amortização em 240 parcelas mensais, desde 30 de dezembro de 1997, com atualização pela variação do IGP-DI e acréscimo de juros de 6% a.a. Em 22 de junho de 2017 foi assinado aditivo contratual prorrogando o vencimento do contrato para março de 2032.

Anualmente, ao final de cada exercício, o superávit ou déficit apurado na avaliação atuarial é integrado ao saldo do contrato e as parcelas de amortização são recalculadas com base no novo saldo.

Conforme mencionado acima, esse contrato possui cláusula variável de reajuste anual de acordo com o custo atuarial, portanto, representa na essência, garantia para o equacionamento financeiro do plano de benefícios. Em virtude desse fato, o passivo da EMAE é registrado de acordo com o CPC 33 (R1)/IAS 19.

Em 31 de dezembro de 2018, a diferença entre os saldos apresentados neste contrato e o do passivo registrado de acordo com o CPC 33 (R1)/IAS19, é decorrente da diferença entre as metodologias e premissas utilizadas pela EMAE e a Fundação CESP para avaliar a situação financeira dos planos de benefícios, e que serão ajustadas anualmente pelos seus efeitos dos ganhos e perdas atuariais ao longo do tempo.

Saldo da dívida.....	53.244
Ajuste atuarial.....	78.411
Saldo CPC 33 (R1)/IAS 19.....	<u>131.655</u>

16. PROVISÃO PARA RISCOS TRABALHISTAS, CÍVEIS E TRIBUTÁRIOS

16.1 Contingências – Possibilidade de Perda Provável

	Controladora e Consolidado				
	31.12.17	31.12.18			
	Saldo	Provisão	Reversão	Pagamento	Saldo
Não circulante					
Trabalhistas					
Periculosidade.....	10.331	3.448	-	-	13.779
Diversas.....	20.414	6.069	(4.478)	(5.659)	16.346
	30.745	9.517	(4.478)	(5.659)	30.125
Cíveis.....	24.508	4.436	(1.320)	-	27.624
Tributárias.....	16	1.100	(804)	-	312
Administrativo.....	-	-	-	-	-
	55.269	15.053	(6.602)	(5.659)	58.061

A) Periculosidade

Trata-se de ação coletiva promovida pelo Sindicato dos Eletricitários em 07/07/1999, perante a Justiça do Trabalho de São Paulo, processo nº 01767006319995020039 – 39ª Vara, pleiteando a condenação da Companhia ao pagamento do adicional de periculosidade para a totalidade dos empregados então existentes nos seus quadros. A ação foi julgada procedente apenas para 104 empregados e o processo se encontra pendente de julgamento de recurso de Agravo de Instrumento pelo Tribunal Superior do Trabalho. A referida ação foi classificada com probabilidade de perda provável pelos assessores jurídicos da Companhia.

B) Diversas

Referem-se a diversas ações decorrentes de processos movidos por empregados e ex-empregados às quais requerem, em geral, o pagamento de equiparação salarial, insalubridade e outras questões. Deste conjunto de processos no exercício findo em 31 de dezembro de 2018, houve, reformas de sentenças pelos Tribunais superiores, com alteração da probabilidade de êxito, o que resultou na majoração do saldo de provisionamento.

C) Cíveis

Referem-se a diversos processos cíveis de natureza geral em discussão na esfera judicial, sendo o mais relevante descrito a seguir:

Trata-se de processo decorrente do Despacho 288/2002 da ANEEL no qual a Companhia figura em litisconsórcio passivo em ação ajuizada pela AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S.A., a qual pleiteia o direito de não optar pelo chamado “alívio de exposição” relativo ao período de racionamento ocorrido em 2001, o que permite a liquidação na CCEE em seu favor. Em 9 de abril de 2014, foi publicado acórdão dando provimento ao recurso de apelação da AES Sul, o qual foi oposto pela EMAE e outras Interessadas embargos de declaração. Atualmente, referidos recursos aguardam julgamento.

A Companhia avalia que o processo continua com a estimativa da probabilidade de perda provável em 31 de dezembro de 2018 sendo o valor provisionado para esta causa de R\$ 25.394 (R\$ 23.072 em 31 de dezembro de 2017).

D) Tributárias

A principal adição do período refere-se a um processo de IPTU movido pelo Município de Cubatão anteriormente classificado com a probabilidade de perda remota, que, em razão de um indeferimento de pleito solicitado pela Companhia, se fez necessário a reclassificação para a probabilidade de perda provável.

16.2 Contingências – Probabilidade de Perda Possível

As contingências, em 31 de dezembro de 2018, nas suas diferentes espécies, avaliadas e classificadas segundo sua probabilidade de risco econômico-financeiro como perda possível, estão demonstrados a seguir:

Natureza	Controladora e Consolidado	
	Possível	
	31.12.18	31.12.17
Administrativo.....	12.644	11.863
Ambiental	85.663	77.069
Cível.....	22.209	31.575
Trabalhista.....	11.962	10.929
Tributário.....	15.248	1.824
	<u>147.726</u>	<u>133.260</u>

a) Administrativo

Os processos mais relevantes referem-se ao indeferimento pela SECRETARIA DA RECEITA FEDERAL de parte do pedido de compensação de PIS/COFINS (PERDCOMP), em que a Companhia, com base em avaliação de advogados externos, vai prosseguir o questionamento na esfera judicial. O valor atualizado dos processos em aberto em 31 de dezembro de 2018, não encerrados administrativamente, totaliza R\$ 12.644.

b) Ambiental

O principal processo refere-se à obrigação judicial de remoção do lodo da flotação, em função da composição amigável entre a EMAE e o Ministério Público, até então litigantes, em 27 de junho de 2007, objetivando viabilizar a elaboração de EIA/RIMA para que, uma vez aprovado, tornasse possível a implantação do sistema de tratamento por flotação de águas do Canal Pinheiros para despoluição de 50m³/s e posterior bombeamento para o reservatório Billings. Contudo, em 12 de abril de 2012, o Ministério Público requereu o cumprimento de sentença em face da Companhia, consubstanciado em (i) pagamento de multa diária totalizada no montante de R\$ 32.833 e (ii) desmobilização das instalações implantadas e restituição das áreas ao estado anterior. Intimada, após prazo estabelecido pelo juiz, a Companhia comprovou a desmobilização das instalações, bem como requereu, em 10 de dezembro de 2012, a dilação de prazo de 24 meses para remoção do lodo advindo da flotação, prazo esse deferido.

A Companhia avalia que o processo continua com a estimativa da probabilidade de perda possível em 31 de dezembro de 2018, sendo o total da causa de R\$ 85.326 (R\$ 77.069 em 31 de dezembro de 2017).

c) Cível

O processo mais relevante refere-se à ação originada pela Fundação CESP – a qual visa à condenação da Companhia ao pagamento do déficit técnico do quadro de empregados. A autora encontra-se em vantagem, uma vez que o tribunal julgou procedente o pleito original, porém o processo encontra-se em fase de recursos.

A Companhia avalia que o processo continua com a estimativa da probabilidade de perda possível em 31 de dezembro de 2018 sendo o total da causa de R\$ 16.122 (R\$ 14.997 em dezembro de 2017).

d) Trabalhista

Entre os processos avaliados como de risco possível, o montante mais relevante refere-se a disputas movidas pelos sindicatos que representam os empregados ou por disputas individuais, nos quais ex-empregados reclamam horas extras, produtividade, readmissões, adicionais, retroatividade de aumentos e reajustes salariais.

e) Tributário

Entre os processos como de risco possível, o montante mais relevante refere-se a cobrança movida pela Prefeitura de São Paulo em razão da majoração do IPTU em função da alteração das premissas e metodologias utilizadas como base de cálculo do tributo envolvido. Em 31 de dezembro de 2018 o valor da causa é de R\$ 9.362.

