



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2018

MENSAGEM DO VICE PRESIDENTE

No ano de 2018, a EDP São Paulo manteve sua estratégia de melhoria na qualidade do serviço, reforço da eficiência, combate às perdas e inadimplência e na execução do seu plano de investimentos, com foco na satisfação do cliente e na segurança, com destaque ao princípio um, que é a **“Vida Sempre em Primeiro Lugar”**. Esta estratégia foi desenvolvida buscando o equilíbrio entre clientes, fornecedores, colaboradores, acionistas e sociedade em geral. Com ambiente econômico mais favorável, principalmente no início de 2018, registramos um aumento de 2,6% no número de clientes em relação a 2017 representando 48 mil de novos clientes conectados à rede de distribuição de energia da companhia e com aumento do volume de energia distribuída em 2018 em 2,3% em comparação com o ano anterior.

Reforçamos os investimentos na rede de Distribuição no combate às perdas e novas tecnologias. Os investimentos líquidos totalizaram R\$ 318,7 milhões, 18,1% acima dos montantes de 2017 destinados principalmente ao reforço do sistema elétrico, com foco em projetos de redes protegidas e religadores automáticos, os quais garantem maior confiabilidade e eficiência no fornecimento de energia elétrica. Como resultado, as perdas totais atingiram o valor de 8,43%, queda de 0,30 p.p em relação a 2017 e o DEC (índice que mede a duração das interrupções de fornecimento nos últimos 12 meses) foi de 7,75 horas, queda de 0,12 horas em relação a 2017.

Na sequência da busca de eficiência, produtividade e qualidade na execução, a EDP São Paulo em 2018, continuou investindo em tecnologia, e fez uma transformação digital no atendimento telefônico, com inteligência artificial e *upgrade* de ferramentas de gestão, que são referência no mercado. Continuou a utilização de robôs de primeira geração que são capazes de automatizar processos manuais e repetitivos, além de novas tecnologias de *analytics*.

Em prosseguimento a metodologias de Orçamento Base Zero, novas iniciativas foram aplicadas permitindo que os custos operacionais ficassem mais um ano abaixo da inflação.

Outro fato importante foi o Reajuste Tarifário que em relação a tarifa praticada, o efeito percebido pelos clientes foi um aumento médio de 16,12%. O reajuste anual decorre da atualização dos custos de geração, transmissão e distribuição da energia elétrica, assim como dos encargos setoriais, conforme regras estabelecidas pela ANEEL.

O reconhecimento veio através dos clientes, na pesquisa da ABRADEE de Satisfação dos Clientes Residenciais (ISOP), onde a Companhia teve um aumento na satisfação dos clientes em 12,6 p.p., passando de 68,0% para 80,6%. Já na pesquisa de Grandes Clientes, pelo segundo ano consecutivo a EDP São Paulo está entre as 3 melhores empresas do ranking nacional, com satisfação de 81,5%, um aumento de 3,0 p.p em relação a 2017.

Enfim, as conquistas foram importantes mas permanecerem os desafios de manutenção da trajetória de mais eficiência, melhoria contínua e excelência na gestão para atender as expectativas de nossos clientes, colaboradores, sociedade e acionistas.

Michel Nunes Itkes

Vice-presidente de Operação da Distribuição da EDP Brasil

A COMPANHIA

A EDP São Paulo, Companhia de capital aberto, tem por objetivo a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, a partir de 23 de outubro de 1998, conforme contrato de concessão, firmado naquela data.

A partir de abril de 2005 passou a ser subsidiária integral da EDP - Energias do Brasil S.A.. A sua sede está localizada na cidade de São Paulo, maior centro econômico-financeiro da América Latina.

Atua em 28 municípios do Estado de São Paulo, abrangendo cerca de 4,5 milhões de habitantes, compreendidos entre 2,5 milhões no Alto Tietê e 2,0 milhões no Vale do Paraíba e Litoral Norte.

CENÁRIO MACROECONÔMICO

Em 2018, a atividade econômica em São Paulo, apesar da greve dos caminhoneiros, alta no preço dos combustíveis, incerteza político-eleitoral, manteve o ritmo de crescimento já observado em 2017. No acumulado dos três primeiros trimestres do ano, em relação ao mesmo período de 2017, a economia paulista¹ apresentou crescimento de 1,9%, com taxas positivas na agropecuária (0,5%), na indústria (1,8%) e nos serviços (1,8%).

A inflação² (3,68%, em São Paulo) e as taxas de juros³ (atualmente a taxa de juros básica da economia se encontra em 6,50% a.a.) - em níveis historicamente baixos - colaboraram para o bom desempenho da indústria e do comércio.

Nos onze primeiros meses de 2018, a produção industrial de São Paulo⁴ teve incremento de 1,3%, em relação ao mesmo período de 2017. Como no ano passado, o setor de veículos automotores, rebocos e carrocerias teve a maior influência positiva sobre o desempenho do indicador, com o crescimento de 13,0% em relação ao mesmo período de 2017.

Destacou-se, também, os avanços nos setores de máquinas e equipamentos (9,0%), produtos farmacêuticos (9,5%) e metalurgia (9,4%). A principal contribuição negativa foi dada pelo setor de produtos alimentícios que recuou 10,0%, na mesma base de comparação.

Houve também, em 2018, vendas do varejo⁵ que cresceram 2,0%, acumulado até outubro de 2018. O comércio varejista ampliado - que inclui as atividades de veículos, motos e material de construção - teve aumento ainda maior, de 6,8% nas vendas.

Nesse contexto, o emprego formal também avançou. De acordo com CAGED⁶, o saldo de empregos em São Paulo - no acumulado até novembro - teve alta de 2,15%, com a criação de 255 mil vagas de carteira assinada. O setor de serviços sobressaiu-se com o saldo positivo de 179 mil vagas.

AMBIENTE REGULATÓRIO

O ano de 2018 foi caracterizado por importantes marcos no ambiente regulatório.

A Medida Provisória nº 814, publicada em 29 de dezembro de 2017, versa, entre outros temas, sobre uma solução do risco hidrológico de geradores com contratos no mercado livre. Também aborda a privatização da Eletrobrás, aumento de custeio de subsídios e encargos (CCC/CDE, ampliação do Baixa Renda, Programa Luz para Todos) e aumento do preço de energia para retomada de Angra 3. Os efeitos políticos dos impactos tarifários desses temas contribuíram para a perda de apoio parlamentar da MP 814/2017, a qual deixou de ter validade em junho de 2018.

Em 27 de abril de 2018, a ANEEL divulgou os novos critérios de acionamento das bandeiras tarifárias. A definição das faixas de acionamento observará limiares de risco hidrológico definidos segundo o histórico operativo conhecido do Sistema Interligado Nacional (SIN). A partir de 2019, a regra de acionamento e do tratamento da cobertura tarifária será reavaliada com base no calendário hidrológico, em abril, final do período único. A métrica de acionamento leva em conta a definição de custo do risco hidrológico, onde há relação indireta entre a profundidade do déficit de geração hidráulica (GSF) e o preço da energia elétrica de curto prazo (PLD). A composição dessas duas variáveis, em sistemática de galinha, faz com que a arrecadação prevista, com os valores propostos, se aproxime mais dos custos incorridos. A bandeira amarela permanece R\$ 1,00 a cada 100 kWh consumidos e frações. A bandeira vermelha no patamar 1, R\$ 3,00 a cada 100 kWh e, no patamar 2, R\$ 5,00 a cada 100 kWh.

Em 17 de julho de 2018, a ANEEL aprovou a Resolução Normativa nº 824, que cria o Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE), permitindo às distribuidoras negociarem até 15% de sua energia sobrecontratada com o Ambiente Livre de Contratação (ACL) em formato de leilão, com produtos trimestrais, semestrais e anuais, com preço fixo declarado pela vendedora. A distribuidora assume o risco de ganho e perda no volume negociado acima dos 5% de sobrecontratação. Para evitar impactos tarifários, eventual prejuízo ao consumidor no volume de energia negociada dentro dos 5% de sobrecontratação (que a distribuidora já teria direito de repasse) é assumido pela distribuidora. Em caso de lucro na operação, o ganho é compartilhado com o consumidor. Além disso, a energia vendida que seja lastreada em fontes renováveis perde o desconto na tarifa de uso da rede (TUST/TUSD) no lado do consumo, de forma a não onerar o subsídio de energia incentivada via encargo CDE. Em dezembro a Resolução Normativa nº 833/2018 adicionou a possibilidade de a distribuidora ofertar o produto “PLD+spread” (Preço de Liquidação de Diferenças, preço da energia Mercado de Curto Prazo) no MVE, conferindo maior flexibilidade na gestão do risco na energia negociada.

Em 15 de agosto de 2018, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 826, que alterou o critério de repasse dos recursos faturados pela distribuidora para a Conta Bandeiras. Segundo o novo procedimento, as distribuidoras passam a repassar somente o excedente faturado, ao invés de todo o montante.

No dia 28 de dezembro de 2018, o Governo brasileiro editou o Decreto 9.642 que elimina gradualmente os subsídios que integram as tarifas de energia elétrica, a uma taxa de 20% ao ano, durante 5 anos. Os subsídios objeto de redução são aqueles relativos ao desconto para as classes rural, irrigação/aquicultura e água/esgoto/saneamento. O decreto também acaba com a cumulatividade de descontos para os beneficiários das classes rural e irrigação/aquicultura.

REVISÕES TARIFÁRIAS E REAJUSTES TARIFÁRIOS

Em 23 de outubro passou a ser aplicado o reajuste tarifário anual da EDP São Paulo com efeito médio a ser percebido pelos consumidores de +16,12%, sendo 17,84% para os consumidores conectados em alta e média tensão e 15,13% para os consumidores conectados em baixa tensão. A parcela B foi ajustada em 9,48%, resultando em R\$ 961,1 milhões. Para o período tarifário, a componente Produtividade (Pd) anual do Fator X foi estabelecida em 1,14%, enquanto a componente T (Trajetória de Custos Operacionais) foi de -0,24%. Quanto ao componente Q, referente à variação dos indicadores de qualidade do serviço DEC e FEC, foi de -0,34%. A parcela A da concessionária foi definida em R\$ 3.519 milhões, e os itens financeiros reconhecidos pela ANEEL nesse processo foram de R\$ 434,5 milhões.

MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Balanco Energético (MWh)

O Balanço Energético retrata a energia contratada para atendimento ao mercado da Companhia e as perdas na distribuição e na rede básica, sendo o saldo ajustado no Mercado de Curto Prazo.

EDP SÃO PAULO	2018	2017
Itaipu + Proinfa	2.515.867	2.709.792
Leilão	8.330.964	8.634.329
Outros ¹	51.520	11.985
Energia em Trânsito	7.204.378	6.826.779
Total Energia Recebida	18.102.729	18.182.885
Perdas Transmissão	177.384	181.727
Perdas de Itaipu	130.956	142.201
Vendas C.Prazo	-616.884	-1.570.559
Ajustes C.Prazo	28.022	-13.198
Cessões MCSRD Energia Nova	578.606	-
Total Perdas	1.475.808	1.907.685
Energia Requerida	16.626.921	16.275.200
Suprimento	47.692	46.410
Fornecimento	7.999.259	7.980.548
Perdas e Diferenças	1.375.593	1.421.464
Energia em Trânsito	7.204.378	6.826.779
Total Energia Distribuída	16.626.921	16.275.200

(1) Bilaterais e Compras no Curto Prazo

Compra de Energia

A compra de energia em 2018 foi de 10.898,3 GWh, menor em 4,0% à de 2017. Deste montante, as compras compulsórias de Itaipu e do Proinfa representam 23,1%, as compras no ACR (CCEAR e Contrato de Ajuste) 76,4% e os Contratos Bilaterais 0,5%.

DESEMPENHO OPERACIONAL

A EDP São Paulo vendeu, no ano de 2018, 7.991,6 GWh para os clientes cativos, permissionárias e consumo próprio, queda de 0,4% em relação ao mesmo período do ano anterior. O resultado está impactado pelo desempenho das classes industrial e rural.

A energia em trânsito, distribuída a clientes livres, totalizou 7.200,8 GWh em 2018, apresentando um aumento de 5,5% em relação ao mesmo período do ano anterior.

A energia distribuída pela EDP São Paulo, que compõe o mercado cativo e livre, aumento 2,3% no mesmo período, totalizando 15.192,4 GWh. Considerando a energia de curto prazo tivemos uma redução de 2,0%, passando para 15.809,2 GWh.

Energia Distribuída	Janeiro a Dezembro		Consumidores	
	2018	2017	2018	2017
Fornecimento				
Residencial	3.747.802	3.671.770	1.722.917	1.676.680
Industrial	1.295.513	1.404.708	13.041	13.022
Comercial	1.918.708	1.909.316	128.403	126.737
Rural	81.684	82.631	7.915	7.904
Outros ⁽¹⁾	890.286	905.967	13.723	14.002
Consumo próprio	6.249	6.155	174	165
Total Fornecimento	7.940.242	7.980.547	1.886.173	1.838.510
Suprimento	51.326	46.410	2	2
Total Fornecimento e suprimento	7.991.568	8.026.957	1.886.175	1.838.512
Disponibilização do Sistema de Distribuição	7.200.801	6.826.779	518	452
Total Energia Distribuída	15.192.369	14.853.736	1.886.693	1.838.964
Energia de curto prazo	616.884	1.271.134		
Receita Operacional Líquida	15.809.253	16.124.870	1.886.693	1.838.964

(1) Outros = Poder público + Iluminação pública + Serviço público

QUALIDADE

Os indicadores DEC e FEC, apresentam-se em total conformidade com os padrões estabelecidos pela ANEEL, sendo em 2018 registradas 7,75 horas e 4,83 interrupções, respectivamente, refletindo os investimentos realizados para ações de manutenção preventiva, obras de melhoria, inovações nos ativos do sistema elétrico de distribuição e melhoria constante nos processos adotados por todas as áreas envolvidas com a operação do sistema.

Indicador	Unidade	2015	2016	2017	2018
DEC	Horas	7,99	8,47	7,87	7,75
	Meta Aneel Regulatória	8,78	8,61	8,41	7,94
FEC	Vezes	4,85	5,42	4,96	4,83
	Meta Aneel Regulatória	7,23	7,15	6,59	6,24

DEC = Duração Equivalente de interrupções por Clientes (horas - média cliente/ano)

FEC = Frequência Equivalente de interrupções por Cliente (interrupções - média cliente/ano)

Nota: O DEC e FEC das distribuidoras divulgados no trimestre são prévios, uma vez que o indicador final é divulgado até 30 dias após o fechamento do mês.

PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS

As perdas totais em 2018 foram de 8,43%, redução de 0,30 p.p. em relação a 2017. As perdas técnicas subiram 0,09 p.p., passando de 5,50% para 5,59% e as perdas não técnicas reduziram 0,39 p.p. passando de 3,23% para 2,84%.

1 Fonte: SEADE. PIB trimestral do Estado de São Paulo. 3º Trimestre de 2018

2 Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. Sistema Nacional de Índices de Preços ao Consumidor IPCA e INPC - Dezembro/2018.

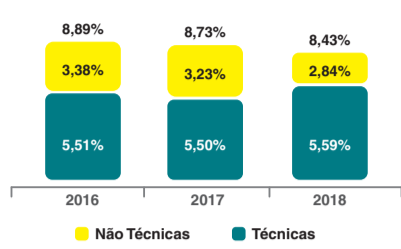
3 Fonte: Banco Central do Brasil. Meta SELIC em 31/12/2018.

4 Fonte: IBGE. Pesquisa Industrial Mensal Produção Física - Regional. Novembro/2018

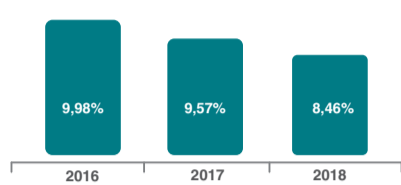
5 Fonte: IBGE. Pesquisa Mensal de Comércio. Outubro/2018

6 Fonte: CAGED/MTE. Novembro/2017

Perdas Técnicas e Não Técnicas (%)



Não Técnicas Mercado BT



Combate às Perdas Não Técnicas

A EDP São Paulo encerra o ano de 2018 com Perdas Não Técnicas de 8,46% sobre o mercado de baixa tensão e a Perda Total no valor de 8,43%, que é a diferença entre a energia adquirida e a energia faturada. O resultado mostra uma redução de 1,11 p.p. no índice de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão em relação ao índice verificado em dezembro do ano anterior, que foi de 9,57%. Já nas perdas totais a redução foi 0,3 p.p. em relação a dezembro de 2017, quando o resultado foi de 8,73%.

Em 2018, a EDP São Paulo desembolsou R\$ 43,5 milhões em programas de combate às perdas. Do total de recursos, R\$ 34,3 milhões foram para investimentos operacionais (substituição de medidores, instalação de rede especial, painéis de medição blindados e monitorados e telemedicação) e R\$ 9,2 milhões para despesas gerenciais (inspeções).

A EDP São Paulo realizou aproximadamente 119 mil inspeções, substituição de 50,6 mil medidores e blindagem de 7,3 mil consumidores através de redes especiais com monitoramento remoto que resultaram na recuperação de receitas de cerca de R\$ 29 milhões.

PRINCIPAIS DADOS DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS

Descrição	2018	2017	Var. %
Subestações			
Quantidade	61	56	8,9
Potência Instalada de Transformadores (MVA)	4.146	4.086	1,5
Redes de Distribuição - Própria (Km)	28.364	28.117	0,9
AT (maior ou igual a 69 KV)	952	953	-0,1
MT (entre 1 e menor a 69 KV)	14.836	14.691	1,0
BT (menor que 1 kv)	12.576	12.474	0,8
Transformador de Distribuição - Próprios (Quantidade)	68.653	67.207	2,2
Urbano	51.332	50.145	2,4
Rural	17.240	16.991	1,5
Subterrâneo	81	71	14,1
Potência Instalada na Distribuição Própria (MVA)	4.134	4.017	2,9
Urbano	3.648	3.547	2,9
Rural	441	430	2,6
Subterrâneo	45	40	11,6
Postes em Redes de Distribuição - Quantidade	566.776	560.803	1,1
Urbano	421.125	416.984	1,0
Rural	145.651	143.819	1,3

RELACIONAMENTO COM O CLIENTE

A EDP São Paulo mantém canais de relacionamento de fácil acessibilidade, interação e dotados de tecnologia digital e inteligência artificial, disponibilizados aos seus clientes que estão segmentados por nível de tensão de fornecimento, a saber: unidades consumidoras atendidas em média e alta tensão (grandes clientes) e unidades consumidoras atendidas em baixa tensão e por classe de clientes, pertencentes às esferas privada e pública, no âmbito federal, estadual e municipal.

O relacionamento com os seus clientes pode ser realizado através das agências de atendimento presencial e agentes comerciais, atendimento exclusivo para os grandes clientes, clientes corporativos, poderes públicos e órgãos de defesa do consumidor, além da agência virtual (*web*), *SMS*, Aplicativo EDP (APP com *chat*) e *call center*. Além desses canais de relacionamento, há uma estrutura de Ouvidoria com *call center* dedicado, que, dentre as suas atribuições, acolhe as reclamações, sugestões, críticas e elogios dos clientes, com a garantia de oferecer respostas a todas as suas manifestações, bem como realizar a intermediação com a Ouvidoria da ANEEL.

Em relação aos canais de relacionamento virtuais, os mesmos compreendem: Agência Virtual (*web* com *chat*), *SMS* e Aplicativo EDP *Online* - (App com *chat*);

• Agência Virtual: a página de serviços da EDP *Online* na internet (www.edponline.com.br) possui *layout* moderno e maior acessibilidade, tais como solicitação de ligação nova, entrada de projeto elétrico e acordo de pagamento. Este canal de relacionamento permite o acesso, de forma segura, com a criação de *login* e senha para o cliente ou através de conta de *Gmail* e *Facebook*, contribuindo para aprimorar o atendimento, dando maior conforto e celeridade na execução das solicitações, além de facilitar o acompanhamento das mesmas pelos clientes, com maior interação e agilidade no tráfego de dados, dentro dos mais elevados padrões de segurança das informações.

• *SMS*: neste canal de atendimento o cliente pode informar, de forma gratuita, prática e célere, a falta de energia.

• Aplicativo EDP: este canal foi desenvolvido para dispositivos móveis (*smartphones* e *tablets*), é baixado gratuitamente, e facilita o contato dos clientes com a distribuidora, trazendo praticidade na solicitação de serviços e na palma da mão. O cliente pode obter informações, realizar agendamentos para atendimento presencial nas Agências e esclarecer dúvidas, a partir da funcionalidade de *chat* em tempo real. Com o aplicativo já é possível aderir, dentre outros serviços,

• a entrega de conta por *e-mail*, cadastrar-se para débito automático, solicitar código de barras para pagamento de fatura, acordo de pagamento, notificar falta de energia e enviar fotos no *chat online*. O aplicativo foi desenvolvido e customizado para uso exclusivo dos clientes da concessionária EDP e dentro dos mais elevados padrões de segurança, modernidade e praticidade.

Nestes canais virtuais em 2018 foram gerados 9,7 milhões de consultas e serviços.

Para garantir um atendimento de qualidade, a EDP São Paulo conta também com uma moderna Central de Atendimento Telefônico (Serviço 0800), com uma equipe de mais de 350 atendentes para proporcionar um atendimento adequado, eficiente e ágil, além de dispor de uma infraestrutura e parque tecnológico de última geração. Esta Central opera 24 horas por dia, 7 dias por semana, e com ligação gratuita para o 0800 721 0123, e conta também com um canal exclusivo para deficiente auditivo através do 0800 727 2872. Por meio do *Call Center* foram realizados 1,7 milhões de atendimentos em 2018, que está preparado para os atendimentos comerciais, técnicos e emergenciais em 28 municípios da sua área de concessão, bem como realiza o monitoramento e interações com os seus clientes nas Mídias Sociais, tais como *Facebook*, *Instagram*, *Twitter* e *Reclame Aqui*.

Importante destacar que a EDP São Paulo pauta a sua atuação de maneira ética, justa, transparente, isonômica e cortês nas interações com os seus clientes, dentro de elevados padrões de qualidade, inclusive com processos devidamente certificados nas Normas da ISO 9.001 em seu canais de relacionamento, com foco na melhoria contínua da satisfação dos seus clientes.

Para o atendimento presencial, a concessionária conta com 30 agências, distribuídas nos 28 municípios de sua área de concessão, onde recebemos 770 mil clientes em 2018. Algumas de nossas agências contam também com equipamentos de autoatendimento (*totens* e *tablets*). Em 2018, realizamos 1,65 milhão de serviços presencialmente e 0,53 mil serviços no autoatendimento.

A distribuidora oferece também o serviço de Ouvidoria, que deve ser acionado sempre que as manifestações relativas à prestação do serviço e aos direitos do consumidor não forem solucionadas pelos demais canais de atendimento e pode ser contatada por meio de central de tele atendimento - CTA dedicada, *e-mail*, *Whatsapp*, correspondência ou ainda presencialmente.

A Ouvidoria realiza sempre de maneira ética, imparcial, justa, transparente, isonômica e cortês a intermediação entre as manifestações dos clientes e a distribuidora atuando como representante dos direitos do cliente junto a distribuidora. No ano de 2018 a Ouvidoria da EDP São Paulo recebeu mais de 35,3 mil contatos de clientes e intermediou 8,3 mil manifestações.

PESQUISA E DESENVOLVIMENTO E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)
Em 2018, foram encerrados nove e iniciados onze projetos de P&D, permanecendo assim vinte e cinco projetos em execução, com investimentos na ordem de R\$ 11,6 milhões. Dentre os projetos encerrados, destacam-se os projetos Teste de Tarifas e o Observatório do Consumidor, que permitiram elaborar uma metodologia de observação do comportamento do consumidor de energia elétrica e a reação destes às simulações das modalidades tarifárias de pré-pagamento e tarifa branca, de modo que tais estudos possam ser considerados em futuras implantações de redes elétricas inteligentes. Dentre os encerrados, o P&D Localizador de Curto-Circuito, viabilizou o desenvolvimento de um equipamento portátil para rastrear curto-circuito permanente em redes de distribuição com o objetivo de direcionar equipes de socorro para o local do curto de modo mais rápido e correto, reduzindo os tempos de atendimento. Nos projetos em andamento, são destacados o projeto de P&D, "RPA", que atua nos desafios da transformação digital no setor elétrico, através da aplicação em larga escala das tecnologias disruptivas e a análise dos benefícios e impactos socioeconômicos e culturais, a proposta do projeto é de medir os aspectos lógico econômico e culturais da aplicação da robotização em larga escala. E o P&D "Cabo OPDC", visa, o desenvolvimento de infraestrutura de comunicação óptica integrada à rede de distribuição de energia elétrica para prover comunicação com alta disponibilidade e confiabilidade visando atender às necessidades dos sistemas de automação, controle e medição, e às necessidades de sistemas de banda larga para fornecimento de acesso à internet.

Ressaltamos que

INVESTIMENTOS

Foi realizado a título de investimento o valor de R\$ 318,7 milhões em 2018, já deduzidos os recursos recebidos na forma de doações e subvenções para investimento e considerando os juros capitalizados, ficando 18,1% acima do mesmo período do ano anterior. No período os juros capitalizados representam R\$ 3,4 milhões do total. Os investimentos realizados foram destinados a obras estruturantes para o reforço do sistema elétrico, telecomunicações, informática, entre outros.

Investimento - R\$ Mil	2018	2017	Var %
Expansão do Sistema Elétrico	152.810	157.745	-3,1%
Melhoramento da Rede	84.839	98.728	-14,1%
Universalização	6.838	10.383	-34,1%
Telecom., Informática e Outros	52.553	36.975	42,1%
Perdas ³	34.338	-	-
Sub Total¹	331.378	303.829	9,1%
(-) Obrigações Especiais ²	(12.695)	(34.087)	-62,8%
Variação do Imobilizado	318.683	269.742	18,1%

(1) Sub Total = Capex Bruto, considerando Capital investido na rede + Juros capitalizados
(2) Participação financeira de clientes, sejam eles pessoas físicas, jurídicas, união, estado e municípios nos projetos de investimentos
(3) Em 2017 não eram demonstrados investimentos em Perdas, os mesmos estão em Melhoramento da Rede e Telecom., Informática e Outros

CAPEX/QR	1,7	1,7	0,1%
----------	-----	-----	------

Estes investimentos serão incorporados à Base de Remuneração Bruta na próxima revisão tarifária em 2019. Os valores definidos na última revisão tarifária (em outubro/2015) foram: Base de Remuneração Bruta de R\$ 3.316,4 milhões, a Quota de Reintegração Regulatória de R\$ 134,3 milhões, e a Base de Anuidade Regulatória de R\$ 205,2 milhões.

ENDIVIDAMENTO

Em 31 de dezembro de 2018, a EDP São Paulo apresentou um endividamento líquido de R\$ 1.205,5 milhões, fechando 28,6% maior quando comparado a dezembro de 2017, devido principalmente a emissão de Notas Promissórias.

	Unidade	Saldo		Variação %
		dez/2018	dez/2017	
Dívida Bruta ⁽¹⁾	R\$ mil	1.357.253	1.070.355	26,8
Caixa e equivalentes de caixa	R\$ mil	151.754	132.915	14,2
Dívida Líquida	R\$ mil	1.205.499	937.440	28,6
Dívida Líquida/Patrimônio Líquido	(vezes)	1,01	0,85	18,7
Dívida Líquida/Ebitda	(vezes)	2,74	2,26	21,4

(1) Dívida Bruta= Empréstimos, financiamentos, notas promissórias e encargos das dívidas + Debêntures

A dívida bruta da EDP São Paulo em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 1.357,2 milhões, sendo composta por R\$ 656,1 milhões (48,3%) em debêntures, R\$ 352,0 milhões (25,9%) junto ao BNDES, R\$ 1,1 milhões (0,1%) junto a Eletrobrás, R\$ 203,7 milhões (15,0%) com outras instituições financeiras e R\$ 144,3 milhões com Notas Promissórias (10,6%).

GESTÃO DE PESSOAS

Cultura

A EDP São Paulo é uma empresa que busca a eficiência em seus negócios e processos, a antecipação de riscos, novas oportunidades, cumprimento de suas metas, orçamento e objetivos.

Nos últimos quatro anos, a EDP decidiu ir além do que considera tangível e considerou tratar questões que refletem diretamente na cultura organizacional e na identidade da EDP. Iniciado no fim de 2014, o movimento da Cultura EDP consiste na escolha e definição de propósito e de princípios que assegurem um ambiente de trabalho seguro, saudável e que estimule a interação entre as pessoas. Unindo a motivação dos colaboradores, ao conhecimento compartilhado, buscando o seu resultado com qualidade, acredita-se que cada um possa encontrar-se no que faz e sentir-se feliz por isso.

O desenvolvimento do projeto foi dividido em quatro etapas:

- 1) Criação dos princípios e propósito com a participação de mais de 1.600 colaboradores,
 - 2) Uma forte campanha de comunicação e alinhamento de todos os colaboradores da EDP,
 - 3) A Disseminação com a realização de sessões de Multiplicação dos 12 princípios e
 - 4) Internalização dos Princípios nas nossas ações do dia a dia e em nossos processos.
- Intensificamos nosso olhar para a segurança e ousamos em aplicar um novo modelo de medição dos resultados e metas, criando em todas as áreas da empresa um sentimento de responsabilidade pelo todo. Temos avançado rumo ao nosso propósito, que é usar a nossa energia para cuidar sempre melhor, seja dos colaboradores, clientes, bem como da comunidade e demais partes interessadas ao negócio. O futuro pede uma empresa mais humanizada e que responda, de forma integrada e sistêmica, aos anseios de um mundo mais colaborativo e melhor para todos.

Cuidado com as pessoas

O quadro de pessoal próprio da EDP São Paulo, ao final de 2018, foi de 1.229 colaboradores e 3 colaboradores da alta direção em regime estatutário, totalizando 1.232. Adicionalmente contou com a participação de 1 conselheiro, 38 estagiários e 35 aprendizes. A taxa de rotatividade da EDP São Paulo em 2017 foi de 8,73%.

Diversidade - Igualdade na justiça e na diferença.

EDP endossou os Princípios de Empoderamento das Mulheres estabelecidos pela ONU, bem como incorporou, entre outros, o Objetivo de Desenvolvimento Sustentável (ODS): Igualdade de Gênero à sua agenda estratégica para o crescimento econômico com geração de impacto positivo no meio ambiente e na sociedade até 2020 (EDP 2020). Dentre as metas, a Companhia se comprometeu a promover a diversidade e inclusão, o que reforçam a responsabilidade da EDP enquanto representante do setor privado, de fomentar o desenvolvimento sustentável e ajudar a implementar a Agenda 2030, plano de ação global definido pelas Nações Unidas em 2015 para que o planeta se torne mais justo, equilibrado e inclusivo até 2030.

Levando em consideração os compromissos firmados acima pela EDP. Em 2018, a companhia promoveu dois projetos que promoveram a diversidade e inclusão. A Escola de Eletricistas para Mulheres e o +Incluso EDP.

A Escola de Eletricistas para Mulheres é uma iniciativa para incluir mulheres em atividades tradicionalmente ocupadas por homens, rompendo paradigmas de gêneros na profissão de eletricista. A escola é fruto de uma parceria da Companhia com o Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (SENAI). Com carga horária de 556 horas, cerca de quatro meses de duração, o programa é gratuito e tem como foco a qualificação e capacitação como eletricista de redes de distribuição. As estudantes recebem bolsa-auxílio durante o período do curso, ganham um certificado cancelado pelo SENAI e permanecem no banco de talentos da EDP, podendo participar futuramente de processos seletivos para vagas efetivas.

Em 2018 abrimos duas escolas em Mogi das Cruzes (mais de 600 inscrições) e uma escola em Taubaté (mais de 500 inscrições), sendo que a primeira escola de Mogi das Cruzes acabou em novembro de 2018 formando 16 mulheres, onde a EDP contratou em dezembro/2018, sete mulheres para o seu quadro efetivo. A perspectiva é que até o meio de 2019 o projeto irá formar 40 mulheres como eletricistas.

A perspectiva EDP foi um projeto de sensibilização dos colaboradores e líderes da EDP, onde fomentou a cultura da inclusão de pessoas com deficiência na organização. Durante o projeto trabalhos com a ASID, parceira que auxilia as empresas a promoverem a inclusão de pessoas com deficiência no mercado de trabalho. Dessa forma, a parceira promoveu palestras a todos os colaboradores da EDP nas diversas localidades sobre o universo das pessoas com deficiência, ajudando a esclarecer dúvidas e tirar mitos em relação ao assunto.