17. OBRIGAÇÕES ESPECIAIS – RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO - RGR

A Companhia, desde sua constituição em 1998, oriunda da cisão da Eletropaulo, possui um saldo inicial registrado na conta de Obrigações Especiais – RGR, de R\$ 16.202 que permaneceu inalterado até 31 de dezembro de 2017. Durante este período a Companhia recolheu apenas os juros correspondentes, conforme estabelecido na legislação vigente. Entretanto, com o advento do Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, a partir de janeiro de 2018 até dezembro de 2027 (9 anos), com base em nova legislação em vigor, o referido montante está sendo amortizado em bases mensais mediante recolhimento à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

	Controladora e Consolidado					31.12.18
	31.12.17	Transferência	Juros	Pagamento juros	Pagamento principal	
Circulante						
Obrigações Especiais - RGR.....	1.801	1.800	752	(752)	(1.800)	1.801
Não Circulante						
Obrigações Especiais - RGR.....	14.401	(1.800)	-	-	-	12.601

18. OUTRAS OBRIGAÇÕES – GAG MELHORIAS

Com base na previsão de recebimento da GAG Melhorias e no plano de investimentos, ambos elaborados e estimados até o término da concessão, a Companhia realizou as seguintes contabilizações durante o exercício de 2018:

	Controladora e Consolidado			
	Outras obrigações			
	GAG			
	Ativo	Melhorias		
	financeiro		Não	Resultado do
	Indenizável	Circulante	circulante	exercício
Saldo inicial.....	-	-	-	-
Investimentos realizados.....	67.514	-	-	-
Recebimento (RAG 2017/2018).....	(174)	-	-	-
Adiantamento a fornecedores.....	9.733	-	-	-
Receitas Líquidas - GAG Melhorias (a).....	-	-	-	78.267
Provisão GAG Melhorias - Investimentos a realizar.....	-	(35.800)	(35.126)	(70.926)
Amortização.....	(1.297)	1.297	-	-
Saldo final em 31.12.2018.....	75.776	(34.503)	(35.126)	7.341

(a) A GAG Melhorias é parte integrante da Receita de Cotas de energia elétrica

Entre 1 de janeiro de 2013 e 31 de dezembro de 2018 a Companhia investiu um montante de R\$ 67.514, buscando a modernização, eficiência e a redução dos riscos relacionados à produção energética. Conforme estabelecido em lei, o valor já investido deve ser amortizado de forma linear até o final da concessão, pois os benefícios econômicos inerentes pela correta aplicação dos recursos, produzirão retorno (fluxos de caixa) até 31 de dezembro de 2042.

19. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia participa de transações com partes relacionadas, descritas a seguir:

19.1 Compartilhamento das instalações das Sedes Administrativas EMAE/CESP

Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia possui um saldo a receber de R\$ 646 (R\$ 462 em 31 de dezembro de 2017) com a CESP, referente a aluguel dos imóveis da sede e rateio de despesas comuns. A Cesp foi privatizada em 19 de outubro de 2018, tendo seu controle transferido e, portanto, deixando de ser parte relacionada da Companhia a partir dessa data (Nota 7).

19.2 Ativo financeiro – Acordo Sabesp

Desde 2014, a Companhia vinha negociando um acordo com a Sabesp com o objetivo de resolver as duas ações que tramitam na esfera judicial e arbitral. As negociações resultaram na celebração de um Instrumento Particular de Transação e Outras Avenças (“Instrumento”) para o encerramento de todos os seguintes litígios, conforme fato relevante emitido em 28 de outubro de 2016 pela Companhia.

A Cláusula Segunda do Instrumento estabelece como condições suspensivas para sua eficácia (i) a anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), nos termos da legislação vigente, que aprovou no dia 30 de dezembro de 2016 por meio do despacho 3.431. (ii) a aprovação pelo Conselho de Administração da Companhia, (iii) a deliberação da Assembleia Geral da EMAE e a (iv) aprovação dos órgãos societários competentes da Sabesp. Essas condições suspensivas tinham prazo de 1 ano para sua implantação, a contar da data de assinatura do Instrumento (28 de outubro de 2016).

Em 18 de outubro de 2017, o Conselho de Administração da EMAE aprovou a formalização do 1º aditivo ao Instrumento, que excluiu a condição suspensiva de aprovação do Instrumento em Assembleia Geral de acionistas da EMAE, mantendo-se inalterado os demais termos e condições da transação. Portanto, instruindo a Diretoria da Companhia a tomar as providências necessárias para realizar o aditamento do Instrumento.

Diante dessa decisão, a celebração do referido aditivo foi aprovada pelos Conselhos de Administração da SABESP e da EMAE, em 11 de outubro de 2017 e 18 de outubro de 2017, respectivamente. O aditivo excluiu a condição suspensiva consistente na aprovação do Instrumento pela Assembleia Geral de acionistas da EMAE e manteve os demais termos e as condições suspensivas previstas, as quais foram devidamente implantadas e, portanto, o Instrumento passou a ter plena eficácia.

Esse Instrumento determinou o recebimento pela EMAE de R\$ 218.130 (R\$ 123.796 ajustado a valor presente em outubro de 2018) distribuídos da seguinte forma: a) R\$ 46.270, em cinco parcelas anuais e sucessivas de R\$ 9.254, corrigidas monetariamente pelo IPCA ou outro índice que vier a substituí-lo; e b) R\$ 171.860, em vinte e seis parcelas anuais sucessivas de R\$ 6.610, corrigidos monetariamente pelo IPCA ou outro índice que vier a substituí-lo.

Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia possui um saldo a receber de R\$ 107.576 com a SABESP, referente ao saldo a receber do instrumento, dos quais R\$ 91.447 estão classificados no ativo não circulante.

Demonstração da mutação do Contrato da Sabesp:

Controladora e Consolidado					
	Saldo 31.12.17	Transferências	Encargos Financeiros	Recebimento	Saldo 31.12.18
ATIVO					
Circulante					
Sabesp.....	22.777	16.604	-	(16.622)	22.759
Ajuste a valor presente.....	(7.232)	(6.630)	7.232	-	(6.630)
	15.545	9.974	7.232	(16.622)	16.129
Não Circulante					
Sabesp.....	181.005	(16.604)	4.506	-	168.907
Ajuste a valor presente.....	(84.090)	6.630	-	-	(77.460)
	96.915	(9.974)	4.506	-	91.447
	112.460	-	11.738	(16.622)	107.576

O ajuste a valor presente foi apurado por uma taxa de juros média de 6,89% mais um prêmio de risco de 1,29%, ambas ao ano, aplicado pelo prazo do contrato.

Valor presente das parcelas de longo prazo a serem recebidas até o final do contrato, por ano de vencimento:

Não circulante	
2020.....	15.077
2021.....	14.095
2022.....	5.358
2023.....	5.009
2024 até 2042.....	51.908
	<u>91.447</u>

19.3 Prestação de Serviço EMAE para PIRAPORA

A Companhia no ano de 2016 iniciou a prestação de serviço de operação e manutenção para a Pirapora referente à PCH Pirapora. O prazo para prestação dos serviços é de 4 anos, contados a partir da autorização de início expedida pela Pirapora Energia S.A., podendo ser prorrogado, a critério das partes. No exercício findo em 31 de dezembro de 2018 a Companhia reconheceu em seu resultado uma receita de prestação de serviço no valor de R\$ 2.864 (R\$ 1.971 no exercício findo em 31 de dezembro de 2017).

19.4 Serviços canal Pinheiros

Refere-se a gastos com serviços de Adequação da Calha do Canal do Rio Pinheiros, oriundos de recursos do Governo do Estado de São Paulo, com intuito de garantir eficiência operacional.

Os gastos nas atividades previstas são registrados em conta específica do ativo no balanço patrimonial e anualmente a Companhia presta contas desses valores para o Governo do Estado de São Paulo. O reembolso por parte do Estado é realizado mensalmente e a Companhia registra esses valores de reembolso como Depósitos Vinculados em seu passivo patrimonial. Quando ocorre a aprovação dos gastos na prestação de contas, a Companhia realiza a compensação dos ativos e passivos. Em 31 de dezembro de 2018, o saldo a receber é de R\$ 3.174 (R\$ 3.463 em 31 de dezembro de 2017).

19.5 Convênio SEEM

Em 16 de julho de 2018 a Companhia firmou convênio com Secretária de Estado de Energia e Mineração - SEEM, celebrado como Convênio de cooperação técnico-operacional, tendo por objeto a conjugação de esforços para o desenvolvimento de estudos e projetos na área de energia, com vistas à otimização, racionalização, controle de qualidade e dos padrões de prestação do suprimento de energia no Estado de São Paulo, por meio de parceria na utilização de conhecimentos técnicos e tecnologias. O valor estimado do contrato é de R\$ 3.324 com vigência de 18 (dezoito) meses. Em 31 de dezembro de 2018 a Companhia possui um saldo a receber de R\$ 529, referente aos meses de outubro, novembro e dezembro de 2018.

19.6 Cessão de Empregados

Refere-se a cessão de empregados, mediante ressarcimento à Secretaria de Energia e Mineração, Gestão Pública, Saneamento, Justiça, Casa Civil e outros órgãos da Administração do Estado de São Paulo. Em 31 de dezembro de 2018, o saldo a receber é de R\$ 14.390 (R\$ 14.793 em 31 de dezembro de 2017), vide Nota 7.

19.7 Remuneração do pessoal chave da administração

Em atendimento ao CPC 05(R1) – Divulgação sobre partes relacionadas, a Companhia informa que durante os exercícios de 2018 e 2017 os dispêndios relacionados com a remuneração do pessoal chave da administração foram:

Partes Relacionadas	2018		2017	
	(a) nº de membros	Remuneração	nº de membros	Remuneração
Diretoria Estatutária (*).....	4	1.433	4	1.404
Conselho Fiscal.....	5	275	5	253
Conselho de Administração.....	12	968	10	669
	21	2.676	19	2.326

(a) Média anual.

(*) Remuneração fixa e variável

20. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

20.1 Capital Social

O capital social integralizado de R\$ 285.411 está dividido em 14.705.370 ações ordinárias e 22.241.714 ações preferenciais, todas nominativas escriturais e sem valor nominal.

	Quantidades de Ações					
	Ordinárias	%	Preferenciais	%	Total	%
Governo do Estado de São Paulo						
e Companhias Ligadas:						
Fazenda do Estado de São Paulo.....	14.354.538	97,61	52.068	0,23	14.406.606	38,99
Companhia do Metropolitano de São Paulo -						
METRÔ (Custodiada na B3 S.A. Brasil, Bolsa, Balcão ("B3")).....	350.832	2,39	-	-	350.832	0,95
	<u>14.705.370</u>	<u>100,00</u>	<u>52.068</u>	<u>0,23</u>	<u>14.757.438</u>	<u>39,94</u>
 Centrais Elétricas Brasileiras S/A. -						
ELETROBRÁS.....	-	-	14.416.333	64,82	14.416.333	39,02
Álvaro Luiz Alves de Lima Alvares Otero.....	-	-	2.201.033	9,90	2.201.033	5,96
Leonardo Izecksohn.....	-	-	1.045.573	4,70	1.045.573	2,83
Fanny Berta Izecksohn.....	-	-	642.734	2,89	642.734	1,74
Eduardo Augusto Ribeiro Magalhães.....	-	-	549.000	2,47	549.000	1,49
ELETROPAR - ELETROBRAS PARTICIPAÇÕES S/A.....	-	-	523.911	2,36	523.911	1,42
Outros.....	-	-	2.811.062	12,63	2.811.062	7,60
	<u>14.705.370</u>	<u>100,00</u>	<u>22.241.714</u>	<u>100,00</u>	<u>36.947.084</u>	<u>100,00</u>

Durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017 não houve emissão de novas ações.

De acordo com o estatuto social da Companhia, independentemente de reforma estatutária, o capital social poderá ser aumentado até o limite máximo de R\$ 1.116.050 mediante deliberação do conselho de administração e ouvindo-se antes o conselho fiscal.

Cada ação ordinária corresponderá um voto nas deliberações da assembleia geral. As ações preferenciais não terão direito de voto, mas farão jus a: a) prioridade no reembolso do capital, com base no capital integralizado, sem direito a prêmio, no caso de liquidação da sociedade; b) direito de participar dos aumentos de capital, decorrentes de correção monetária e da capitalização de reservas e lucros, recebendo ações da mesma espécie; c) direito a dividendos 10% (dez por cento) maiores do que os atribuídos às ações ordinárias; e d) direito de eleger e destituir um membro do conselho de administração em votação em separado, nas condições previstas na Lei nº 6.404/76 e suas alterações.

20.2 Lucro por ação – básico e diluído

As ações preferenciais têm direito a dividendos sobre o lucro 10% maiores que os atribuídos às ações ordinárias. Os valores de lucro por ação na tabela abaixo contemplam essa condição.

Cálculo de lucros por ação para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017 (em milhares, exceto valor por ação):

	Controladora e Consolidado	
	2018	2017
Lucro líquido do exercício	R\$ 101.517	R\$ 119.146
Número de ações ordinárias.....	14.705.370	14.705.370
Número de ações preferenciais.....	22.241.714	22.241.714
Total.....	36.947.084	36.947.084
Lucro por ação básico e diluído		
Ação Preferencial.....	R\$ 2,85078	R\$ 3,34583
Ação Ordinária.....	R\$ 2,59162	R\$ 3,04166

A quantidade média ponderada de ações usadas no cálculo do lucro básico por ação coincide com a quantidade média ponderada de ações usadas na apuração do lucro por ação diluído, já que não há instrumentos financeiros com potencial dilutivo.

20.3 Destinação do lucro líquido do exercício

	2018	2017
Lucro líquido do exercício.....	101.517	119.146
(-) Constituição de reserva legal (5%).....	5.076	5.957
(=) Lucro remanescente após a reserva.....	96.441	113.189
(a) Dividendo obrigatório.....	24.110	28.297
(b) Realização de reserva de lucros a realizar.....	5.447	4.983
(c) Dividendos a serem pagos durante o ano calendário seguinte.....	29.557	33.280
(-) Juros sobre o Capital Próprio reconhecido em 2018 (a).....	(20.469)	-
Saldo remanescente de dividendos à serem pagos em novembro de 2019...	9.088	-
(-) Constituição de reserva estatutária para recomposição de ativos.....	-	84.892
(-) Constituição de reserva para recompra de outorga.....	72.331	-
(=) Lucro remanescente.....	-	-

- (a) Pagamento de Juros sobre o Capital Próprio (JSCP) - Durante o exercício de 2018 a Companhia com base na projeção do lucro do exercício deliberou em Reunião de Diretoria realizada em 29 de novembro de 2018 pelo pagamento de Juros sobre o Capital Próprio no valor de R\$ 20.469. Sobre o montante de R\$ 20.469 houve a retenção de R\$ 1.822 a título IRRF (Imposto de Renda Retido na Fonte) recolhido em 13 de dezembro de 2018. Em 5 de fevereiro de 2019 os juros foram pagos aos acionistas (Nota 20.6).

A Administração da Companhia propõe as seguintes destinações:

Constituição de Reserva legal de R\$ 5.076; dividendo mínimo obrigatório de R\$ 24.110, realização da reserva de lucros a realizar no montante de R\$ 5.447, que serão distribuídos a título de dividendos, adicionados ao dividendo obrigatório; e constituição da reserva para recompra de outorga no valor de R\$ 72.331.