Ocorreram visitas guiadas e capacitação nas instituições parceiras da ASID, com todos os gestores da EDP, com intuito de promover o contato entre os líderes e as pessoas com deficiência.

Na esteira desses dois projetos, a EDP no final de 2018, iniciou a organização do tema inclusão e diversidade. Para isso, contratou um parceiro (consultoria + diversidade) para auxiliar na estruturação dos programas de diversidade, desenho de um sistema de governança, fixação de métricas e KPIs, revisão de políticas e benefícios se necessário e desenho de um plano tático-operacional.

Com essa organização a empresa espera reduzir os custos operacionais com o processo de atração de pessoas, aumentar a produtividade das equipes e engajar a empresa em um tema relevante na sociedade.

Desenvolvimento

O processo de desenvolvimento é composto por avaliação de desempenho, competências, *feedback* contínuo e capacitação *online* de treinamentos que envolvem alinhamento estratégico, gestão do conhecimento e desenvolvimento individual. São realizados cursos presenciais e *online*, *workshop* e palestras.

Todas as iniciativas nesse âmbito são alinhadas pela Universidade Corporativa EDP, que define os temas para apoiar o crescimento da Companhia.

Universidade EDP

Promove a Educação Continuada como prática de disseminação da estratégia, fazendo a construção compartilhada do conhecimento pessoal e profissional do colaborador EDP Brasil, aperfeiçoando suas habilidades, seu desenvolvimento intelectual e estimulando seu alto desempenho, realizando a gestão do conhecimento e impulsionando assim uma cultura transformadora e inovadora, com um olhar para o humano de forma completa. A Universidade é composta pelas escolas:

• **Escola de Liderança:** foco no desenvolvimento das competências organizacionais de liderança, a fim de formar e desenvolver líderes que promovam a transformação de maneira dinâmica e inovadora, explorando o seu próprio potencial e o de sua equipe.

• **Escola EDP:** foco em ações mais transversais, direcionadas para o desenvolvimento das competências organizacionais, comportamentais e conhecimento do negócio, apoiando as necessidades e estratégia da Companhia.

• **Escolas de Negócio (Distribuição, Geração, Comercialização, Transmissão e Novos Negócios):** desenvolve as capacidades específicas de cada negócio, contribuindo para a ampliação das competências técnicas e gestão do conhecimento.

BALANÇO SOCIAL ANUAL | FORMULÁRIO IBASE

	2018 (R\$ mil)			2017 (R\$ mil)		
1 - Base de Cálculo						
Receita líquida (RL)		4.189.086,00			3.969.893,00	
Resultado operacional (RO)		340.048,00			324.087,00	
Folha de pagamento bruta (FPB)		137.826,00			131.719,00	
2 - Indicadores Sociais Internos	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL
Alimentação	17.737,69	12,87%	0,42	17.446,66	13,25%	0,44%
Encargos sociais compulsórios	32.762,92	23,77	0,78	31.521,94	23,93%	0,79%
Previdência privada	5.288,28	3,84	0,13	4.871,76	3,70%	0,12%
Saúde	20.373,34	14,78	0,49	18.410,64	13,98%	0,46%
Segurança e saúde no trabalho	656,42	0,48	0,02	1.077,18	0,82%	0,03%
Educação	263,25	0,19	0,01	166,68	0,13%	0,00%
Cultura	-	0,00	0,00	-	0,00%	0,00%
Capacitação e desenvolvimento profissional	973,48	0,71	0,02	989,07	0,75%	0,02%
Creches ou auxílio-creche	674,55	0,49	0,02	611,24	0,46%	0,02%
Participação nos lucros ou resultados	13.201,77	9,58	0,32	13.296,76	10,09%	0,33%
Programa de Desligamento Voluntário - PDV	-	0,00	0,00	-	0,00%	0,00%
Outros	514,04	0,37	0,01	461,05	0,35%	0,01%
Total - Indicadores sociais internos	93.155,42	67,59	2,22	89.650,28	68,06%	2,26%
3 - Indicadores Sociais Externos	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL
Educação	573,02	0,17	0,01	1.201,30	0,37%	0,03%
Cultura	1.594,59	0,47	0,04	2.106,50	0,65%	0,05%
Saúde e saneamento	306,09	0,09	0,01	350,00	0,11%	0,01%
Esporte	641,00	0,19	0,02	350,00	0,11%	0,01%
Combate à fome e segurança alimentar	61,92	0,02	0,00	-	0,00%	0,00%
Outros	221,03	0,06	0,01	115,00	0,04%	0,00%
Total das contribuições para a sociedade	3.397,65	1,00	0,08	4.122,80	1,27%	0,10%
Tributos (excluídos encargos sociais)		0,00	0,00%		0,00%	(x)
Total - Indicadores sociais externos	3.397,65	1,00	0,08	4.122,80	1,27%	0,10%
4 - Indicadores Ambientais	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL
Investimentos relacionados com a produção/ operação da empresa	14.176,40	4,17%	0,34%	14.697,91	4,54%	0,37%
Investimentos em programas e/ou projetos externos	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Total dos investimentos em meio ambiente *	14.176,40	4,17%	0,34%	14.697,91	4,54%	0,37%
Quando ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa		<input checked="" type="checkbox"/> não possui metas <input type="checkbox"/> cumpre de 0 a 50% <input type="checkbox"/> cumpre de 51 a 75% <input type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%			<input checked="" type="checkbox"/> não possui metas <input type="checkbox"/> cumpre de 0 a 50% <input type="checkbox"/> cumpre de 51 a 75% <input type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%	
5 - Indicadores do Corpo Funcional	2018	2017		2018	2017	
Nº de empregados(as) ao final do período	1.232	1.194		1.232	1.194	
Nº de admissões durante o período	122	92		122	92	
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	2.661	2.650		2.661	2.650	
Nº de estagiários(as)	38	47		38	47	
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	ND	ND		ND	ND	
Nº de mulheres que trabalham na empresa	259	244		259	244	
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	9%	15%		9%	15%	
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	54	52		54	52	
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	1,72%	2%		1,72%	2%	
Nº de pessoas com deficiência ou necessidades especiais	13	17		13	17	
6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial	2018	2017		2018	2017	
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	0,00	0,0		0,00	0,0	
Número total de acidentes de trabalho	19	17		19	17	
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	() direção	(x) direção e gerências	() todos empregados	() direção	(x) direção e gerências	() todos empregados
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	(x) direção e gerências	() todos empregados	() todos + Cipa	(x) direção e gerências	() todos empregados	() todos + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	() não se envolve	(x) segue as normas da OIT	() incentiva e segue a OIT	() não se envolve	(x) segue as normas da OIT	() incentiva e segue a OIT
A previdência privada contempla:	() direção	() direção e gerências	(x) todos empregados	() direção	() direção e gerências	(x) todos empregados
A participação dos lucros ou resultados contempla:	() direção	() direção e gerências	(x) todos empregados	() direção	() direção e gerências	(x) todos empregados
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	() não são considerados	() são sugeridos	(x) são exigidos	() não são considerados	() são sugeridos	(x) são exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	() não se envolve	() apóia	(x) organiza e incentiva	() não se envolve	() apóia	(x) organiza e incentiva
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as): (na empresa, no procon, na justiça)	na empresa: 35.859	no Procon: 1.963	na Justiça: 2.297	na empresa: 28.501	no Procon: 2.083	na Justiça: -
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa: 99,09%	no Procon: 100,00%	na Justiça: 44,07%	na empresa: 99,09%	no Procon: 98,28%	na Justiça: -
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):		3.321.094,00			2.920.105,00	
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):		governo: 83% acionistas: 2% colaboradores: 4% retido: 4% terceiros: 6%			governo: 82,2% acionistas: 2,4% colaboradores: 6,0% retido: 6,9% terceiros: 13%	
7. Outras informações:						
N/A - Não Aplicável.						

* Os investimentos em programas e/ou projetos externos são contabilizados de forma integrada aos investimentos de operação/produção.

AUDITORES INDEPENDENTES

Nos termos da Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia firmou contrato com a KPMG Auditores Independentes (KPMG), em março de 2018, para prestação de serviços de auditoria de suas demonstrações contábeis, bem como a revisão de informações contábeis intermediárias relativas ao exercício de 2018. A KPMG iniciou a prestação de serviços em abril de 2018.

A KPMG não é responsável pela auditoria de valores de energia medida, clientes e outras informações quantitativas, não financeiras.

Em 2018, a KPMG e suas afiliadas não prestaram nenhum serviço adicional à auditoria independente que superasse em 5% o valor contratado. A política de atuação da Companhia, bem como das demais empresas do Grupo EDP - Energias do Brasil, quanto à contratação de serviços não-relacionados à auditoria junto à empresa de auditoria, se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor independente. Estes princípios consistem, de acordo com princípios internacionalmente aceitos, em: (a) o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho; (b) o auditor não deve exercer funções gerenciais no seu cliente; e (c) o auditor não deve promover os interesses de seu cliente.

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Conforme requerido pelo artigo 25 da instrução CVM nº 480/09, e posteriores alterações, declaramos que revisamos e concordamos com as demonstrações financeiras e também com os Relatórios dos Auditores Independentes emitidos sobre as respectivas Demonstrações Financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017 e 2018. Estas foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e o *International Financial Reporting Standards* ("IFRS") emitidas pelo *International Accounting Standards Board* ("IASB").

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM

(Em milhares de reais)

	Nota	31/12/2018	31/12/2017
			Reapresentado
ATIVO			
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	6	151.754	132.915
Consumidores e concessionárias	7	1.040.969	819.444
Ativos financeiros setoriais	8	261.319	55.365
Imposto de renda e Contribuição social a compensar	9	69.036	226.482
Outros tributos compensáveis	9	19.164	114.697
Cauções e depósitos vinculados	12	286	229
Outros créditos	13	59.433	73.969
Total do Ativo Circulante		1.601.961	1.423.101
Não circulante			
Consumidores e concessionárias	7	18.965	37.135
Ativos financeiros setoriais	8	67.977	154.433
Ativos da concessão	14.2	207.320	183.964
Ativo financeiro indenizável	14.1	916.218	736.074
Outros tributos compensáveis	9	101.548	84.866
Imposto de renda e Contribuição social diferidos	10	152.580	122.814
Cauções e depósitos vinculados	12	112.202	91.742
Outros créditos	13	13.179	14.525
		1.589.989	1.425.553
Propriedades para investimentos		1.355	1.549
Imobilizado		22	164
Intangível	14.2	845.458	827.324
		846.835	829.037
Total do Ativo Não circulante		2.436.824	2.254.590
TOTAL DO ATIVO		4.038.785	3.677.691

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

	Nota	2018	2017
			Reapresentado
Receitas	23	4.189.086	3.969.893
Custo do serviço de energia elétrica	24		
Custo com energia elétrica		(2.931.600)	(2.816.992)
Custo de operação		(351.751)	(337.165)
Custo do serviço prestado a terceiros		(318.918)	(271.108)
		(3.602.269)	(3.425.265)
Lucro bruto		586.817	544.628
Despesas e Receitas operacionais	24		
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		(35.089)	(39.225)
Despesas gerais e administrativas		(152.418)	(140.764)
Outras despesas		(59.262)	(40.552)
		(246.769)	(220.541)
Lucro antes do resultado financeiro e tributos		340.048	324.087
Resultado financeiro	25		
Receitas financeiras		128.990	117.300
Despesas financeiras		(180.888)	(170.233)
		(51.898)	(52.933)
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		288.150	271.154
Tributos sobre o lucro	26		
Imposto de renda e contribuição social correntes		(75.836)	57.905
Imposto de renda e contribuição social diferidos		1.179	(134.959)
		(74.657)	(77.054)
Lucro líquido do exercício		213.493	194.100
Resultado por ação atribuível aos acionistas	27		
Resultado básico/diluído por ação (reais/ações)			
ON		0,00546	0,00497

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)

	2018	2017
Lucro líquido do exercício	213.493	194.100
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado		
Perdas atuariais - Benefícios pós-emprego	(41.100)	(37.813)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.974	12.856
	(27.126)	(24.957)
Resultado abrangente do exercício	186.367	169.143

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)

	2018	2017
		Reapresentado
Geração do valor adicionado	7.153.097	6.541.246
Receita operacional	6.834.746	6.291.992
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD	(35.089)	(39.225)
Receita de construção	318.683	269.742
Atualização do Ativo financeiro indenizável	28.324	10.216
Outras receitas	6.433	8.521
(-) Insumos adquiridos de terceiros	(3.861.960)	(3.656.008)
Custos da energia comprada	(2.679.648)	(2.774.021)
Encargos de uso da rede elétrica	(549.152)	(329.551)
Materiais	(17.470)	(14.587)
Serviços de terceiros	(183.341)	(173.703)
Custo com construção da infraestrutura	(318.683)	(269.742)
Outros custos operacionais	(113.666)	(94.404)
Valor adicionado bruto	3.291.137	2.885.238
Retenções		
Depreciações e amortizações	(107.077)	(97.546)
Valor adicionado líquido produzido	3.184.060	2.787.692
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	137.034	132.413
Valor adicionado total a distribuir	3.321.094	2.920.105
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal		
Remuneração direta	94.646	92.447
Benefícios	43.909	40.265
FGTS	7.967	10.844
Impostos, taxas e contribuições		
Federais	1.341.841	1.243.362
Estaduais	1.421.254	1.150.547
Municipais	5.086	6.995
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	184.286	174.387
Aluguéis	8.612	7.158
Remuneração de capital próprio		
Juros sobre capital próprio	66.294	65.624
Lucros retidos	3.173.895	2.791.629
	147.199	128.476
	3.321.094	2.920.105

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

1 Contexto operacional
A EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A. (Companhia ou EDP São Paulo), é uma sociedade anônima de capital aberto, concessionária de serviço público de energia elétrica, controlada integral da EDP - Energias do Brasil S.A. (EDP - Energias do Brasil), com sede no município de São Paulo - SP. A Companhia detém o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica nº 202/98 - ANEEL, pelo prazo de 30 anos, válidos até outubro de 2028 e atua em 28 municípios do Estado de São Paulo, especificamente nas regiões do Alto do Tietê, Vale do Paraíba e Litoral Norte. As atividades da Companhia são regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

2 Concessão
As principais obrigações estabelecidas às partes no contrato de concessão são as seguintes:
Concedente: fiscalização do cumprimento do contrato; garantir a prestação do serviço de forma adequada; prorrogar o prazo do contrato, se for necessário, para garantir a qualidade do atendimento a custos adequados; reajustar as tarifas para garantir o equilíbrio econômico-financeiro do contrato; e quando receber a concessão deverá indenizar, conforme disposto na lei, as parcelas dos investimentos vinculados, não amortizados ou depreciados na data da reversão, descontado, no caso da caducidade, o valor das multas contratuais e dos danos causados pela Companhia.
Companhia: manter permanentemente atualizado o cadastro dos bens e das instalações; manter equipamentos em perfeitas condições de funcionamento e ter as condições técnicas para assegurar a continuidade e a eficiência dos serviços; cobrar pelo fornecimento e pelo suprimento de energia elétrica as tarifas homologadas pela Concedente; e efetuar os investimentos necessários para garantir a prestação do serviço.

3 Base de preparação
3.1 Declaração de conformidade
As demonstrações financeiras da Companhia estão preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, em observância às disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, e incorporam as mudanças introduzidas pelas Leis nº 11.638/07 e nº 11.941/09, complementadas pelos novos pronunciamentos, interpretações e orientações do Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados por Resoluções do Conselho Federal de Contabilidade - CFC e deliberações da Comissão de Valores Mobiliários - CVM e estão em conformidade com as *International Financial Reporting Standards* - IFRS, emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB e legislação específica emanada pela ANEEL, quando esta não for conflitante com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.
A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado - DVA, preparada de acordo com o CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. 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.
A Administração avaliou a capacidade da Companhia em continuar operando normalmente e está convencida de que ela possui recursos para dar continuidade a seus negócios no futuro. Adicionalmente, a Administração da Companhia não tem conhecimento de nenhuma incerteza material que possa gerar dúvidas significativas sobre a sua capacidade de continuar operando. Assim, estas demonstrações financeiras foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.
A Administração da Companhia afirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas e que correspondem às utilizadas por ela na sua gestão.
A Diretoria da Companhia autorizou a emissão das demonstrações financeiras em 31 de janeiro de 2019. Após esta data, as alterações somente poderão ser efetuadas pelo Conselho de Administração.