20.4 Dividendos por ação

A nota a seguir estabelece a destinação dos resultados para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018 (em milhares, exceto valor por ação):

	2018	2017
Dividendo líquido do exercício.....	29.557	33.280
	Quantidade de Ações	Quantidade de Ações
ON.....	14.705.370	14.705.370
PN.....	22.241.714	22.241.714
Total de ações (ON e PN)	36.947.084	36.947.084
Dividendo por ação	R\$	R\$
Ação ordinária.....	0,75456	0,84959
Ação preferencial.....	0,83001	0,93455
Total de dividendos por tipo de ação	R\$	R\$
ON.....	11.096	12.494
PN.....	18.461	20.786
	29.557	33.280

20.5 Mutações das reservas de lucros

A nota a seguir demonstra as mutações das reservas de lucros em 31 de dezembro de 2018 e de 2017:

	Controladora e Consolidado	
	31.12.18	31.12.17
Saldo inicial das reservas de lucros no início do exercício.....	172.211	86.345
Constituição de reserva legal.....	5.076	5.957
Realização da reserva de lucros a realizar.....	(5.447)	(4.983)
Constituição da reserva para recomposição de Ativos.....	-	84.892
Constituição da reserva para recompra de Outorga.....	72.331	-
Saldo final das reservas de lucros no final do exercício.....	<u>244.171</u>	<u>172.211</u>

20.6 Conciliação de dividendos e juros sobre o capital próprio

A nota a seguir demonstra a mutação dos dividendos e juros sobre o capital próprio no exercício de 2018:

	Controladora
Saldo de JSCP e Dividendos em 31/12/2017.....	34.473
Pagamento dividendos retidos exercício 2016 (a).....	(1.014)
Pagamento dos dividendos referente ao exercício de 2017..	(33.280)
Juros sobre o Capital Próprio.....	20.469
Imposto de Renda Retido na Fonte sobre JSCP.....	(1.821)
Realização de reserva de lucros a realizar.....	5.447
Dividendos.....	3.641
Saldo de JSCP e Dividendos em 31/12/2018.....	<u>27.915</u>

(a) Realização de depósito judicial solicitado por autoridade competente referente ao dividendo retido do exercício de 2016.

21. RECEITA LÍQUIDA

21.1 Conciliação da receita operacional líquida

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
RECEITA				
Fornecimento de energia (Nota 21.2).....	-	5.492	-	5.492
Cotas de energia elétrica (Nota 21.2).....	277.240	169.601	277.240	169.601
Suprimento de energia - leilão (Nota 21.2).....	-	-	34.207	33.142
Suprimento de energia - comercializadores (Nota 21.2).....	454	4.896	454	4.896
Energia de curto prazo - CCEE (Nota 21.2).....	311	1.168	834	2.209
Renda da prestação de serviços (Nota 21.3).....	35.381	19.232	32.517	17.261
Outras receitas.....	1.763	2.154	1.763	2.154
Receitas relativas à construção de ativos próprios (Nota 10)...	14.141	7.957	14.141	7.957
	<u>329.290</u>	<u>210.500</u>	<u>361.156</u>	<u>242.712</u>
DEDUÇÕES À RECEITA				
COFINS sobre receitas operacionais.....	(32.242)	(24.110)	(33.284)	(25.136)
PIS sobre receitas operacionais.....	(6.986)	(5.215)	(7.212)	(5.437)
Imposto sobre serviços - ISS.....	(1.777)	(971)	(1.777)	(971)
Pesquisa e desenvolvimento.....	(2.466)	(1.658)	(2.466)	(1.658)
	<u>(43.471)</u>	<u>(31.954)</u>	<u>(44.739)</u>	<u>(33.202)</u>
RECEITA LÍQUIDA.....	<u>285.819</u>	<u>178.546</u>	<u>316.417</u>	<u>209.510</u>

21.2 Energia Elétrica Vendida

	Controladora				Consolidado			
	MWh (*)		R\$		MWh (*)		R\$	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Fornecimento (a)								
Fornecimento de energia para consumidores livres.....	-	26.280	-	5.492	-	26.280	-	5.492
Cotas de Garantia Física (b)								
Cotas de energia elétrica.....	1.142.155	1.237.544	277.240	169.601	1.142.155	1.237.544	277.240	169.601
Suprimento (c)								
Leilão.....	-	-	-	-	140.160	140.162	34.207	33.142
Comercializadores.....	-	35.040	454	4.896	-	35.040	454	4.896
Câmara de Comerc. de Energia Elétrica - CCEE (d)								
Energia de curto prazo.....	-	-	311	1.168	-	-	834	2.209
Total.....	1.142.155	1.298.864	278.005	181.157	1.282.315	1.439.026	312.735	215.340

(*) Não auditado pelos auditores independentes.

- Classificam-se como “fornecimento” as operações de venda a consumidores finais, mediante contratos denominados “bilaterais”, estabelecidos entre as partes, que regulam as condições de fornecimento, inclusive preços e formas de seu reajuste. Os contratos com consumidores livres terminaram em 31 de dezembro de 2017;
- Cotas de garantia física foram introduzidas pela Lei 12.783/2013 e estão relacionadas a alocação às distribuidoras da garantia física das usinas que assinaram aditivo prorrogando o termo da concessão. Essas usinas passaram a ser remuneradas pela RAG, vide outras informações na Nota 1;
- Classificam-se como “suprimento” as operações de venda de energia a outras concessionárias de energia elétrica, geralmente, através de contratos firmados em leilões no ACR.
- Inclui os valores de faturamento de energia disponível comercializada no âmbito da CCEE.

21.3 Renda da prestação de serviços

Refere-se à receita decorrente da prestação de serviços de operação e manutenção pela EMAE, conforme segue:

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Petrobras (UTE's) (a).....	29.576	14.065	29.576	14.065
PMSP (Estação de Bombeamento Eduardo Yassuda).....	2.811	2.791	2.811	2.791
Serviço de Operação e Manutenção - PIRAPORA (Nota 19.3).....	2.864	1.971	-	-
Outros serviços.....	130	405	130	405
	<u>35.381</u>	<u>19.232</u>	<u>32.517</u>	<u>17.261</u>

- (a) Contrato com a Petróleo Brasileiro S.A. Petrobrás com vigência inicial de 365 dias e posteriormente aditivado até agosto de 2019, para a prestação dos serviços de operação e manutenção das turbinas a vapor 3 e 4 da Usina Termelétrica Piratininga. O contrato prevê uma remuneração baseada em um valor fixo e uma parcela variável. Em 31 de dezembro de 2018 a Companhia possui um a saldo a receber de R 4.590 (R\$ 1.729 em 31 de dezembro 2017).

22. CUSTOS DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS POR NATUREZA

22.1 Controladora

	Custo do serviço de energia elétrica		Despesas gerais e administrativas		Outras (despesas) e receitas		TOTAL	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Energia elétrica comprada para revenda.....	-	(8.543)	-	-	-	-	-	(8.543)
Encargos de uso da rede elétrica.....	(18.654)	(4.590)	-	-	-	-	(18.654)	(4.590)
Comp. financeira pela utilização de recursos hídricos.....	(3.592)	(5.690)	-	-	-	-	(3.592)	(5.690)
Pessoal.....	(72.350)	(83.087)	(18.088)	(20.772)	-	-	(90.438)	(103.859)
Administradores.....	(3.355)	(3.213)	-	-	-	-	(3.355)	(3.213)
Entidade de previdência a empregados (Nota 15).....	(11.348)	(13.991)	-	-	-	-	(11.348)	(13.991)
Material.....	(1.849)	(1.664)	(2.311)	(1.891)	-	-	(4.160)	(3.555)
Serviço de terceiros.....	(32.796)	(32.486)	(15.744)	(15.619)	-	-	(48.540)	(48.105)
Depreciação.....	-	-	(1.378)	(931)	-	-	(1.378)	(931)
Taxa de fiscalização - ANEEL.....	-	-	(904)	(604)	-	-	(904)	(604)
Arrendamentos e aluguéis.....	-	-	(1.007)	(981)	-	-	(1.007)	(981)
Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e tributários (Nota 16).....	(8.451)	(7.646)	-	-	-	-	(8.451)	(7.646)
Provisão GAG Melhorias (Nota 18).....	(70.926)	-	-	-	-	-	(70.926)	-
Provisão para créditos de liquidação duvidosa.....	(103)	(935)	-	-	-	-	(103)	(935)
Obsolescência dos bens - Edgard de Souza (Nota 11).....	-	-	-	-	(19.731)	-	(19.731)	-
Custos relativos a construção de ativos próprios (Nota 10).....	(14.141)	(7.957)	-	-	-	-	(14.141)	(7.957)
Sabesp (Nota 19.2).....	-	-	-	-	-	123.796	-	123.796
Ajuste imobilizado.....	-	-	-	-	-	(2)	-	(2)
Ganho na alienação de bens e direitos.....	-	-	-	-	394	2.379	394	2.379
Convênio Banco do Brasil.....	-	-	-	-	247	-	247	-
Outras.....	(10.437)	(9.018)	-	-	(1.258)	1.988	(11.695)	(7.030)
Total.....	(248.002)	(178.820)	(39.432)	(40.798)	(20.348)	128.161	(307.782)	(91.457)