3.2 Práticas contábeis
As práticas contábeis relevantes da Companhia estão apresentadas nas notas explicativas próprias aos itens a que elas se referem.
3.3 Base de mensuração
As demonstrações financeiras foram elaboradas considerando o custo histórico como base de valor exceto: (i) determinados ativos e passivos financeiros que foram mensurados ao valor justo, conforme demonstrado na nota 28.1.1; e (ii) os ativos e passivos líquidos de benefício definido que são reconhecidos a valor justo, com limitação de reconhecimento do superávit atuarial, conforme nota 19.

3.4 Uso de estimativa e julgamento
Na elaboração das demonstrações financeiras, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e práticas contábeis internacionais, é requerido que a Administração da Companhia se baseie em estimativas para o registro de certas transações que afetam os ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em exercícios subsequentes, podem diferir dessas estimativas, devido a imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Companhia revisa as estimativas e premissas pelo menos trimestralmente, exceto quanto ao Plano de benefícios pós-emprego que é revisado semestralmente e a redução ao valor recuperável que é revisada conforme critérios detalhados na nota 3.6.

As principais estimativas que representam risco significativo com probabilidade de causar ajustes materiais ao conjunto das demonstrações financeiras, nos próximos exercícios, referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de: Análise da redução ao valor recuperável dos ativos (Nota 3.6); Determinação do fornecimento não faturado (Nota 7); Transações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (Notas 7 e 15); Determinação da Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD (Nota 7.3); Apuração dos ativos e passivos financeiros setoriais (Nota 8); Recuperação do imposto de renda e contribuição social diferidos (Nota 10); Apuração do ativo financeiro indenizável (Nota 14.1); Determinação dos déficits/superávits relacionados aos planos de benefícios pós-emprego (Nota 19); Provisões civis, fiscais e trabalhistas (Nota 21.1); e Mensuração a valor justo de instrumentos financeiros (Nos 28.1.2.1).

3.5 Moeda funcional e moeda de apresentação
A moeda funcional da Companhia é o Real e as demonstrações financeiras estão sendo apresentadas em reais, arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

PASSIVO**Circulante**

Fornecedores	15	497.035	575.007
Imposto de renda e Contribuição social a recolher	9	4.804	
Outros tributos a recolher	9	196.351	170.928
Dividendos	16	56.350	55.780
Debêntures	17	49.504	75.382
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	18	405.304	162.003
Benefícios pós-emprego	19	7.702	7.948
Encargos setoriais	20	63.155	91.594
Provisões	21	6.953	6.508
Passivos financeiros setoriais	8	1.122	29.675
Outras contas a pagar	13	82.364	70.658
Total do Passivo Circulante		1.370.644	1.245.483

Não circulante

Outros tributos a recolher	9	202.059	210.548
PIS e COFINS diferidos	10	566	4
Debêntures	17	606.615	284.376
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	18	295.830	548.594
Benefícios pós-emprego	19	53.994	19.447
Encargos setoriais	20	7.058	3.798
Provisões	21	153.888	122.266
Passivos financeiros setoriais	8	126.333	109.883
Outras contas a pagar	13	24.389	27.591
Total do Passivo Não circulante		1.470.732	1.326.507

PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Capital social	22.1	596.669	596.669
Reservas de capital	22.3	77.687	77.687
Reservas de lucros	22.3	621.181	502.347
Outros resultados abrangentes	22.4	(98.128)	(71.002)
Total do Patrimônio líquido		1.197.409	1.105.701

TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

		4.038.785	3.677.691
--	--	------------------	------------------

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)

	Nota	2018	2017
Fluxo de caixa das atividades operacionais			
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		288.150	271.154
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais			
PIS e COFINS diferidos		562	37.811
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		35.089	39.225
Valor justo do ativo financeiro indenizável		(28.324)	(10.216)
Depreciações e amortizações		100.126	91.579
Ganhos e perdas na alienação/desativação de bens e direitos		39.308	36.810
Ativos e passivos financeiros setoriais		(11.745)	(13.286)
Fornecedores - atualização monetária - Energia livre		3.473	4.909
Encargos de dívidas e variações monetárias sobre empréstimos, financiamentos, debêntures e derivativos		96.856	90.456
Provisão para plano de benefícios pós-emprego		(72)	(3.569)
Provisões (reversões) e atualizações monetárias civis, fiscais e trabalhistas		38.573	27.329
Ajuste a valor presente		(2.722)	(500)
Encargos setoriais - provisão e atualização monetária		17.220	24.425
Cauções e depósitos vinculados a litígios - atualização monetária		(12.139)	(12.392)
Impostos e contribuições sociais - atualização monetária		9.094	4.169
		573.449	614.477

(Aumento) diminuição de ativos operacionais

Consumidores e concessionárias		(264.087)	(230.477)
Ativos financeiros setoriais		(73.971)	(245.640)
Imposto de renda e contribuição social a compensar		177.956	(155.962)
Outros tributos compensáveis		78.851	(108.984)
Cauções e depósitos vinculados		(8.378)	(3.812)
Outros ativos operacionais		(4.748)	(38.277)
		(94.377)	(783.152)

Aumento (diminuição) de passivos operacionais

Fornecedores		(81.445)	196.949
Passivos financeiros setoriais		(45.885)	(245.506)
Imposto de renda e contribuição social a recolher		(87.336)	
Outros tributos a recolher		16.934	254.536
Benefícios pós-emprego		(6.727)	(7.865)
Encargos setoriais		(42.399)	(28.273)
Provisões		(16.831)	(12.332)
Outros passivos operacionais		8.456	(2.204)
		(255.233)	155.305

Caixa proveniente das (aplicado nas) atividades operacionais

Imposto de renda e contribuição social pagos		223.839	(13.370)
--	--	---------	----------

Caixa líquido proveniente das (aplicado nas) atividades operacionais		(30.906)	(54.400)
---	--	-----------------	-----------------

Fluxo de caixa das atividades de investimento		192.933	(67.770)
--	--	----------------	-----------------

Adições aos Ativos da concessão		(304.958)	(265.588)
---------------------------------	--	-----------	-----------

Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento		(304.958)	(265.588)
--	--	------------------	------------------

Fluxo de caixa das atividades de financiamento			
---	--	--	--

Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(55.780)	(55.888)
--	--	----------	----------

Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures		564.598	496.186
--	--	---------	---------

NOTAS EXPLICATIVAS EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

3.7.2 Normas e interpretações revisadas, já emitidas pelo CPC, adotadas pela Companhia a partir de 1º de janeiro de 2018

3.7.2.1 CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente

Esta norma faz correlação à norma IFRS 15 e introduziu um novo modelo para o reconhecimento de receitas provenientes dos contratos com clientes. A mesma enfatiza o reconhecimento da receita como a transferência do controle de bens ou serviços aos clientes, em lugar do princípio da transferência de riscos e benefícios, considerando qual montante espera ser capaz de trocar por aqueles bens ou serviços e quando a receita deve ser reconhecida. O CPC 47 substituiu o CPC 30 (R1) - Receitas (IAS 18), o CPC 17 (R1) - Contratos de Construção (IAS 11) e as interpretações relacionadas. O pronunciamento requer aplicação retrospectiva e permite um dos seguintes métodos: (i) retrospectivo a cada período anterior apresentado; ou (ii) retrospectivo com efeito cumulativo da aplicação inicial na data da adoção inicial. A Companhia optou por adotar o pronunciamento usando o método retrospectivo com efeito cumulativo, cujos os impactos derivativos da adoção sendo contabilizados a partir de 1º de janeiro de 2018 na Demonstração do Resultado, contudo, os saldos classificados em 31 de dezembro de 2017 como "Intangível - Em curso" foram reclassificados para a rubrica de "Ativos da concessão" para melhor apresentação. Os contratos que começaram e concluíram no mesmo período de apresentação comparativa, bem como contratos que foram concluídos no início do período mais antigo apresentado, não serão reapresentados.

A Companhia realizou uma análise detalhada do impacto resultante da aplicação do CPC 47, incluindo a avaliação dos cinco passos para reconhecimento e mensuração da receita, quais são: (i) Identificar os tipos de contratos firmados com seus clientes; (ii) Identificar as obrigações presentes em cada tipo de contrato; (iii) Determinar o preço de cada tipo de transação; (iv) Alocar o preço às obrigações contidas nos contratos; e (v) Reconhecer a receita quando (ou na medida em que) a entidade satisfaz cada obrigação do contrato.

Após esta análise a Companhia concluiu que houve impacto no classificação do Intangível - Em curso sob o escopo do ICPC 01 (R1), conforme descrito na nota 3.7.2.3.

A Companhia também concluiu, com base em seus critérios de reconhecimento e mensuração descritos na nota 23, que não houve impacto significativo na adoção deste pronunciamento, exceto pela reclassificação das penalidades de indicadores de desempenho que eram classificados na demonstração do resultado como despesas operacionais e passaram a ser classificadas como itens redutores das receitas, conforme detalhado abaixo.

O pronunciamento define que o valor da contraprestação pela obrigação de desempenho pode variar em razão de descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares, cuja receita deve ser reconhecida de forma líquida dessa contraprestação variável. A Companhia é avaliada pela ANEEL em diversos aspectos no fornecimento de energia elétrica para clientes, dentre eles, está a qualidade do serviço e do produto oferecidos aos consumidores compreendendo a avaliação das interrupções no fornecimento de energia elétrica. Destacam-se os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC e DMIC sendo que, uma vez descumpridos, a Companhia é obrigada a ressarcir os clientes, por meio de desconto na fatura mensal de consumo de energia. O montante relativo ao exercício de 2017 está sendo reapresentado para efeito comparativo, para melhor apresentação dos saldos, conforme demonstrado na nota 4.

Adicionalmente, a norma estabeleceu um maior detalhamento nas divulgações relacionadas aos contratos com clientes (Nota 23).

3.7.2.2 CPC 48 - Instrumentos Financeiros

Esta norma faz correlação à norma IFRS 9 e substituiu o CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração (IAS 39). O CPC 48 trouxe como principais modificações: (i) requerimentos de redução ao valor recuperável (*impairment*) para ativos financeiros passando para o modelo híbrido de perdas esperadas e incorridas, em substituição ao modelo anterior de perdas incorridas; (ii) novos critérios de classificação e mensuração de ativos financeiros; e (iii) torna os requisitos para contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) menos rigorosos.

As mudanças nas políticas contábeis resultantes da adoção do CPC 48 foram aplicadas retrospectivamente, conforme requerido pela norma, todavia, a Companhia aproveitou a isenção que lhe permite não reapresentar informações comparativas de exercícios anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros (incluindo perdas de crédito esperadas). Assim, as diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção do CPC 48 foram reconhecidas no Patrimônio Líquido em 1º de janeiro de 2018.

A Companhia realizou uma avaliação de impacto detalhada na adoção da nova norma e identificou os seguintes aspectos:

• Classificação e mensuração

O CPC 48 apresenta uma nova abordagem de classificação e mensuração de ativos financeiros que refletem o modelo de negócios em que os ativos são administrados e suas características de fluxo de caixa.

Com relação aos passivos financeiros, a principal alteração relacionada aos requerimentos já estabelecidos pelo CPC 38 requer que a mudança no valor justo do passivo financeiro designado ao valor justo seja atribuível a mudanças no risco de crédito daquele passivo, sendo apresentada em outros resultados abrangentes e não na demonstração do resultado, a menos que tal reconhecimento resulte em uma incompatibilidade na demonstração do resultado.

Já para os ativos financeiros, o pronunciamento simplifica o modelo de mensuração anterior e estabelece três categorias de classificação: (i) mensurados ao custo amortizado; (ii) mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA); e (iii) mensurados ao valor justo por meio do resultado (VJR). A norma elimina as categorias existentes no CPC 38 de mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis e disponíveis para venda. Em relação à classificação e mensuração dos ativos financeiros, a Companhia alterou a classificação nas rubricas relacionadas abaixo. A alteração na classificação não impactou a mensuração dos itens não havendo, assim, impacto significativo nas demonstrações financeiras:

	Classificação CPC 38	Classificação CPC 48
Ativo financeiro indenizável	Disponível para venda	Valor justo por meio do resultado
Cauções e depósitos vinculados	Ativos mantidos até o vencimento	Custo amortizado
Bancos conta movimento (Caixa e Equivalentes de caixa)	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Consumidores e concessionárias	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Partes relacionadas (Outros créditos)	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Ativos financeiros setoriais	Disponível para venda	Custo amortizado

A Companhia possui passivos financeiros mensurados ao VJR, representados por dívidas em moeda estrangeira, para os quais existem instrumentos financeiros derivativos (swaps) para mitigação do risco cambial. Para esses derivativos, a Companhia poderá manter a mensuração ao valor justo por meio do resultado, não havendo divergências de mensuração entre o CPC 48 e o CPC 38 para esses passivos financeiros.

• Redução ao valor recuperável

O CPC 48 substituiu o modelo de perdas incorridas por um modelo prospectivo de perdas esperadas. Esta nova abordagem exige um julgamento relevante sobre como as mudanças em fatores econômicos afetam as perdas esperadas de crédito, que serão determinadas com base em probabilidades ponderadas. O novo modelo se aplica aos ativos financeiros mensurados ao custo amortizado ou ao VJORA, com exceção de investimentos em instrumentos patrimoniais e ativos contratuais.

De acordo com o CPC 48, as provisões para perdas esperadas serão mensuradas em uma das seguintes bases: (i) Perdas de crédito esperadas para 12 meses, ou seja, perdas de crédito que resultam de possíveis eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data-base; e (ii) Perdas de crédito esperadas para a vida inteira, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro. A norma também propôs a aplicação do expediente prático para os ativos financeiros que não possuem componentes de financiamento significativos, com uma abordagem simplificada cuja perda esperada será realizada com uma matriz por idade de vencimento das contas a receber.

Para as rubricas de Consumidores e Concessionárias e Outros créditos, a Administração da Companhia decidiu pela aplicação da abordagem simplificada e registrará perdas esperadas durante toda a vida em todos os créditos, resultando, quando aplicável, em uma aceleração no reconhecimento de perdas por redução ao valor recuperável em seus ativos financeiros. Para os demais ativos financeiros, a Companhia não identificou impactos significativos na adoção deste pronunciamento.

Após as devidas análises, a Companhia identificou os seguintes ajustes realizados em contrapartida da rubrica de Lucros acumulados no Patrimônio líquido em 1º de janeiro de 2018:

	Circulante e Não circulante			
	Nota	Saldo em 31/12/2017	Ajustes adoção inicial (CPC 48)	Saldo em 1º de janeiro de 2018
Consumidores e concessionárias (líquido da PECLD)	7	856.579	(53.876)	802.703
Outros créditos	13	88.494	1.459	89.953
PECLD	7.3	(117.365)	9.439	(107.926)
Total		827.708	(42.978)	784.730

Segue abaixo o detalhamento dos ajustes, incluindo os efeitos tributários:

	Nota	Consumidores e concessionárias	Outros créditos	PECLD (Nota 7.3)	Total
Consumidores	7				
Fornecimento faturado					
Residencial		7.888		(11.171)	(3.283)
Industrial		(35.346)		15.966	(19.380)
Comercial		(22.715)		8.234	(14.481)
Rural		(672)		202	(470)
Iluminação pública		(1.132)		(804)	(1.936)
Poder público		(887)		(131)	(1.018)
Serviço público		(1.012)		17	(995)
Não faturado				(2.773)	(2.773)
Serviços cobráveis				(101)	(101)
Serviços prestados a terceiros			1.459		1.459
Total de ajuste apurado		(53.876)	1.459	9.439	(42.978)
Ajuste de impostos de renda e Contribuição social diferidos	10.1.1	18.318	(496)	(3.209)	14.613
Ajuste de exercícios anteriores nos Lucros acumulados		(35.558)	963	6.230	(28.365)

Para mais informações sobre a nova política para cálculo da perda esperada, vide nota 7.3.

• Contabilidade de hedge (Hedge accounting)

O CPC 48 exige que a Companhia assegure que as relações de contabilidade de *hedge* estejam alinhadas com os objetivos e estratégias de gestão de risco da Companhia e que a mesma aplique uma abordagem mais qualitativa e prospectiva para avaliar a efetividade do *hedge*. A nova norma vem introduzir um modelo menos restritivo ao *hedge*, exigindo uma relação econômica entre o item coberto e o instrumento de *hedge* em que o índice de cobertura seja o mesmo que aplicado pela entidade para a gestão de risco.

Em relação à contabilidade de *hedge*, as novas regras não impactaram a Companhia devido a ausência desta modalidade de instrumento financeiro.

3.7.2.3 Revisão de Pronunciamentos Técnicos do CPC nº 12/17

O documento estabelece alterações a Interpretações e Pronunciamentos Técnicos, principalmente, em relação a: (i) Edição do CPC 47; (ii) Edição do CPC 48; (iii) Alteração na classificação e mensuração de transações de pagamento baseado em ações do CPC 10; (iv) Alteração na transferência da propriedade para investimento do CPC 28; e (v) Alterações anuais procedidas pelo IASB do Ciclo 2014 - 2016.

Em relação às revisões acima, destaca-se as alterações no CPC 40 - Instrumentos Financeiros: Evidenciação que trata das divulgações relativas aos instrumentos financeiros. Com a edição do CPC 48 foram incluídos no CPC 40 extensivas novas divulgações, especificamente sobre a contabilidade de *hedge*, risco de crédito e perdas de crédito esperadas.

A Companhia realizou uma análise para identificar os novos requerimentos de divulgação, destacando as divulgações pertinentes nas notas 7, 23 e 28.

Em relação às alterações introduzidas pelo CPC 47, destacamos abaixo as alterações no ICPC 01 (R1). A Companhia não identificou impactos significativos decorrentes das alterações nos demais pronunciamentos.

• ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão

As alterações introduzidas pelo CPC 47 impactaram a Companhia na forma de se classificar seus ativos, já que os mesmos estão sob alcance do ICPC 01. Dentre as alterações destaca-se o tratamento de todos os ativos no período de construção e que ainda não estão em serviço, para Ativos contratuais, sendo reclassificados para "Ativos da concessão".

Os impactos relativos à classificação dos Ativos de concessão estão discriminados na nota 14.

3.7.2.4 ICPC 21 - Transação em Moeda Estrangeira e Adiantamento

Esta interpretação esclarece que a data da transação, para determinar a taxa de câmbio a utilizar no reconhecimento inicial do item relacionado ao pagamento ou adiantamento, deve ser a data em que a entidade reconhece inicialmente o ativo ou passivo não monetário decorrente da contraprestação antecipada. Caso haja múltiplos pagamentos ou adiantamentos, a entidade deve determinar a data da transação para cada pagamento ou recebimento. A Companhia não identificou impactos significativos decorrentes da adoção deste pronunciamento.

7 Consumidores e concessionárias

	Valores Correntes						Valores Renegociados								
	A Vencer		Vencidos				A Vencer		Vencidos						
	Nota	Até 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	PECLD (Nota 7.3)	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	PECLD (Nota 7.3)	Saldo líquido em 31/12/2018	Saldo líquido em 31/12/2017	
Circulante															
Consumidores															
Fornecimento faturado															
Residencial			160.707	159.586	14.636	24.111	23.885	(45.212)	7.556	10.201	5.228	54.312	(55.531)	359.479	262.560
Industrial			92.031	64.621	2.783	2.063	7.557	(11.439)	2.771	2.306	1.093	10.858	(10.202)	164.442	86.786
Comércio, serviços e outras atividades			103.144	37.814	4.576	8.629	5.262	(14.328)	2.378	1.964	1.139	18.412	(18.404)	150.950	99.547
Rural			10.259	1.131	126	156	10	(189)	34	20	33	1.094	(286)	12.388	2.890
Poder público															
Federal			5.249	271	66	35	23	(47)	862	2.138	76	108	(4)	8.777	5.291
Estadual			4.665	74	3	36	31	(45)				16	(21)	4.759	4.304
Municipal			8.765	3.094	539	326	158	(519)	3.545			473	(768)	15.613	14.753
Iluminação pública			10.152	8.438	1.768	2.487		(1.313)	2.090	1.185	2	3.607	(1.449)	26.967	24.620
Serviço público			15.690	1.167	1.710	2.148		(9)	693	583	1.721	99	(47)	20.163	18.849
Serviços cobráveis			620	1.145	144	314		387	(638)					1.972	879
Fornecimento não faturado			291.578					(2.701)						288.877	261.163
(-) Atracação em processo de reclassificação			(76.450)											(76.450)	(157)
(-) Ajuste a valor presente	7.1														(608)
Outros créditos			483	82	127	135	165							992	721
Concessionárias			626.893	277.423	24.878	38.440	37.486	(76.440)	19.929	18.397	9.292	88.979	(86.348)	978.929	781.598
Suprimento de energia elétrica			1.680	1.033	161				553					3.427	4.223
Energia de curto prazo			18.079											18.079	-
Encargos de uso da rede elétrica			2.146	1.068	61	2		(130)						3.147	2.732
Outros créditos			37.387											37.387	30.891
Total Circulante			59.292	2.101	222	2	2	(130)	553	-	-	-	-	62.040	37.846
			686.185	279.524	25.100	38.442	37.486	(76.570)	20.482	18.397	9.292	88.979	(86.348)	1.040.969	819.444

	Correntes a vencer		Renegociados a vencer				
	Nota	Mais de 360 dias	PECLD (Nota 7.3)	Mais de 360 dias	PECLD (Nota 7.3)	Saldo líquido em 31/12/2018	Saldo líquido em 31/12/2017
Não circulante							
Consumidores							
Fornecimento faturado							
Residencial			6.382	(3.396)	2.986	8.427	
Industrial		4.290	(2.520)	2.070	(122)	3.718	5.223
Comércio, serviços e outras atividades		18	(18)	1.341	(1.073)	268	10.315
Rural			2	(1)	1	6	
Poder público							
Federal							
Estadual							
Municipal			10.552	(541)	10.011	12.564	
Iluminação pública			1.832		1.832	1.776	
Serviço público			(761)		(761)	(2.874)	
(-) Ajuste a valor presente	7.1						
Concessionárias			4.308	(2.538)	21.418	(5.133)	18.055
Outros créditos			1.029	(119)		910	1.679
Total Não circulante			1.029	(119)	-	910	1.679
			5.337	(2.657)	21.418	(5.133)	18.965

Os saldos de Consumidores e concessionárias são reconhecidos inicialmente ao valor justo, pelo valor faturado ou a ser faturado, e subsequentemente mensurados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, ajustados ao valor presente e deduzidas das reduções ao valor recuperável, quando aplicável, incluindo os respectivos impostos diretos de responsabilidade tributária da Companhia.

O saldo de Concessionárias refere-se a: (i) concessionárias revendedoras e empresas comercializadoras, bem como a receita referente à energia consumida e não faturada; e (ii) valores a receber relativos à energia comercializada e encargos na CCEE.

O prazo mínimo para o vencimento das faturas junto aos Consumidores das classes residencial, industrial, rural e comercial é de 5 dias úteis. Quando se tratar de consumidores das classes de poder público, iluminação pública e serviço público, o prazo mínimo para o vencimento é de 10 dias úteis. Contudo, a Companhia oferece aos consumidores a opção de alteração da data de vencimento da fatura (6 opções de datas) ao longo do mês.

7.1 Ajuste a valor presente

Os saldos renegociados estão reconhecidos a valor presente, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto.

O ajuste a valor presente, regulamentado pelo CPC 12, foi calculado com base na taxa de remuneração de capital, aplicada pela ANEEL nas revisões tarifárias da Companhia. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado. Em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017 a taxa corresponde a 12,26% a.a., afetando positivamente o resultado do exercício em R\$2.722 (positivamente em R\$500 em 2017) (Nota 25).

7.2 Consumidores

A variação no saldo a receber de consumidores é decorrente, substancialmente, dos reajustes tarifários anuais ocorridos em outubro de 2017 e outubro de 2018, que elevaram as tarifas de energia, na média, em 24,37% e 16,12%, respectivamente.

4 Reapresentação do exercício anterior

A Companhia está reapresentando o Balanço Patrimonial, a Demonstração do Resultado e a Demonstração do Valor Adicionado relativas a 31 de dezembro de 2017, originalmente autorizadas em 24 de janeiro de 2018.

Conforme descrito na nota 3.7.2, a Companhia passou a adotar novas normas de contabilidade. Alguns destes CPCs trouxeram mudanças nas práticas contábeis da Companhia e, conforme previsto no CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, tais mudanças de práticas requerem a aplicação retrospectiva, de forma a ajustar os exercícios anteriores, apresentados para fins de comparação com o exercício atual, como se estivessem corretos a partir do início do exercício mais antigo apresentado, sendo o ajuste

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

8 Ativos e passivos financeiros setoriais

	Saldo em 31/12/2017	Apropriação	Amortização (I)	Atualização monetária	Recebimento CCRBT (Nota 20)	Saldo em 31/12/2018	Valores em amortização	Valores em constituição	Circulante	Não circulante	Valores em amortização		Valores em constituição			
											IRT (*) 2018		IRT (*) 2019		IRT (*) A partir de 2020	
											IRT (*) 2018	IRT (*) 2019	IRT (*) 2018	IRT (*) 2019	IRT (*) 2018	IRT (*) 2019
CVA																
Compra de energia (ii)	420.326	66.530	(154.563)	23.758	9.791	365.842	245.881	119.961	274.198	91.644	245.881	113.270	6.691			
Custo da Energia de Itaipu (iii)	76.591	130.364	(66.657)	6.987		147.285	91.456	55.829	105.413	41.872	91.456	55.829				
PROINFA	(8.785)	5.568	9.082	(166)		5.699	3.878	1.821	4.333	1.366	3.878	1.821				
Transporte Rede Básica	18.655	13.758	(21.679)	2.344		13.078	29.471	(16.393)	25.373	(12.295)	29.471	(16.393)				
Transporte de Energia - Itaipu	14.120	5.871	(7.681)	958		13.268	10.650	2.618	11.305	1.963	10.650	2.618				
Encargos de Serviço do Sistema - ESS/Encargos de Energia de Reserva - EER (iv)	(207.206)	(119.407)	134.459	(14.617)		(206.771)	(153.624)	(53.147)	(166.911)	(39.860)	(153.624)	(53.147)				
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (v)	(144.307)	119.708	115.821	(3.019)		88.203	45.418	42.785	56.114	32.089	45.418	42.785				
	169.394	222.392	8.782	16.245	9.791	426.604	273.130	153.474	309.825	116.779	273.130	146.783	6.691			
Itens financeiros																
Sobrecontratação de energia (vi)	8.257	(30.718)	23.949	2.485		3.973	10.522	(6.549)	8.885	(4.912)	10.522	(6.549)				
Neutralidade da Parcela A	35.283	(6.035)	(41.233)	48		(11.937)	(19.315)	7.378	(20.671)	8.734	(19.315)	7.378				
Ultrapassagem de demanda e Excedente de reativos	(104.763)	(46.603)		(6.235)		(157.601)		(157.601)		(157.601)		(157.601)		(33.129)	(124.472)	
Outros (vii)	(30.932)	(41.568)	15.221	(798)		(58.077)	(9.134)	(48.943)	(36.721)	(21.356)	(9.134)	(27.586)		(21.357)	(145.829)	
	(92.155)	(124.924)	(2.063)	(4.500)	-	(223.642)	(17.927)	(205.715)	(48.507)	(175.135)	(17.927)	(59.886)	(145.829)			
PIS e COFINS																
PIS/COFINS Nota Técnica nº 115/04	(6.999)	5.878	-	-		(1.121)	-	(1.121)	(1.121)	-	-	(1.121)	-	-	-	
	(6.999)	5.878	-	-	-	(1.121)	-	(1.121)	(1.121)	-	-	(1,121)	-	(1,121)	-	
Total	70.240	103.346	6.719	11.745	9.791	201.841	255.203	(53.362)	260.197	(58.356)	255.203	85.776	(139.138)			
Ativo Circulante	55.365					261.319			261.319							
Ativo Não circulante	154.433					67.977				67.977						
Passivo Circulante	29.675					1.122			1.122							
Passivo Não circulante	109.883					126.333			126.333							

(*) IRT - Índice de Reposicionamento Tarifário

A receita da Companhia é, basicamente, composta pela venda da energia elétrica e pela entrega (transporte) da mesma por meio do uso da infraestrutura (rede) de distribuição. As receitas das concessionárias são afetadas pelo volume de energia entregue e pela tarifa. A tarifa de energia elétrica é composta por duas parcelas que refletem a composição da sua receita:

- Parcela "A" (custos não gerenciáveis): esta parcela deve ser neutra em relação ao desempenho da entidade, ou seja, os custos incorridos pelas distribuidoras, classificáveis como Parcela "A", são integralmente repassados ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente; e
- Parcela "B" (custos gerenciáveis): é composta pelos gastos na infraestrutura de distribuição e respectivo retorno pelo investimento e gastos com a operação e a manutenção. Essa parcela é aquela que efetivamente afeta o desempenho da entidade, pois possui risco intrínseco do negócio por não haver garantia de neutralidade tarifária.

Os ativos e passivos financeiros setoriais referem-se aos valores originados da diferença entre os custos previstos pela ANEEL e incluídos na tarifa no início do período tarifário (Parcela "A"), e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito incondicional da Companhia receber caixa do Poder Concedente nos casos em que os custos previstos são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos previstos são superiores aos custos efetivamente incorridos. São segregados entre ativo e passivo de acordo com o cronograma de homologação nas tarifas pela ANEEL nos próximos processos tarifários.

Nos reajustes tarifários a ANEEL recalcula os montantes efetivamente faturados e arrecadados, conforme regulamentações vigentes, com o objetivo de garantir a liquidação financeira desses montantes sem prejuízo ao equilíbrio econômico-financeiro da concessão reduzindo o risco de perdas a valores materiais.

São homologados anualmente pela ANEEL e incorporados à tarifa de energia por meio de Reajustes ou Revisões Tarifárias que, na Companhia, ocorrem em 23 de outubro.

Os valores que compõem os ativos e passivos financeiros setoriais são:

- **Conta de Compensação de Variação dos Valores de Itens da Parcela "A" - CVA:** É composta da variação dos custos com a aquisição da energia elétrica, de conexão e de transmissão, além dos encargos setoriais. A CVA deve ser neutra em relação ao desempenho da Companhia, ou seja, as variações apuradas são integralmente repassadas ao consumidor ou suportadas pelo Poder Concedente; e
- **Itens financeiros:** Referem-se a outros componentes financeiros que se constituem em direitos ou obrigações que também integram a composição tarifária, dentre eles: Sobrecontratação de energia; Neutralidade dos encargos setoriais; e a Exposição financeira no mercado de curto prazo por diferença de preços entre Submercados.

O processo de amortização se dá de forma mensal e corresponde ao recebimento/devolução por meio da aplicação das tarifas vigentes, homologadas nos últimos eventos tarifários. Para os Itens financeiros, os valores de amortização mensais correspondem a 1/12 avos dos montantes totais homologados pela ANEEL. Para a CVA, a amortização mensal é efetuada de acordo com a curva de mercado. Os valores em constituição referem-se à diferença entre os custos incorridos e os constantes na tarifa até a data do fechamento do mês de referência, a serem homologados nos próximos processos tarifários.

8.1 Efeitos relevantes no exercício

O total de ativos setoriais líquidos dos passivos, em 31 de dezembro de 2017, somava um valor de R\$70.240, sendo que o total de ativos setoriais líquido dos passivos em 31 de dezembro de 2018 soma um valor de R\$201.841. A variação total positiva no exercício no montante de R\$131.601 foi causada, substancialmente, pelos seguintes motivos:

(i) No exercício, foi repassado aos consumidores no faturamento de energia o montante de R\$6.719 referente a passivos setoriais líquidos homologados pela ANEEL.

(ii) Compra de energia: A variação no referido item deve-se a realização do custo de energia dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs estar distinto do custo de energia reconhecido no reajuste tarifário, principalmente: (i) na modalidade de disponibilidade, impactada pelo aumento do despacho termoeletrico, o qual possui um custo mais elevado em relação às outras fontes geradoras; e (ii) pelo elevado repasse do risco hidrológico associado às usinas comprometidas com contratos de Cotas de Garantia Física, cuja energia foi contratada no Ambiente de Contratação Regulada - ACR e que firmaram o termo de repactuação do risco hidrológico.