22.2 Consolidado

	Custo do serviço de energia elétrica		Despesas gerais e administrativas		Outras (despesas) e receitas		TOTAL	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Energia elétrica comprada para revenda.....	-	(8.543)	-	-	-	-	-	(8.543)
GSF - Garantia física.....	(928)	(928)	-	-	-	-	(928)	(928)
Encargos de uso da rede elétrica.....	(18.943)	(4.876)	-	-	-	-	(18.943)	(4.876)
Comp. financeira pela utilização de recursos hídricos.....	(3.592)	(5.690)	-	-	-	-	(3.592)	(5.690)
Pessoal.....	(72.350)	(83.087)	(18.088)	(20.772)	-	-	(90.438)	(103.859)
Administradores.....	(3.355)	(3.213)	-	-	-	-	(3.355)	(3.213)
Entidade de previdência a empregados (Nota 15).....	(11.348)	(13.991)	-	-	-	-	(11.348)	(13.991)
Material.....	(1.910)	(1.731)	(2.311)	(1.891)	-	-	(4.221)	(3.622)
Serviço de terceiros.....	(34.467)	(34.714)	(15.744)	(15.619)	-	-	(50.211)	(50.333)
Depreciação.....	(3.991)	(3.941)	(1.378)	(931)	-	-	(5.369)	(4.872)
Taxa de fiscalização - ANEEL.....	-	-	(968)	(668)	-	-	(968)	(668)
Arrendamentos e aluguéis.....	-	-	(1.033)	(1.006)	-	-	(1.033)	(1.006)
Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e tributários (Nota 16).....	(8.451)	(7.646)	-	-	-	-	(8.451)	(7.646)
Provisão GAG Melhorias (Nota 18).....	(70.926)	-	-	-	-	-	(70.926)	-
Provisão para créditos de liquidação duvidosa.....	(103)	(935)	-	-	-	-	(103)	(935)
Obsolescência dos bens - Edgard de Souza (Nota 11).....	-	-	-	-	(19.731)	-	(19.731)	-
Custos relativos a construção de ativos próprios (Nota 10).....	(14.141)	(7.957)	-	-	-	-	(14.141)	(7.957)
Sabesp (Nota 19.2).....	-	-	-	-	-	123.796	-	123.796
Ajuste imobilizado.....	-	-	-	-	-	(2)	-	(2)
Ganho na alienação de bens e direitos.....	-	-	-	-	394	2.379	394	2.379
Convênio Banco do Brasil.....	-	-	-	-	247	-	247	-
Outras.....	(10.745)	(9.016)	-	-	(1.258)	1.988	(12.003)	(7.028)
Total.....	(255.250)	(186.268)	(39.522)	(40.887)	(20.348)	128.161	(315.120)	(98.994)

23. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Receitas				
Rendimentos de aplicações financeiras.....	9.211	8.151	10.628	9.387
Remuneração de quotas.....	302	603	302	603
Juros sobre arrendamento UTE Piratininga (Nota 6).....	20.325	22.427	20.325	22.427
Ativo financeiro - Sabesp (Nota 19.2).....	7.232	3.012	7.232	3.012
Juros sobre alienação de bens e direitos.....	-	14	-	14
(-) Tributos sobre receitas financeiras.....	(199)	-	(199)	-
Outras.....	689	572	768	660
	<u>37.560</u>	<u>34.779</u>	<u>39.056</u>	<u>36.103</u>
Despesas				
Juros	-	-	(6.957)	(7.808)
Outras:.....				
Encargos sobre tributos e contribuições sociais.....	-	(82)	-	(82)
Atualização Óleo combustível.....	(4.005)	-	(4.005)	-
Atualização Selic sobre projetos P&D.....	(94)	(198)	(94)	(198)
Juros sobre RGR.....	(640)	(810)	(640)	(810)
Outras.....	(86)	(4)	(163)	(30)
	<u>(4.825)</u>	<u>(1.094)</u>	<u>(11.859)</u>	<u>(8.928)</u>
Variações Monetárias				
Atualização monetária UTE Piratininga (Nota 6).....	49.914	16.578	49.914	16.578
Ativo financeiro - Sabesp (Nota 19.2).....	4.506	1.728	4.506	1.728
Outras variações monetárias	600	197	600	197
	<u>55.020</u>	<u>18.503</u>	<u>55.020</u>	<u>18.503</u>
	<u>87.755</u>	<u>52.188</u>	<u>82.217</u>	<u>45.678</u>

24. SEGUROS

A Administração da Companhia mantém apólices de seguros, nas modalidades abaixo especificadas:

Risco	Início da vigência	Término da vigência	Importância segurada	Prêmio
Responsabilidade Civil Geral - Operacional e Atividades (a).....	09/04/2018	09/04/2019	20.000	93
Responsabilidade Civil Geral - Atividades da Administração (b)...	05/11/2018	05/11/2019	50.000	75
Seguro de riscos operacionais (c).....	27/09/2018	27/09/2019	256.269	1.835
Seguro de veículos (d).....	11/09/2018	11/09/2019	458	24
Seguro de riscos operacionais (e).....	23/08/2018	23/08/2019	82.406	125
			<u>409.133</u>	<u>2.152</u>

- a) Referem-se a danos materiais e pessoais causados involuntariamente pela Companhia à terceiros;
- b) Referem-se a danos causados a terceiros por atos involuntários da Administração;
- c) Refere-se a cobertura contra danos de incêndio, queda de raio e explosão nos equipamentos das Usinas da EMAE;

- d) Refere-se a cobertura contra colisão, incêndio, roubo, danos materiais e pessoais referente a caminhões;
- e) Refere-se a cobertura contra danos de incêndio, queda de raio e explosão nos equipamentos da PCH Pirapora.

25. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Classificação dos instrumentos financeiros

	Controladora		Consolidado		Classificação
	31.12.18	31.12.17	31.12.18	31.12.17	
Caixa e equivalentes de caixa (Nota 4).....	465	233	1.413	1.179	Custo amortizado
Aplicações financeiras (Nota 4).....	216.161	119.646	231.020	135.035	Custo amortizado
Revendedores (Nota 5).....	34.262	14.310	38.502	18.153	Custo amortizado
Consumidores (Nota 5).....	-	466	-	466	Custo amortizado
Serviços - Canal Pinheiros (Nota 19.4).....	3.174	3.463	3.174	3.463	Custo amortizado
Alienação de bens e direitos.....	-	148	-	148	Custo amortizado
Arrendamento UTE Piratininga (Nota 6).....	414.013	431.379	414.013	431.379	Custo amortizado
Outros créditos (Nota 7).....	13.700	8.464	10.868	6.700	Custo amortizado
Cauções e depósitos vinculados (Nota 9).....	23.246	22.088	26.596	25.497	Custo amortizado
Ativo financeiro - Sabesp (Nota 19.2).....	107.576	112.460	107.576	112.460	Custo amortizado
Ativo financeiro indenizável (Nota 10).....	75.776	54.006	75.776	54.006	Custo amortizado
Ativo reversível da concessão (Nota 11).....	195.374	273.218	195.374	273.218	Custo amortizado
Fornecedores.....	6.507	6.644	6.763	6.923	Custo amortizado
Dividendos e juros sobre capital próprio.....	27.916	34.473	27.916	34.473	Custo amortizado
Outras obrigações - GAG melhorias (Nota 10).....	69.629	-	69.629	-	Custo amortizado
Financiamentos (Nota 14).....	-	-	79.743	85.972	Custo amortizado

Mensuração do valor justo

Ao mensurar o valor justo de um ativo ou um passivo, a Companhia e sua controlada usam dados observáveis de mercado, tanto quanto possível. Os valores justos são classificados em diferentes níveis em uma hierarquia baseada nas informações (inputs) utilizadas nas técnicas de avaliação da seguinte forma.