(iii) Custo da energia de Itaipu: A tarifa de repasse da UHE Itaipu tem o seu valor fixado em dólares por quilowatt de potência mensal contratada (US\$/kW) e, para o exercício de 2018, teve o seu valor definido em US\$27,87/kW. As faturas são pagas em moeda nacional sendo utilizada para conversão a taxa média de venda calculada pelo Banco Central do Brasil, no dia útil imediatamente anterior ao do pagamento da fatura. Dessa forma, o câmbio verificado no exercício em análise foi superior ao concedido como cobertura tarifária no processo de reajuste tarifário de 2017, gerando então um ativo regulatório, sendo parte já contemplado no reajuste tarifário de outubro de 2018 e parte a ser contemplado na revisão tarifária de 2019.

(iv) Encargos de Serviço do Sistema - ESS / Encargos de Energia de Reserva - EER: O ESS representa, principalmente, a necessidade de acionamento de agentes geradores térmicos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS fora da ordem de mérito de custo, assim como os serviços suplementares prestados pelos geradores de energia elétrica afim de manter o sistema de transmissão em condições adequadas de operação. O EER representa o encargo necessário para remunerar as usinas de geração de energia elétrica que operam na modalidade de Energia de Reserva, cujo objetivo é acrescentar segurança operativa e de suprimento ao setor elétrico. Ocorre que o custo do ESS/EER se mostrou inferior ao previsto com relação às respectivas coberturas tarifárias para o exercício em análise, gerando um passivo regulatório, sendo parte do passivo já contemplado no reajuste tarifário de outubro de 2018 e parte a ser contemplado na revisão tarifária de 2019.

(v) Conta de Desenvolvimento Energético - CDE: A CDE é um encargo setorial definido anualmente e custeado para todos os consumidores finais de energia elétrica. As distribuidoras, por sua vez, repassam mensalmente os recursos, divididos em quotas, para o fundo setorial. A variação da CDE no exercício refere-se, principalmente, ao aumento das quotas definidas para o ano de 2018 que representaram um aumento de 30% com relação as quotas definidas para o ano e 2017. Além disso, a partir de setembro de 2018, houve revisão orçamentária do fundo setorial, homologado por meio da Resolução Homologatória nº 2.446/2018, que representou aumento de 15,85% com relação ao valor das quotas estabelecidas originalmente para o ano de 2018. As alterações mencionadas influenciaram na formação de um ativo regulatório que, majoritariamente, foi revertido às tarifas no momento do processo de reajuste tarifário de 2018, sendo a outra parte a ser contemplada na revisão tarifária de 2019.

(vi) Sobrecontratação: A variação desse item deve-se, principalmente, à variação da carga durante o ano de 2018 com queda de 0,9% diante da carga total do ano inicialmente prevista, esperando fechar o ano com nível de contratação de 105,67%, ou seja, pouco acima do limite regulatório de 105%. O resultado da sobrecontratação depende da relação do preço médio de aquisição de energia em relação ao PLD, ou seja, enquanto o PLD for maior que o preço médio de aquisição de energia, o impacto da sobrecontratação é positivo na liquidação financeira do mercado de curto prazo. Para 2018, o PLD médio anual realizado foi de R\$287,83/MWh, maior do que o PLD médio anual de R\$210,05/MWh inicialmente esperado, comparado com o preço médio de aquisição de energia de R\$202,98/MWh o que significa um resultado anual positivo, embora não elevado, a favor da Companhia.

(vii) Outros: A variação no período é decorrente de reconhecimento como componente financeiro no reajuste tarifário de 2018 de ressarcimento de P&D no montante de R\$34.113, correspondente à devolução pela União, do excedente de arrecadação do adicional de 0,3% sobre a Receita Operacional Líquida - ROL, instituído pela Lei nº 12.111/2009, que foi repassado às tarifas de energia elétrica e recolhido ao Tesouro Nacional, no período de janeiro 2010 a dezembro de 2012, visando ressarcir Estados e municípios pela eventual perda de recolhimento do ICMS incidente sobre combustíveis fósseis utilizados na região de energia elétrica, nos 24 meses seguintes à interligação dos respectivos Sistemas Isolados ao Sistema Interligado Nacional - SIN. O montante está sendo devolvido na tarifa da Companhia a partir do reajuste tarifário de outubro de 2018.

9 Imposto de renda, Contribuição social e Outros tributos

	Nota	Saldo em 31/12/2017		Adição	Atualização monetária	Adiantamentos/ Pagamentos	Compensação de tributos	Transferência	Saldo em 31/12/2018
		Nota	31/12/2017						
Ativos compensáveis									
Imposto de renda e contribuição social a compensar	9.1	226.482	-	8.380	27.082	(127.550)	(65.358)	69.036	
Total Circulante		226.482	-	8.380	27.082	(127.550)	(65.358)	69.036	
Outros tributos compensáveis									
ICMS	9.2	94.660	95.105		1.164	(82.429)	108.500		
PIS e COFINS	9.1	96.644	313.869	990		(94.612)	(313.869)	3.022	
IRRF sobre aplicações financeiras		6.577	1.344			(640)	7.281		
IR/CS retidos sobre faturamento		471	1.422			(1.210)	683		
Outros		1.211	15				1.226		
Total		199.563	411.755	990	1.164	(94.612)	(398.148)	120.712	
Circulante		114.697						19.164	
Não circulante		84.866						101.548	
Passivos a recolher									
Imposto de renda e contribuição social a recolher		-	75.836			(3.824)	(67.208)	4.804	
Total Circulante		-	75.836	-	(3.824)	-	(67.208)	4.804	
Outros tributos a recolher									
ICMS	9.3	113.028	1.421.338			(1.320.735)	(82.429)	131.202	
PIS e COFINS		21.801	650.641			(109.832)	(313.869)	26.579	
Tributos sobre serviços prestados por terceiros		1.955	10.017			(9.959)		2.013	
IRRF sobre juros s/ capital próprio	9.4	9.844	9.944			(9.844)		9.944	
Parcelamentos	9.5	229.580		12.104		(19.547)		222.137	
Encargos com pessoal		5.187	2.348			(1.558)		5.977	
Outros		81	2.415			(1.938)		558	
Total		381.476	2.096.703	12.104	(1.473.413)	(222.162)	(396.298)	398.410	
Circulante		170.928						196.351	
Não circulante		210.548						202.059	

Conforme requerido pelo CPC 32 - Tributos sobre o Lucro, a Companhia apresenta os impostos e contribuições sociais correntes ativos e passivos, pelo seu montante líquido quando: (i) compensáveis pela mesma autoridade tributária; e (ii) a legislação tributária permitir que a Companhia pague ou compense o tributo em um único pagamento ou compensação.

11 Partes relacionadas

Além dos valores de dividendos a pagar (Nota 16) para sua Controladora, os demais saldos de ativos e passivos, bem como as transações da Companhia com sua Controladora, profissionais chave da Administração e outras partes relacionadas, que influenciaram o resultado do exercício, são apresentados como segue:

	Relacionamento	Preço praticado (R\$/MWh)	Duração	Ativo				Passivo				Receitas (Despesas)			
				Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante		Operacionais		Financeiras	
				31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	2018	2017	2018	
Consumidores e concessionárias (Nota 7)															
Ressarcimento por insuficiência de geração															
Porto do Pecém	Controle Comum		01/12/2012 a 31/12/2026	2.168	2.163	-	769	-	-	-	-	-	-	(3.844)	914
				2.168	2.163	-	769	-	-	-	-	-	-	(3.844)	914
Fornecedores (Nota 15)															
Suprimento de energia elétrica															
Porto do Pecém	Controle Comum	Parcela fixa (*) + Custo variável	01/01/2012 a 31/12/2026					3.375	8.678					(51.056)	(53.776)
Energest	Controle Comum		232.42	01/01/2008 a 31/12/2037				30	27					(277)	(269)
Investco	Controle Comum		192.67	01/08/2002 a 15/12/2032				167	151					(2.140)	(2.124)
Investco	Controle Comum		175.10	01/09/2005 a 15/12/2032				5	5					(66)	(66)
Lajeado	Controle Comum		230.41	01/01/2008 a 31/12/2037				2	2					(24)	(23)
Lajeado	Controle Comum		232.42	01/01/2009 a 31/12/2038				12	8					(109)	(106)
Lajeado	Controle Comum		216.43	01/01/2009 a 31/12/2038				38	34					(356)	(346)
Santa Fé	Controle Comum (**)		246.68	01/01/2009 a 31/12/2038				56	56					(577)	(560)

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FIMDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Contratantes a Energest, EnerPrev, Santa Fé, EDP GRID, Cachoeira Caldeirão, ECE Participações e Investco. Com a alienação da Santa Fé em dezembro de 2018, a partir de 2019 a referida estará excluída do compartilhamento.

Em 28 de julho de 2015, por meio do Despacho nº 2.430, a ANEEL anuiu o pedido e estipulou a vigência de 48 meses a partir da data da publicação do Despacho, entretanto, a Companhia foi autorizada a realizar o compartilhamento somente a partir de agosto de 2015. Em 16 de setembro de 2015, a Companhia solicitou à ANEEL anuência para os Termos de Quitação e Outras Avenças, objetivando aprovar os pagamentos referentes ao período de janeiro a julho, dos Contratos de Cessão de Espaço e Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura, uma vez que foram anuídos sem retroatividade. O pedido foi anuído pela ANEEL em 25 de abril de 2016, por meio do Despacho nº 987/16.

Os percentuais de rateio devem ser revistos anualmente e, em caso de alterações, os termos aditivos devem ser submetidos à anuência prévia da ANEEL.

(c) Contrato de Compartilhamento de Atividades de Backoffice: O instrumento tem por objetivo o rateio dos gastos com materiais, prestação de serviços e outros gastos associados às atividades de *backoffice*, tais como as funções administrativas, financeiras, contábeis, jurídicas e etc..

O critério de rateio considera direcionadores que ponderam o esforço de cada área para cada empresa, que foi suportado por consultoria especializada independente, e envolve as seguintes partes relacionadas: EDP - Energias do Brasil e suas controladas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, EDP Comercializadora, Energest, Investco, Lajeado, Santa Fé, EDP PCH e Porto do Pecém. Com a alienação da Santa Fé e da EDP PCH em dezembro de 2018, a partir de 2019 as mesmas estarão excluídas do compartilhamento.

Este contrato não necessita ser submetido à anuência prévia da ANEEL, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 699/16, uma vez que o reembolso do contrato negociado não supera o limite anual baseado na receita líquida da Companhia.

(d) Compartilhamento da plataforma NEWEB: Refere-se à licença de utilização do *software* Neweb, contratado pela EDP Portugal, com o objetivo de alojar os diferentes portais web do Grupo EDP no mundo.

11.1 Controladora direta

A controladora direta da Companhia é a EDP - Energias do Brasil, sendo esta controlada pela EDP - Energias de Portugal S.A.

11.2 Remuneração dos administradores

11.2.1 Opções de ações outorgadas da controladora

Em maio de 2016, julho de 2017 e junho de 2018, a controladora EDP - Energias do Brasil instituiu, respectivamente, o primeiro, o segundo e o terceiro planos de remuneração baseado em ações, com características semelhantes, os quais concedem outorga futura de suas ações aos seus beneficiários. Dentre os contemplados, encontram-se gestores e diretores estatutários e não estatutários da Companhia, sendo estimado no resultado de 2018 da mesma o montante de R\$420 (R\$250 em 2017) a ser reembolsado para a controladora no momento da outorga.

A outorga das ações será concedida quando do cumprimento de determinadas condicionantes no prazo estimado de 3 ou 5 anos a partir do início de cada plano.

11.2.2 Remuneração total do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária pagos pela Companhia referente ao exercício findo em 31 de dezembro

	2018			2017		
	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Total	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Total
Remuneração (a)	2.810	35	2.845	2.384	35	2.419
Benefícios de curto prazo (b)	220		220	165		165
Benefícios - Previdência Privada	153		153	40		40
Total	3.183	35	3.218	2.589	35	2.624

(a) É composta pela remuneração fixa e variável (bônus e participação nos resultados), além dos respectivos encargos sociais.

(b) Representa os benefícios com assistência médica e odontológica, subsídio medicamento, vales alimentação e refeição e seguro de vida.

Em relação à Opções de ações outorgadas da controladora (Nota 11.2.1), o montante relativo à diretores estatutários da Companhia, estimado no resultado de 2018, é de R\$165. Os montantes estimados apenas serão considerados como remuneração da diretoria estatutária neste quadro quando da efetiva outorga das ações da controladora.

11.2.3 Remuneração individual máxima, mínima e média do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária referente ao exercício findo em 31 de dezembro

	2018		2017	
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Número de membros	1,00	6,00	1,00	4,92
Valor da maior remuneração individual	35	885	35	807
Valor da menor remuneração individual	35	158	35	443
Valor médio da remuneração individual	35	530	35	526

12 Cauções e depósitos vinculados

	Nota	31/12/2017	Adição	Atualização	Resgate	Baixa	31/12/2018
Depósitos judiciais	21	90.897	11.097	12.139	(1.680)	(399)	112.054
Cauções e depósitos vinculados		1.074		6	(646)		433
Total		91.971	11.097	12.145	(2.326)	(399)	112.488
Circulante		229					286
Não circulante		91.742					112.202
Total		91.971					112.488

13 Outros créditos - Ativo e Outras contas a pagar - Passivo

	Nota	Circulante		Não circulante	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Outros créditos - Ativo					
Adiantamentos		2.085	3.947		
Descontos tarifários	13.1	21.288	25.775		
Bandeiras tarifárias - CCRBT		327	18.343		
Modicidade tarifária - baixa renda	13.2			8.055	8.055
Benefícios pós-emprego				2	
Bens destinados à alienação/desativação		3.288	2.610		
Serviços em curso		863	839		
Serviços prestados a terceiros		18.091	10.069		947
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	11			1.155	347
Estoques	13.3	9.463	7.909		
Outros		4.028	4.477	3.967	5.176
Total		59.433	73.969	13.179	14.525
Outras contas a pagar - Passivo					
Adiantamentos recebidos - alienação de bens e direitos		1.036	1.084		
Contribuição de iluminação pública	13.4	5.879	7.518		
Credores diversos - consumidores e concessionárias		29.224	16.709		
Folha de pagamento		2.200	1.971		
Modicidade tarifária - baixa renda	13.2	487	502	9.810	9.810
Cessão de créditos de ICMS		2.672	1.663		
Arrecadação de terceiros a repassar		7.582	7.961		
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	11	682	106	974	533
Obrigações sociais e trabalhistas	13.5	26.013	28.840		
Reserva para reversão e amortização	13.6	1.944		13.605	17.248
Outros		4.645	4.304		
Total		82.364	70.658	24.389	27.591

13.1 Descontos tarifários

Refere-se a descontos aplicados a clientes nas tarifas de unidades consumidoras, conforme regulamentação da ANEEL, por meio de resoluções específicas. Os descontos são aplicados de acordo com a classificação da atividade de cada unidade consumidora e procuram contemplar residências de famílias com baixa renda inscritas no Cadastro Único do Governo Federal, estímulo à melhoria da produção agrícola, assim como descontos para serviços públicos essenciais, como é o caso das unidades de água, esgoto e saneamento.

Ao mesmo tempo em que determina o percentual de desconto a ser aplicado nos faturamentos mensais das unidades consumidoras, a regulamentação também estabelece o direito da Companhia de ser ressarcida dos respectivos montantes por meio do mecanismo da subvenção econômica, com recursos originários da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, conforme Lei nº 10.438/02.

Até abril de 2017, a responsabilidade pela administração dos recursos da CDE e os respectivos repasses era da Eletrobras. Por meio da Lei nº 13.360/16, a partir de maio de 2017, a gestão e o repasse dos recursos passou a ser de responsabilidade da CCEE.