Nível 1: preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticos.

Nível 2: inputs, exceto os preços cotados incluídos no Nível 1, que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços).

Nível 3: inputs, para o ativo ou passivo, que não são baseados em dados observáveis de mercado (inputs não observáveis).

Os valores registrados em 31 de dezembro de 2018 e de 2017 são uma aproximação razoável dos valores justos dos ativos e passivos financeiros da Companhia.

A atividade da Companhia compreende principalmente a geração de energia e está totalmente comprometida por meio de cotas com as Companhias concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica (mercado cativo). A atividade de sua Controlada é a geração de energia, a qual foi comercializada através contratos firmados no ambiente de contratação regulada. Os principais fatores de risco de mercado que afetam seus negócios são como segue:

25.1 Risco de estrutura de capital

Decorre da escolha entre capital próprio e capital de terceiros que a Companhia e sua controlada fazem para financiar suas operações (estrutura de capital). Para mitigar os riscos de liquidez e otimizar o custo médio ponderado do capital, a Companhia e sua controlada monitoram permanentemente seus níveis de endividamento de acordo com os padrões de mercado e o cumprimento de cláusulas contratuais previstos em contratos de empréstimos e financiamentos.

A.1) Operações com instrumentos financeiros derivativos

Em 31 de dezembro de 2018 e 2017, a Companhia e sua controlada não detinham instrumentos financeiros derivativos ou outros instrumentos semelhantes.

A.2) Risco de crédito

O risco surge da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes, classificados na conta de Revendedores e Consumidores (Nota 5). Este risco é avaliado pela Companhia e sua controlada como baixo, tendo em vista: (1) para recebíveis decorrentes da receita de suprimento e das cotas de energia elétrica - a existência de garantias contratuais, o fato de serem concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia sob fiscalização federal, inclusive sujeitas à intervenção da concessão, e por não haver histórico de perdas significativas no recebimento; e (2) para recebíveis decorrentes da renda de prestação de serviços – o porte de seus clientes e a análise prévia de crédito.

Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia e sua controlada possuem caixa e equivalentes de caixa no valor de R\$ 216.626 e 232.433, controladora e consolidado, respectivamente (R\$ 119.879, controladora, e R\$ 136.214, consolidado, em 31 de dezembro de 2017), os quais estão mantidos em instituições financeiras de primeira linha.

Em 31 de dezembro de 2018 e 2017, a exposição máxima de risco de crédito para os seguintes recebíveis:

	Controladora e Consolidado	
	31.12.18	31.12.17
Serviços do canal do Rio Pinheiros (Nota 19.4).....	3.174	3.463
Arrendamento Financeiro UTE Piratininga (Nota 6).....	414.013	431.379
Ativo financeiro indenizável (Nota 10).....	75.776	54.006
Ativo reversível da concessão (Nota 11).....	195.374	273.218
Ativo financeiro - Sabesp (Nota 19.2).....	107.576	112.460
	<u>795.913</u>	<u>874.526</u>

O risco de crédito sobre as contas a receber de arrendamento financeiro e serviços do canal do Rio Pinheiro são avaliados como baixo pela Administração da Companhia, em virtude não terem histórico e expectativa de perdas.

A realização das contas a receber de arrendamento financeiro da Usina Térmica de Piratininga depende da capacidade financeira da contraparte (Petrobrás) em efetuar os pagamentos nos prazos contratuais. Até a data da emissão dessas demonstrações financeiras não há atrasos no recebimento dessas contas a receber.

O ativo financeiro indenizável e o ativo reversível da concessão referem-se a valores a serem ressarcidos pelo Poder Concedente através das tarifas da concessão ou em espécie. A Administração da Companhia avalia o risco de crédito como baixo em razão desses valores terem sido apurados de acordo com a regulamentação vigente, muito embora estejam sujeitos à fiscalização da ANEEL e, portanto, sujeitos à eventual glosa.

A realização do Ativo financeiro – Sabesp depende da capacidade financeira da contraparte (SABESP) de efetuar os pagamentos nos prazos conforme estabelecido em contrato. Até a data da emissão dessas demonstrações financeiras não há atrasos no recebimento desse ativo financeiro.

A.3) Exposição a riscos cambiais

Durante os exercícios findos 31 de dezembro de 2018 e 2017, a Companhia e sua controlada não realizaram transações relevantes em moeda estrangeira.

A.4) Exposição a riscos de taxas de juros

As aplicações financeiras da Companhia e sua controlada foram efetuadas em fundos de renda fixa, com liquidez diária e, em 31 de dezembro de 2018 e de 2017, estão registradas pelo valor de suas quotas.

Para verificar a sensibilidade da receita financeira aos riscos das variações nas taxas de juros, em que pese o saldo das aplicações financeiras modificar-se de acordo com a necessidade e disponibilidade de caixa, foram elaborados cenários de variações equivalentes a 25% e 50% da estimativa do indexador utilizado no cenário provável, para projetar as rentabilidades sobre o saldo existente para os próximos 12 meses.

O indexador aplicado no cenário provável foi obtido do Banco Central do Brasil - Indicadores Econômicos - Capítulo III Mercados financeiros e de capitais - Taxas de juros efetivas, de 31 de dezembro de 2018, com CDI overnight de 6,40 %a.a.

I-CVM 475	Saldo 31.12.2018 Nota 4	Cenário Provável	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
CDI		6,40%	8,00%	9,60%
Controladora	216.626	13.864	17.330	20.796
Consolidado	232.433	14.876	18.595	22.314

I-CVM 475	Saldo 31.12.2018 Nota 4	Cenário Provável	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
CDI		6,40%	4,80%	3,20%
Controladora	216.626	13.864	10.398	6.932
Consolidado	232.433	14.876	11.157	7.438

O Contrato de Arrendamento da UTP Piratininga é atualizado mensalmente a uma taxa de 9,32% ao ano mais IGPM.

Para análise de sensibilidade do risco de variação do IGPM, considerou-se uma taxa de 9,32% a.a., imputados no contrato e efetuou-se a projeção dos juros sobre o saldo devedor em 31 de dezembro de 2018, referente aos valores a receber para os cenários com variações do IGPM equivalentes a 25% e 50% para mais e para menos.

I-CVM 475	Saldo 31.12.2018 Nota 6	Cenário Provável	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
IGPM	3,92%	13,24%	14,22%	15,20%
Arrendamento UTP	414.013	54.815	58.873	62.930

I-CVM 475	Saldo 31.12.2018 Nota 6	Cenário Provável	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
IGPM	3,92%	13,24%	12,26%	11,28%
Arrendamento UTP	414.013	54.815	50.758	46.701

O acordo Sabesp é atualizado a uma taxa de 6,89% mais um prêmio de risco de 1,29% ambos ao ano.

Para análise de sensibilidade do risco de variação do IPCA, considerou-se uma taxa de 6,89% mais um prêmio de risco de 1,29% a.a. fixos, imputados no contrato e efetuou-se a projeção dos juros sobre o saldo devedor em 31 de dezembro de 2018, referente aos valores a receber para os cenários com variações do IPCA equivalentes a 25% e 50% para mais e para menos.

I-CVM 475	Saldo 31.12.2018 Nota 19.2	Cenário Provável	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
IPCA	3,94%	12,12%	13,11%	14,09%
SABESP	107.576	13.038	14.103	15.157

I-CVM 475	Saldo 31.12.2018 Nota 19.2	Cenário Provável	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
IPCA	3,94%	12,12%	11,14%	10,15%
SABESP	107.576	13.038	11.984	10.919

A Pirapora Energia S.A., controlada da Companhia, possui empréstimo contratado junto ao BNDES para financiamento da construção da PCH Pirapora. O financiamento é atualizado mensalmente pela TJLP + 1,90% a.a.

Para análise de sensibilidade do risco de variação da taxa de juros (TJLP), considerou-se o spread 1,90% a.a. fixo estipulado no contrato e efetuou-se a projeção dos juros sobre o saldo devedor em 31 de dezembro de 2018, referente às parcelas já liberadas do empréstimo, para os cenários com variações do TJLP equivalentes a 25% e 50%.