A ANEEL homologou os valores a serem repassados para a Companhia, por meio das seguintes Resoluções Homologatórias:

Resolução Homologatória	Competências	Valor mensal
ANEEL nº 2.315/2017	Out/2017 a Set/2018	9.621
ANEEL nº 2.469/2018	Out/2018 a Set/19	12.695

Segue abaixo a composição dos descontos tarifários:

	Saldo em 31/12/2017	Descontos tarifários	Atualização monetária	Ressarcimento	Saldo em 31/12/2018
Subsídio Baixa Renda	3.973	21.991		(21.007)	4.957
Subsídio Carga Fonte Incentivada - Res. nº 77/04	18.124	83.855	2.817	(93.303)	11.493
Subsídio Geração Fonte Incentivada - Res. nº 77/04	842	638	131	(912)	699
Subsídio Rural	2.865	13.134	445	(11.528)	4.916
Subsídio Irrigante/Aquicultor - Res. nº 207/06	(141)	281	(22)	(135)	(17)
Subsídio Água/Esgoto/Saneamento - Despacho nº 3.629/11	785	17.241	122	(16.055)	2.093
Subsídio Distribuição - TUSD fio B	(673)	3.406	(105)	(5.481)	(2.853)
	25.775	140.546	3.388	(148.421)	21.288

13.2 Modicidade tarifária - baixa renda

Atendendo ao Termo de Notificação nº 1.091/05, pelo qual a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP, determinou a correção de critérios de cadastramento dos equipamentos de medição instalados em unidades consumidoras residenciais, alterando de bílicas para monofásicas com efeito retroativo ao ano de 2002, a Companhia, nos períodos de 2008 e 2010, efetuou a revisão dos faturamentos na condição de residencial Baixa Renda, referente a valores a devolver aos consumidores faturados originalmente sem o respectivo desconto da tarifa social.

A restituição aos consumidores passou a ser efetuada a partir do faturamento de março de 2009, tendo sido restituído até 31 de dezembro de 2018 o montante de R\$19.458 (R\$19.443 em 31 de dezembro de 2017). O saldo a restituir aos consumidores em 31 de dezembro de 2018, de unidades consumidoras ativas e inativas, é de R\$10.297 (R\$10.312 em 31 de dezembro de 2017).

Como as restituições são realizadas mediante compensação nos faturamentos mensais, para os casos de unidades consumidoras inativas, são exigidas medidas da Companhia com vistas a identificar a nova localização do cliente para efetuar a devolução.

Adicionalmente, a regulamentação prevê o direito da Companhia em reaver esses ressarcimentos aos consumidores, a título de subvenção econômica, líquidos dos referidos impostos e deduções previstas.

A Companhia possui um saldo a receber em 31 de dezembro de 2018 de R\$8.055 (R\$8.055 em 31 de dezembro de 2017), que se realizará à medida em que as devoluções aos consumidores forem efetuadas bem como validadas pela ARSESP e homologadas pela ANEEL.

13.3 Estoques

Os estoques estão demonstrados ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor, deduzidos de eventual perda no valor recuperável. O método de avaliação dos estoques é efetuado com base na média ponderada móvel.

O saldo de estoques refere-se aos materiais utilizados na operação e manutenção da prestação dos serviços. Os materiais utilizados na construção da infraestrutura da concessão estão classificados nos Ativos da concessão (Nota 14.2.1.3) pelo montante, em 31 de dezembro de 2018, de R\$22.110 (R\$26.401 em 31 de dezembro de 2017).

13.4 Contribuição de iluminação pública

Refere-se à Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública - CIP que tem por finalidade os serviços de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção das instalações de iluminação pública. É cobrada dos consumidores, em conformidade com o estabelecido por lei municipal, arrecadada pelas distribuidoras e repassadas mensalmente às Prefeituras, conforme previsto no artigo 149-A da Constituição Federal.

13.5 Obrigações sociais e trabalhistas

Referem-se aos montantes de provisão e gratificação de férias, provisão de participação nos lucros e resultados e seus respectivos INSS e FGTS.

13.6 Reserva para reversão e amortização

Refere-se a recursos derivados da Reserva para reversão e amortização, constituída até 31 de dezembro de 1971 nos termos do regulamento do Serviço Público de Energia Elétrica - SPEE (Decreto Federal nº 41.019/57), aplicado pela Companhia na expansão do SPEE. Sobre o fundo para reversão, são cobrados juros de 5% a.a. sobre o valor da reserva, pagos mensalmente. A amortização do principal aguardava determinações do Poder Concedente. O Decreto Lei nº 9.022/2017 determinou que as Concessionárias, que possuam recursos correspondentes ao fundo de reversão, deveriam amortizar integralmente seus débitos até 31 de dezembro de 2026, junto à CCEE.

As amortizações foram iniciadas em janeiro de 2018 e o montante relativo ao principal e juros, das próximas 12 parcelas, foram transferidos do não circulante para o circulante.

14 Ativo financeiro indenizável, Intangível e Ativos da concessão

O CPC emitiu em 2009 com alterações posteriores, a Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão. Esta interpretação foi aprovada pela Deliberação CVM nº 677/11.

A ICPC 01 (R1) é aplicável aos contratos de concessão público-privado nos quais a entidade pública controla ou regula os serviços prestados, com qual infraestrutura, a que preço e para quem deve ser prestado o serviço e, além disso, detém a titularidade dessa infraestrutura. Desta forma, esta interpretação é aplicável ao contrato de concessão da Companhia.

De acordo com a ICPC 01 (R1), os ativos da infraestrutura enquadrados nesta interpretação não podem ser reconhecidos como ativo imobilizado uma vez que se considera que o concessionário não controla os ativos subjacentes, sendo reconhecidos de acordo com um dos modelos contábeis previstos na interpretação, dependendo do tipo de compromisso de remuneração do concessionário assumido junto ao concedente, que são o modelo do ativo financeiro, do ativo intangível e o bifurcado.

• **Modelo do ativo financeiro**

Este modelo é aplicável quando o concessionário tem o direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização da infraestrutura da concessão.

• **Modelo do ativo intangível**

Este modelo é aplicável quando o concessionário, no âmbito da concessão, é remunerado em função do grau de utilização da infraestrutura pelos usuários por meio da prestação de serviço.

• **Modelo bifurcado**

Este modelo aplica-se quando a concessão inclui, simultaneamente, compromissos de remuneração garantidos pelo concedente e compromissos de remuneração dependentes do nível de utilização das infraestruturas da concessão, cobrados dos usuários.

Como a Companhia é remunerada: (i) pelo Poder Concedente, no tocante ao valor residual da infraestrutura ao final do contrato de concessão; e (ii) pelos usuários, pela parte que lhes cabe dos serviços de construção e pela prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica, então, aplica-se o modelo bifurcado.

Devido a implementação da ICPC 01 (R1), os ativos de infraestrutura de distribuição em serviço foram bifurcados da seguinte forma: (i) Ativo financeiro indenizável (Nota 14.1) - composto pela parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final do contrato de concessão, e que serão objeto de indenização pelo Poder Concedente; e (ii) Intangível (Nota 14.2) - compreendendo o direito ao uso, durante o período da concessão, da infraestrutura construída ou adquirida pela Companhia e, consequentemente, ao direito de cobrar dos usuários pelos serviços prestados de fornecimento de energia elétrica ao longo do contrato de concessão.

Conforme mencionado na nota 3.7.2.3, com a adoção do CPC 47, os ativos da infraestrutura da distribuição, durante o período de construção, passaram a ser tratados como Ativos da concessão.

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019/57, os ativos de infraestrutura utilizados na distribuição são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador.

A Resolução ANEEL nº 691/15 regulamenta a desvinculação dos ativos vinculados às concessões do Serviço Público de Energia Elétrica concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à doação de interesse social ou alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, para aplicação na concessão.

14.1 Ativo financeiro indenizável

A Companhia apresenta saldo no ativo não circulante referente a crédito a receber do Poder Concedente ao final da concessão, a título de indenização pelos investimentos efetuados e não recuperados por meio da prestação de serviços outorgados, originados da bifurcação requerida pelo ICPC 01 (R1). Estes ativos financeiros são avaliados a valor justo com base no Valor Novo de Reposição - VNR dos ativos vinculados à concessão, revisado a cada quatro anos por meio do laudo de avaliação da Base de Remuneração Regulatória - BRR, conforme estabelecido no contrato de concessão.

O método do Valor Novo de Reposição - VNR estabelece que cada ativo é valorado, a preços atuais, por todos os gastos necessários para sua substituição por idêntico, similar ou equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade de ativo existente. A aplicação deste método se dá pela utilização do Banco de Preços Referenciais, do Banco de Preços da Companhia ou de Orçamento Referencial.

O Banco de Preços Referenciais representa os custos médios regulatórios, por agrupamento, de componentes menores e custos adicionais, conforme definido no Anexo V dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, submódulo 2.3.

O Banco de Preços da Companhia é definido como o banco formado com base em informações da própria empresa, podendo ser aplicado unicamente para os equipamentos principais ou também para os componentes menores e custos adicionais.

O Orçamento Referencial representa o valor de um bem ou suas partes constituintes através da comparação de dados de mercado relativos a outros de características similares, aplicado exclusivamente sobre Edificações, obras civis e benfeitorias.

O Ativo financeiro indenizável é ajustado: (i) por atualização do IPCA de acordo com a Resolução Normativa nº 686/15; e (ii) por adições e baixas de valores itens da infraestrutura conforme regulamentação da ANEEL.

Estes ativos serão reversíveis ao Poder Concedente no final da concessão e os efeitos da mensuração a valor justo são reconhecidos diretamente no resultado do exercício.

Nesse sentido, a avaliação é validada mediante fiscalização da ANEEL e ocorre a partir de inspeções em campo da infraestrutura da concessão, seguindo metodologia e critérios de avaliação de bens, considerados elegíveis, das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, com o objetivo restabelecer o nível eficiente dos custos operacionais e da base de remuneração regulatória das concessionárias.

A movimentação no exercício é a seguinte:

	Saldo em 31/12/2017	Transferência dos Ativos da concessão	Valor justo	Baixas	Saldo em 31/12/2018
Ativo financeiro indenizável	736.074	150.214	28.324	1.606	916.218
	736.074	150.214	28.324	1.606	916.218

14.2 Intangível e Ativos da concessão

O Intangível e os Ativos da concessão estão mensurados pelo custo total de aquisição/construção deduzidos da amortização acumulada, quando aplicável. A amortização é reconhecida no resultado baseando-se no método linear de acordo com a vida útil dos ativos, já que esse método é o que melhor reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo.

Em função do disposto nas Instruções Contábeis do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico e na Deliberação CVM nº 672/11, que aprova o pronunciamento técnico CPC 20 (R1), os encargos financeiros relativos aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no intangível em curso, estão registrados neste subgrupo como custo das respectivas obras. A taxa média mensal aplicada no exercício para determinar o montante dos encargos financeiros passíveis de capitalização foi de 1,7629%, que representa a taxa efetiva do empréstimo conforme regras previstas do PRORET submódulo 2.4 e Resolução Normativa ANEEL nº 648/15.

14.2.1 Composição

	31/12/2018				31/12/2017				
	Taxas anuais médias de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Taxas anuais médias de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	
Intangível									
Direito de concessão - Infraestrutura 14.2.1.1									
Em serviço	4,59	2.356.588	(1.511.130)	845.458	4,53	2.282.056	(1.454.732)	827.324	
Atividades não vinculadas à concessão									
Ágio na Incorporação									
Ágio de sociedade controladora	14.2.1.2	4,00	460.584	(304.677)	155.907	4,00	460.584	(286.216)	174.368
(-) Provisão para manutenção de dividendos	14.2.1.2	4,00	(460.584)	304.677	(155.907)	4,00	(460.584)	286.216	(174.368)
		2.356.588	(1.511.130)	845.458		2.282.056	(1.454.732)	827.324	
Ativos da concessão									
Em curso	14.2.1.3		207.320	-	207.320		183.964	-	183.964
			207.320	-	207.320		183.964	-	183.964
		2.563.908	(1.511.130)	1.052.778		2.466.020	(1.454.732)	1.011.288	

14.2.1.1 Direitos de Concessão - Infraestrutura

Referem-se ao direito da concessionária de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção do sistema de distribuição de energia elétrica e pelo uso de infraestrutura, originados da bifurcação requerida pelo ICPC 01 (R1). Estão registrados ao seu valor de custo acrescido de encargos financeiros, quando aplicável.

A amortização é registrada com base na vida útil estimada de cada bem, limitada ao prazo final da concessão. As taxas de amortização utilizadas são as determinadas pela ANEEL, responsável por estabelecer a vida útil dos ativos de distribuição do setor elétrico, e estão previstas no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico.

14.2.1.1.1 Bens totalmente amortizados

O saldo líquido do ativo intangível compreende itens que encontram-se totalmente amortizados. O custo histórico destes itens está demonstrado abaixo:

	31/12/2018	31/12/2017
Direito de concessão - Infraestrutura		
Edificações, obras civis e benfeitorias	21.654	16.096
Máquinas e equipamentos	471.880	480.462
Veículos	14.417	14.929
Móveis e utensílios	3.340	3.252
Outros	156.333	141.319
Total	667.624	656.058

Os itens totalmente depreciados são deduzidos da BRR, ou seja, no momento da apuração dos valores relativos à infraestrutura que irão compor a tarifa de energia a ser cobrada dos consumidores, é considerado o total do ativo bruto em serviço deduzido da amortização acumulada e incluindo os bens totalmente amortizados.

14.2.1.2 Ágio - Incorporação de sociedade controladora e Provisão para manutenção de dividendos

Refere-se à parcela cindida do ágio incorporado decorrente da aquisição de ações, o qual foi contabilizado de acordo com as Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/99 e ICPC 09 e, conforme determinação da ANEEL, está sendo realizado pela curva entre a expectativa de resultados futuros e o

NOTAS EXPLICATIVAS

EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

17 Debêntures

17.1 Composição do saldo de Debêntures

	Tipo de emissão	Quantidade de títulos	Valor nominal unitário	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	31/12/2018			31/12/2017				
										Encargos	Principal	Não Circulante	Encargos	Principal	Não Circulante		
Agente fiduciário																	
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 476/09	300	1.000	300.000	5ª emissão em 30/04/2014	30/04/2014 a 30/04/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	CDI + 1,39% a.a.	Principal semestral a partir de abril/2017 e juros semestral	447	36.001	36.448	1.475	72.000	36.000	109.475	
(-) Custos de emissão				(2.413)		30/04/2014 a 30/04/2019			Amortização mensal		(41)	(41)		(262)	(40)	(302)	
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 476/09	15.000	10	150.000	7ª emissão em 07/04/2017	07/04/2017 a 07/04/2022	Refinanciar e alongar o prazo média da dívida e capital de giro.	108,75% do CDI a.a.	Principal semestral a partir de abril/2020 e juros semestral	2.266		152.266	2.569		150.000	152.569	
(-) Custos de emissão				(1.052)		07/04/2017 a 07/04/2022			Amortização mensal		(600)	(600)			(858)	(858)	
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Instrução CVM nº 476/09	20.000	10	200.000	8ª emissão em 20/12/2017	20/12/2017 a 20/01/2021	Refinanciar e alongar o prazo média da dívida e capital de giro.	107,50% do CDI a.a.	Principal anual a partir de janeiro/2020 e juros semestral.	5.958		205.958	57		100.000	100.057	
(-) Custos de emissão				(1.183)		20/12/2017 a 20/01/2021			Amortização mensal		(742)	(742)		(457)	(726)	(1.183)	
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 476/09	260.000	1	260.000	9ª emissão em 15/08/2018	15/08/2018 a 15/08/2025	Expansão, renovação e melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica	IPCA + 5,91%	Principal anual a partir de agosto/2023 e juros semestral	4.873		266.510				-	
(-) Custos de emissão				(3.948)		15/08/2018 a 15/08/2025			Amortização mensal		(3.680)	(3.680)				-	
Total										13.544	35.960	606.615	656.119	4.101	71.281	284.376	359.758

As debêntures estão demonstradas pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva.

As debêntures não possuem garantias.

17.2 Movimentação das debêntures

	Saldo em 31/12/2017	Ingressos	Pagamentos	Juros provisionados	Transferências	Amortização do custo de transação	Saldo em 31/12/2018
Circulante							
Principal	72.000		(71.999)		36.000		36.001
Juros	4.101		(25.509)	34.952			13.544
Custo de transação	(719)				(585)	1.263	(41)
	75.382	-	(97.508)	34.952	35.415	1.263	49.504
Não circulante							
Principal	286.000	360.000		1.637	(36.000)		611.637
Custo de transação	(1.624)	(3.983)			585		(5.022)
	284.376	356.017	-	1.637	(35.415)	-	606.615

17.3 Vencimento das parcelas

	Vencimento	
Circulante		
2019		49.504
		49.504
Não circulante		
2020		157.510
2021		159.219
2022		29.336
2023		86.633
2024		86.868
2025		87.049
		606.615
Total		656.119

As emissões realizadas pela Companhia não são conversíveis em ação e foram emitidas de acordo com a Instrução CVM nº 476/09, ou seja, referem-se a ofertas públicas distribuídas com esforços restritos.