O indexador aplicado no cenário provável corresponde a TJLP atual de 6,98% a.a.

I-CVM 475	Saldo 31.12.2018 Nota 14	Cenário Provável	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
TJLP	6,98%	8,88%	10,63%	12,37%
Liberado pelo BNDES	79.743	7.081	8.477	9.864

I-CVM 475	Saldo 31.12.2018 Nota 14	Cenário Provável	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
TJLP	6,98%	8,88%	7,14%	5,39%
Liberado pelo BNDES	79.743	7.081	5.694	4.298

A.5) Risco de liquidez

A Companhia avalia periodicamente os seus índices de liquidez a fim de manter um nível mínimo de caixa e equivalentes de caixa como forma de assegurar a disponibilidade de recursos financeiros e minimizar riscos de liquidez.

A tabela abaixo apresenta informações sobre os vencimentos futuros dos passivos financeiros da Companhia. Para a rubrica “Financiamentos” está sendo considerado o fluxo de caixa projetado. Por se tratar de uma projeção, estes valores diferem dos divulgados na nota explicativa:

Consolidado	Menos de 3 meses	De 3 a 12 meses	De 1 a 2 anos	De 2 a 5 anos	Mais que 5 anos	Total
Fornecedores.....	6.763	-	-	-	-	6.763
Financiamentos....	2.720	8.162	10.883	32.648	72.551	126.964
Dividendos/ JSCP	20.469	9.088	-	-	-	29.557
Total	29.952	17.250	10.883	32.648	72.551	163.284

A.6) Risco de aceleração de dívida

A Companhia possui contrato de financiamento com o BNDES que possui cláusulas de vencimento antecipado (“*covenants*”) normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas a atendimento de índices econômico-financeiros (Nota 14) e outros. Em 31 de dezembro de 2018 e de 2017, a Companhia está em conformidade com as cláusulas de *covenants*.

25.2 Risco Hidrológico

Com a prorrogação da concessão das usinas hidrelétricas da EMAE, nos termos da Lei 12.783/2013, o risco hidrológico das usinas foi transferido para as distribuidoras adquirentes das cotas de energia e potência. A PCH Pirapora, de propriedade de sua controlada, aderiu a repactuação do risco hidrológico conforme Lei 13.203/2015 no produto SP 100, vide outras informações na Nota 7 letra (f), reduzindo sua exposição a esse risco.

25.3 Risco de preço

Com a prorrogação da concessão das usinas hidrelétricas da EMAE, nos termos da Lei 12.783/2013, o aditivo ao contrato de concessão prevê uma revisão tarifária a cada 5 (anos) e um reajuste tarifário em 1º de julho de cada ano, exceto para os anos em que houver a revisão tarifária. Portanto, as tarifas praticadas pela Companhia estão sujeitas ao controle do órgão regulador. De acordo com a fórmula paramétrica prevista na subcláusula 3ª da Cláusula 6ª do 2º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, a RAG será ajustada pela indisponibilidade ou desempenho apurado durante o período medição (60 meses).

Os preços de comercialização de energia elétrica da Controlada Pirapora são aqueles determinados nos contratos firmados no ACR, os quais são ajustados pela variação do IPCA em bases anuais. Eventual renegociação dos contratos deve ser anuída previamente pelo órgão regulador.

Por meio da Resolução Homologatória nº 2.421, de 17 de julho de 2018, a ANEEL, publicou e homologou a Receita Anual de Geração das Usinas Hidrelétricas em regime de cotas, nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e fixou a tarifa associada às cotas de garantia física de energia e potência da EMAE para o período de 1 de julho de 2018 a 30 de junho de 2019.

As receitas homologadas por essa resolução para a EMAE estão demonstradas abaixo:

	GAG O&M (a)	GAG MELHORIAS (b)	CAIMI (c)	USO D (d)	USO T (d)	Ajl (e)	AJUSTE ANTES ENCARGOS SETORIAIS (d)	TFSEE (d)	P&D (d)	RAG
Henry Borden	128.159	151.352	10.331	29.763	2.874	2.324	(336)	1.167	3.277	328.911
Porto Góes...	4.269	3.895	245	501	-	-	109	34	91	9.144
Rasgão.....	3.538	2.853	217	470	-	-	(10)	26	71	7.165
	135.966	158.100	10.793	30.734	2.874	2.324	(237)	1.227	3.439	345.220

A RAG (Receita de Anual de Geração) 2018/2019 traz a primeira revisão tarifária aplicada às concessionárias geradoras em regime de cotas, com a incorporação do adicional para investimentos em melhorias (GAG Melhorias) para as usinas sob gestão da Companhia. A GAG (Gestão de Ativos de Geração) melhorias, são recursos incorporados na RAG destinados à financiar a realização de melhorias nas usinas cotistas, com o objetivo de elevar os níveis de qualidade do serviço prestado.

O reajuste homologado representa um aumento de aproximadamente 129,4% em relação a RAG anterior.

Reconhecimento da GAG melhorias como receita quando cumpridas as obrigações de desempenho.

As obrigações de desempenho associadas à GAG melhorias estão relacionadas aos investimentos em melhoria da infraestrutura. A Companhia entende que a obrigação de desempenho é satisfeita ao longo do tempo, em razão dos investimentos em melhorias não criarem um ativo com uso alternativo para a Companhia, por serem específicos às usinas da Companhia, e ao fato de a Companhia ter direito ao pagamento pelo investimento realizado até o momento, desde que realizados de forma prudente, uma vez que a RAG é recebida em

bases mensais independentemente do investimento realizado.

Assim a receita relativa à GAG melhorias está sendo apropriada em bases mensais e os custos relacionados à troca e modernização dos equipamentos hidráulicos e eletromecânicos estão sendo provisionados na conta “Outras Obrigações – GAG melhorias”, com base em estimativa dos investimentos necessários e prudentes elaborada pela Administração da Companhia.

a) GAG O&M

A GAG O&M é a parcela receita que a ANEEL, disponibiliza as concessionárias de geração de energia elétrica no regime de cotas pela gestão dos ativos de geração para remunerar os custos de operação e manutenção das usinas.

b) GAG Melhorias

A GAG melhorias é a parcela da receita que a ANEEL homologou, as concessionárias de geração de energia elétrica no regime de cotas, para fazer frente aos investimentos para melhoria e conservação realizados e pleiteados após 31/12/2012.

c) CAIMI

CAIMI é a parcela da receita destinada para gastos em aluguéis ou investimentos de bens de natureza não reversíveis tais como: bens administrativos, móveis, utensílios, veículos, etc.

c) Aji

Ajuste de Indisponibilidade é o componente da RAG que afere a qualidade do serviço prestado, além do Fator X que também pode ser utilizado para esse propósito. Os geradores são penalizados quando os limites de indisponibilidade são ultrapassados.

d) USO D, USO T, TFSEE e P&D

Correspondem ao repasse de custos com o uso do sistema de distribuição e transmissão e, também, de encargos regulatórios.

25.4 Risco de regulação

Qualquer alteração no ambiente regulatório poderá trazer impacto sobre as atividades da Companhia e de sua controlada.

25.5 Risco de alteração na legislação tributária

O Governo Federal poderá implantar alterações na legislação tributária causando impactos nas operações da Companhia e sua controlada, principalmente se aumentarem a carga tributária.

25.6 Risco relacionado à integridade do empreendimento

A Companhia opera barragens de reservatórios hidrelétricos (“barragens”) em regiões densamente habitadas. Eventuais acidentes podem afetar comunidades no entorno dessas estruturas. A exploração do setor hidrelétrico, conforme delineado no Contrato de Concessão de que é titular, é realizada considerando os riscos inerentes a sua operação, inclusive aqueles de reduzida probabilidade, como o rompimento ou galgamento das barragens. Eventos desta natureza causarão danos às edificações existentes à jusante, com risco de morte a seus habitantes e danos incalculáveis ao meio ambiente e à economia. Nessas hipóteses, a Companhia poderá ser acionada judicialmente com pedidos de indenização e, consequentemente, poderá ter sua situação financeira adversamente afetada. Para mitigar esses riscos a Companhia adota procedimentos de segurança das barragens, nos termos da legislação vigente, que estão descritos a seguir.

. Segurança das Barragens

O sistema de segurança das barragens da EMAE foi estabelecido segundo o disposto na Lei federal nº 12.334/2010, que trata da Política Nacional de Segurança de Barragens, e na Resolução Normativa ANEEL nº 696/2015 que, em conexão com a referida Lei federal, estabelece critérios para classificação e formulação do Plano de Segurança de Barragens e Revisão Periódica de Segurança.

Nesse contexto, os procedimentos de segurança das barragens da EMAE compreendem a execução de inspeções regulares de segurança mediante vistorias nas estruturas, monitoramento e a análise da instrumentação associada aos Programas de Manutenções Preditiva e Preventiva.

Adicionalmente, a EMAE conta, em sua equipe, com engenheiros especializados em barragens, meio ambiente e técnicos em edificações que realizam essas inspeções e elaboram a documentação técnica, assegurando a segurança das estruturas de suas barragens.

BOTA FORA 14; OPERAÇÃO DE CONTROLE DE CHEIAS E MANUTENÇÃO DE BALSAS

. A Companhia desenvolve suas atividades nas principais regiões metropolitanas do Estado

Os reservatórios da EMAE estão localizados na Região Metropolitana de São Paulo e sofrem as pressões urbanas decorrentes dessa localização, notadamente por ser tratar de região densamente povoada e palco de diversos conflitos pelo uso do solo, abastecimento público de água, controle de cheias e questões ambientais. Esse cenário pode impactar adversamente a Companhia, em especial pela ocupação de suas áreas urbanas e margens, com impactos negativos do ponto de vista social, ambiental e operacional da Companhia.

. Reintegração de área ocupada – Bota Fora 14

Os rejeitos do desassoreamento por dragagem do Canal Pinheiros são depositados em terrenos da EMAE, que recebem provisoriamente os materiais dragados. Tais terrenos são chamados de “Bota fora”.

A acumulação do material dragado é possível graças aos diques constituídos de aterro lançado ou compactado, que acompanham o perímetro de cada um dos terrenos (cavas) utilizados pelos bota foras.

A área que abrange o Bota Fora 14, localizada na confluência das Marginais Pinheiros e Tiete, composta por três cavas identificadas como A, B e C, com aproximadamente 280.000 m³ de material depositado, referente aos rejeitos do desassoreamento por dragagem do Canal Pinheiros, e circundada por diques de contenção em aterro lançado e compactado, encontra-se em condições instáveis, com risco potencial de escorregamento.

Essas instabilidades dos diques de contenção são ocasionadas pela invasão da área, em função da implantação de edificações precárias, que promoveram escavações nos taludes reduzindo suas seções, associada à ruptura de parte do talude de montante, principalmente no dique da cava B, existindo necessidade de ações corretivas.

As avaliações das áreas patrimoniais e técnica da EMAE, e manifestações da Defesa Civil Municipal, IPT, CETESB, que inspecionaram as áreas, e a Promotoria do Meio Ambiente, que registraram suas posições por meio de laudos ou outras manifestações, convergem em apontar que o local apresenta um risco potencial elevado de acidentes, seja por escorregamento ou pela presença de gás (incêndio ou explosão).

A EMAE ajuizou duas ações de reintegração de posse, inicialmente para a cava “C” (ano de 2012), posteriormente para as cavas “A” e “B” (ano de 2015).

Os processos, na 4ª Vara Civil do Fórum da Lapa, encontram-se juntados de manifestações técnicas de órgãos de reconhecido saber, entre outros, IPT e CETESB, associados a posicionamentos da Defesa Civil Municipal e Procuradoria Estadual de Meio Ambiente.

Devido ao risco iminente de acidentes, a Defesa Civil do Município de São Paulo promoveu no dia 20 de fevereiro de 2019, uma ação de remoção das pessoas do local. Dessa forma, as cavas A e B foram desocupadas, cabendo à EMAE o desfazimento dos 129 barracos e o transporte de pessoas e bens.

Na sequência a Empresa iniciou a remoção e destinação dos resíduos resultante da ação, fechamento da área com o início da construção e alteamento de muro para proteção do imóvel e, também, a execução das correções necessárias dos aterros de contenção.

A EMAE está atuando, intensamente, junto às autoridades do Município de São Paulo para a promoção da desocupação da cava C.

. Gestão do Sistema Hídrico Tietê/Pinheiros (Controle de Cheias)

Por meio da Resolução nº 72, de 25 de março de 1998, a ANEEL transferiu para a EMAE os direitos de exploração dos serviços públicos de energia elétrica, notadamente

para exercer as operações voltadas à geração de energia elétrica.

Nesse sentido, em conexão com seu Estatuto Social, Contrato de Concessão e Legislação vigentes, a EMAE realiza, na gestão do sistema hídrico Tietê/Pinheiros, dentre outras, as atividades inerentes ao controle de vazão dos Rios, com a finalidade de evitar inundações em suas margens.

. Operação e Manutenção de Balsas – Reservatório Billings

A Companhia, por força da sucessão de obrigações da antiga Light, em função do enchimento do reservatório, opera e mantém, gratuitamente, travessias, por meio de balsas, em três pontos do reservatório Billings, transportando grande número de pedestres e veículos. O serviço atende a todas as normas de segurança emanadas pela Marinha do Brasil, no entanto, a administração não tem meios de precisar os impactos de um eventual acidente com essas embarcações.

26. COMPROMISSOS DE LONGO PRAZO

A Companhia possui os seguintes compromissos de longo prazo considerados relevantes:

a) Contrato de concessão

A Companhia celebrou com a União, em 04 de dezembro de 2012, o segundo termo aditivo ao contrato de concessão nº 02/2004-ANEEL, prorrogando até 30 de novembro de 2042 as concessões das usinas hidrelétricas Henry Borden, Rasgão e Porto Góes.

b) Contratos de uso do sistema de transmissão e distribuição

A Companhia mantém os seguintes contratos de transmissão e distribuição:

Unidade	Tipo de conexão	Companhia
Henry Borden	Transmissão	CTEEP - Cia. De Transmissão de Energia Elétrica Paulista (SIN)
Henry Borden	Distribuição	CPFL - Cia Paulista de Força e Luz
Porto Goes	Distribuição	CPFL - Cia Paulista de Força e Luz
Rasgão	Distribuição	ENEL - Ente nazionale per l'energia elettrica
PESA S.A	Distribuição	ENEL - Ente nazionale per l'energia elettrica

Todos os contratos possuem prazo de vigência até a data de extinção da autorização ou extinção da Companhia, o que ocorrer primeiro.

c) Contrato de operação e manutenção

A Companhia mantém contrato de operação e manutenção com a sua controlada, vigente até 2019 e atualizado anualmente pelo IPC - FIPE.

d) Contrato de financiamento

A Pirapora Energia S.A – subsidiária integral da Companhia possui contrato de financiamento com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES (Nota 14).

27. ALTERAÇÕES NÃO CAIXA

Durante o exercício de 2018, a Companhia e sua controlada realizaram as seguintes operações não caixa:

Controladora				
	31.12.17	Fluxo de Caixa	Alterações não caixa	31.12.18
Arrendamento UTP.....	(431.379)	87.605	(70.239)	(414.013)
Ativo financeiro indenizável.....	(54.006)	(14.541)	(7.229)	(75.776)
Investimentos.....	(92.718)	14.356	(15.995)	(94.357)
Imobilizado.....	(19.052)	(1.046)	(50.397)	(70.495)
Intangível.....	(2.567)	(870)	975	(2.462)

Consolidado				
	31.12.17	Fluxo de Caixa	Alterações não caixa	31.12.18
Arrendamento UTP.....	(431.379)	87.605	(70.239)	(414.013)
Ativo financeiro indenizável.....	(54.006)	(14.541)	(7.229)	(75.776)
Imobilizado.....	(174.876)	(1.705)	(46.406)	(222.987)
Intangível.....	(2.567)	(870)	975	(2.462)
Financiamentos.....	85.972	(13.186)	6.957	79.743