As principais cláusulas prevendo a rescisão dos contratos estão descritas abaixo, enquanto que a totalidade das cláusulas podem ser consultadas no prospecto ou na escritura da emissão:

• Para todas as emissões:

- (i) Declaração de falência da Emissora, pedido de recuperação judicial ou extrajudicial ou autofalência formulado pela Emissora;
- (ii) Se a Emissora propuser plano de recuperação extrajudicial a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; ou se a Emissora ingressar em juízo com requerimento de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente; e
- (iii) Perda da concessão para distribuição de energia elétrica.

18 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

18.1 Composição do saldo de Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

	Valor contratado	Data da contratação	Valor liberado	Vigência do contrato	Finalidade	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2018				31/12/2017					
										Encargos	Principal	Não Circulante	Total	Encargos	Principal	Não Circulante	Total		
Moeda nacional																			
Banco Citibank - Cédula de Câmbio	150.000	29/05/2015	150.000	29/05/2015 a 29/05/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	Dívida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado semestralmente, em Junho e Dezembro.	85% do CDI + 1,19% a.a.	Principal anual a partir de maio/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	476		75.000	75.476	1.027		75.000	75.000	151.027	
Eletrobras LPT - ECFS 184/07	12.359	25/06/2007	11.015	30/11/2009 a 30/10/2019	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1% a.a (tx.adm.)	Principal e Juros mensais	a. Notas Promissórias; b. Garantia em recebíveis.		1.095		1.095			1.423	1.095	2.518	
BNDES - BB/CALC	200.369	29/01/2009	141.271	17/02/2010 a 17/06/2019	Programas de investimentos nos segmentos de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica.	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(ii) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro. a.a. acima da TJLP	4,5% a.a. e de 1,81% a 3,32% a.a. acima da TJLP	Principal e Juros mensais	a. Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil; b. Depósito caucionado.	9		2.434	2.443	27		4.835	2.417	7.279	
BNDES - FINEM/Nº 14.2.1238.1	296.785	28/12/2014	253.733	28/12/2014 a 16/12/2024	Programa de investimentos de 2013 a 2015	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	TJLP a TJLP + 3,05% a.a., IPCA + TR(iii) + 3,05% a.a., e Pré de 6,00% a.a.	Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal. Principal e juros anuais. (iv)	a. Depósitos caucionados; b. Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil.	3.890		41.061	139.226	184.177	4.704		40.146	176.772	221.622
(-) Custo de transação		28/12/2014	(1.134)	28/12/2014 a 16/12/2024								(195)	(421)	(616)		(210)	(616)	(826)	
Notas Promissórias (4ª Emissão)	130.000	19/07/2017	130.000	19/07/2017 a 19/07/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	Dívida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	107,5% do CDI	Principal e Juros em parcela única no final		14.304		130.000	144.304		4.962		130.000	134.962	
(-) Custo de transação		19/07/2017	(90)	19/07/2017 a 19/07/2019								(23)	(23)			(68)	(68)		
BNDES - FINEM/Nº 17.2.0295.1	399.733	05/09/2017	158.600	05/09/2017 a 15/06/2025	Programa de investimentos no triênio de 2016 a 2018	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	TJLP + 2,96% a.a. IPCA + 3,23% a.a.	a)Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal; b)Principal e juros anuais.	a. Cessão fiduciária de no mínimo 130% do valor do saldo devedor; b. Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil.	970	5.830	8.746	153.151	168.697	904		122.190	123.094	
(-) Custo de transação		05/09/2017	(3.498)	05/09/2017 a 15/06/2025								(709)	(1.956)	(2.665)		(3.378)	(3.378)		
Banco ABC - Cédula de Crédito Bancário	90.000	07/11/2018	90.000	07/11/2018 a 05/02/2019	Capital de Giro		CDI + 0,95% a.a.	Principal e Juros em parcela única no final		924		90.000	90.924						
(-) Custo de transação		07/11/2018	(674)	07/11/2018 a 05/02/2019								(338)	(338)						
Total										20.573	5.830	347.071	290.000	663.474	6.662	4.962	121.194	503.412	636.230

	Valor contratado	Data da contratação	Valor liberado	Vigência do contrato	Finalidade	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	Encargos	Principal	Não Circulante	Total	Encargos	Principal	Não Circulante	Total		
Moeda estrangeira																			
Banco Citibank - Cédula de Crédito Bancário	USD 20.259	04/09/2015	USD 20.259	04/09/2015 a 04/09/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	Dívida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado semestralmente em Junho e Dezembro.	Libor 3M + 1,84% a.a.	Principal anual a partir de setembro/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	158		39.658	39.816	196		33.722	33.721	67.639	
										158	-	39.658	-	39.816	196	-	33.722	33.721	67.639

	Valor contratado	Data da contratação	Valor liberado	Vigência do contrato	Finalidade	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	Encargos	Principal	Não Circulante	Total	Encargos	Principal	Não Circulante	Total		
Derivativos																			
Banco Citibank		04/09/2015		04/09/2015 a 04/09/2019	Hedge frente ao financiamento do Banco Citibank		Swap de variação cambial e de Libor 3M + 1,84% a.a. para CDI + 1,20% a.a.	Conforme fluxo de amortização de principal e juros da dívida protegida.		40		(2.196)	(2.156)	229			6.499	6.728	
Total										40	-	(2.196)	-	(2.156)	229	-	-	6.499	6.728

(i) O EBITDA Ajustado significa "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais";

(ii) O EBITDA Ajustado significa "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais" e com outras rubricas não operacionais que tenham efeito no caixa;

(iii) Equivalerá ao resultado da interpolação linear das taxas internas de retorno observadas no mercado secundário das Notas do Tesouro Nacional Série B (NTN-B); e

(iv) Os subcréditos A, C, E e F possuem juros e amortizações mensais, e os subcréditos B e D possuem juros e amortizações anuais.

Os empréstimos e financiamentos são demonstrados pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva.

O empréstimo em moeda estrangeira e o respectivo Swap estão mensurados a valor justo por meio de resultado.

18.2 Movimentação dos empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

	Saldo em 31/12/2017	Ingressos	Pagamentos/ Recebimentos	Juros provisionados	Transfe-rências	Ajuste a valor de mercado	Amortização do custo de transação	Varição monetária e cambial	Saldo em 31/12/2018
Circulante									
Principal	155.126	172.000	(245.697)		299.768	194		6.603	387.994
Juros	6.858		(37.235)	43.228	7.690			190	20.731
Custo de transação	(210)	(676)			(1.685)		1.306		(1.265)
Swap	229		2.486	1.853	(483)	(447)		(5.794)	(2.156)
	162.003	171.324	(280.446)	45.081	305.290	(253)	1.306	999	405.304
Não circulante									
Principal	541.195	37.257			(299.768)	(212)		13.905	292.377
Juros	4.962			8.483	(7.690)			75	5.830
Custo de transação	(4.062)				1.685				(2.377)
Swap	6.499				483	1.483		(8.465)	-
	548.594	37.257	-	8.483	(305.290)	1.271	-	5.515	295.830

18.3 Vencimento das parcelas

	Vencimento	Tipo de moeda		Derivativos	Total
		Nacional	Estrangeira		
Circulante					
2019		367.644	39.816	(2.156)	405.304
		367.644	39.816	(2.156)	405.304
Não circulante					
2020		73.071			73.071
2021		67.376			67.376
2022		60.866			60.866
2023		38.094			38.094
2024 até 2025		56.423			56.423
		295.830	-	-	295.830
Total		663.474	39.816	(2.156)	701.134

19 Benefícios pós-emprego

A Companhia mantém atualmente planos de suplementação de aposentadoria e pensão em favor dos colaboradores e ex-colaboradores.

Conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 695/12, a contabilização de Benefícios pós-emprego, deve ocorrer com base nas regras estabelecidas no CPC 33 (R1). Para atendimento a essa exigência a Companhia contratou atuários independentes, para realização de avaliação atuarial para o plano de Assistência médica, segundo o Método do Crédito Unitário Projetado.

A Companhia reconhece as obrigações dos planos de benefício definido se o valor presente da obrigação, na data da demonstração financeira, é maior que o valor justo dos ativos do plano. Os ganhos e perdas atuariais gerados por

NOTAS EXPLICATIVAS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

A perda atuarial no valor presente das obrigações de R\$41.100, apurada na avaliação atuarial efetuada em 31 de dezembro de 2018, foi decorrente, principalmente, da redução na taxa de desconto.

As contribuições da Companhia esperadas para este plano para o exercício de 2019 são de R\$7.660.

O saldo de perda atuarial em 31 de dezembro de 2018, líquido de Imposto de renda e Contribuição social, é de R\$98.128 (perda atuarial de R\$71.002 em 31 de dezembro de 2017) (Nota 22.4).

19.1.1.3 Vencimentos dos planos de benefício

Os vencimentos dos planos de benefício, calculado nas avaliações atuariais, considerando o seguinte fluxo futuro de pagamentos de benefícios para os próximos 10 anos:

Vencimento	PSAP	
Circulante		
2019	53.659	
	53.659	
Não circulante		
2020	56.680	
2021	60.210	
2022	63.279	
2023	66.735	
2024 a 2028	389.418	
	636.322	
	689.981	

Total

19.1.1.4 Despesas líquidas

Os efeitos da revisão das avaliações atuariais reconhecidos no resultado e em outros resultados abrangentes, ambos em contrapartida a rubrica de Benefícios pós-emprego são os seguintes:

	Nota	2018	2017
Custo do serviço			
Custo do serviço corrente		1.073	1.199
Custo dos juros	25	2.352	(805)
Contribuições esperadas dos empregados		(3.497)	(3.963)
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado		(72)	(3.569)
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em despesa financeira líquida) (Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas demográficas (Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência (Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras		(15.878)	(7.578)
Ajustes a restrições ao ativo de benefício definido		26.598	(31.651)
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes		43.054	66.452
Total		41.100	37.813
		41.028	34.244

19.1.1.5 Classes de ativos

As principais classes de ativos dos planos estão segregadas conforme a seguir:

Classe de ativo	Mercado ativo	2018	2017
Títulos de dívida	Cotado	95,83%	78,25%
Ações	Cotado	3,21%	20,66%
Imóveis	Cotado	0,96%	0,24%
Outros	Não cotado		0,85%
Total		100,00%	100,00%

Para o exercício de 2018, dentre os investimentos realizados em ações, encontram-se ações da controladora EDP - Energias do Brasil avaliadas no montante de R\$86.

19.1.1.6 Participantes

Estes planos têm a seguinte composição de participantes:

	2018	2017
Participantes ativos	407	453
Participantes assistidos		
Com benefícios diferidos	98	94
Aposentados e pensionistas	872	838
	970	932
	1.377	1.385

19.1.1.7 Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade decorrente de risco de variação na taxa de desconto e na tábua de mortalidade é expressa a seguir, considerando apenas a alteração nas hipóteses mencionadas em cada linha:

Análise de sensibilidade	Obrigações do plano
Pressupostos centrais	906.791
Taxa de desconto	
Aumento em 0,5%	856.762
Redução em 0,5%	962.005
Mortalidade	
Se os membros do plano fossem um ano mais novos do que sua idade real	918.927

19.1.1.8 Premissas

As principais premissas utilizadas nas avaliações atuariais foram as seguintes:

Econômicas	2018	2017
Taxa de desconto - nominal	9,83% a.a.	10,34% a.a.
Crescimentos salariais futuros	5,40% a.a.	5,14% a.a.
Crescimento dos planos de benefícios	4,52% a.a.	4,65% a.a.
Inflação	4,52% a.a.	4,65% a.a.
Demográficas		
Tábua de mortalidade	AT-2000	AT-2000
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em inatividade	Muller	Muller

19.1.1.9 Confissão de dívida - EnerPrev

A Companhia, com o objetivo de equacionar o déficit atuarial da sua submassa BSPS e diminuir o risco de futuros déficits, formalizou instrumento jurídico com a EnerPrev decorrente de déficit atuarial, calculado conforme diretrizes da Resolução CGPC nº26/2008 e suas alterações. O acordo original estava sendo liquidado financeiramente em 240 meses com base em percentual sobre a folha de salários, contados a partir de setembro de 1997. Em 22 de agosto de 2016, a Companhia e a EnerPrev firmaram o 2º aditivo do termo de compromisso entre as empresas, destacando a alteração do prazo da liquidação (que estava prevista para encerrar-se em setembro de 2017) para 143 parcelas, sendo a primeira em setembro de 2016. A partir de dezembro de 2016, o saldo devedor e o valor da prestação mensal serão apurados uma vez por ano na época da avaliação atuarial da Enerprev, posicionada em dezembro, considerado o valor e o prazo remanescente da dívida. As premissas atuariais utilizadas pela Companhia atendem ao disposto no CPC 33 (R1) enquanto que as premissas atuariais utilizadas pela EnerPrev atendem a Resolução CGPC nº 18/2006 e Instrução Previc nº 7/2013. Segue abaixo conciliação entre os dois métodos de avaliação atuarial:

Valor presente das obrigações do plano	31/12/2018	31/12/2017
Valor justo dos ativos do plano	(907.301)	(806.432)
Superávit	943.974	879.647
Superávit irrecuperável	36.673	73.215
Passivo reconhecido submassas BSPS e CV - CPC33 (Nota 19.1.1.1)	(98.342)	(100.610)
Contrato de confissão de dívida e ajuste de reserva matemática - Resolução CGPC nº26/2008	(61.669)	(27.395)
Diferença entre premissas *	(55.035)	(61.057)
	6.634	(33.662)

(*) O montante de R\$6.634 (R\$33.662 em 31 de dezembro de 2017) é decorrente da diferença de premissas e metodologias utilizadas pela Companhia para fins de atendimento à Deliberação CVM nº 695/12 e aquelas utilizadas pela EnerPrev (administradora do plano de benefícios) para fins de atendimento à Resolução nº26/08 e suas alterações do Conselho Nacional de Previdência Complementar e tende a ser eliminada ao longo do tempo com a maturação do plano.

19.1.2 Contribuição definida

A Companhia e as demais empresas do Grupo EDP - Energias do Brasil são patrocinadoras do Plano Energias do Brasil administrado pela EnerPrev, o qual encontra-se aberto para adesão de novos participantes. Neste plano, o participante pode contribuir com o percentual fixo de 1% até 7% do salário de contribuição, no qual o percentual da contribuição das patrocinadoras em seu favor no referido plano também ocorrerá na mesma proporção, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a Companhia e as demais patrocinadoras. Os participantes poderão ainda participar com contribuições voluntárias mensais, que equivalem a um percentual de sua livre escolha aplicado sobre o seu salário de contribuição, ou anuais, por meio de um valor único a escolha do participante. Este tipo de contribuição é feita adicionalmente à contribuição básica, sem a proporcional contribuição das patrocinadoras. Na qualidade de patrocinadora, a Companhia contribuiu no exercício com R\$1.786 (R\$1.505 em 2017).

Em 31 de dezembro de 2018 esse plano tem a adesão de 683 colaboradores (626 em 31 de dezembro de 2017).

20 Encargos setoriais

As obrigações a recolher, derivadas de encargos estabelecidos pela legislação do setor elétrico, são as seguintes:

	Nota	Saldo em 31/12/2017	Adições (Reversões)	Atualizações monetárias	Pagamentos/ Recebimentos	Ressarcimento CCRBT (Nota 8)	Transfe- rências	Saldo em 31/12/2018
Conta de desenvolvimento energético - CDE	20.1 e 23	20.1	55.417	851.361	(876.232)			30.546
Encargos tarifários (ECE/ EAEEE)			2.965		(65)			2.900
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (P&D e PEE)	20.2 e 23	36.508	37.951	2.040	(40.901)			35.598
Bandeiras tarifárias (CCRBT)	8, 20.3 e 23	-	(13.550)			9.791	3.759	-
Outros encargos	23	502	3.575		(2.908)			1.169
Total		95.392	879.337	2.040	(920.106)	9.791	3.759	70.213
Circulante		91.594						63.155
Não circulante		3.798						7.058
Total		95.392						70.213

20.1 Conta de desenvolvimento energético - CDE

Referem-se aos valores a repassar à CDE, anuídos pela ANEEL, conforme demonstrado na tabela abaixo:

	Montante total	Valor cota mensal	Competência
Resolução Homologatória - ANEEL nº 1.863/15			
CDE - Energia (Recomposição Conta ACR) (*)	357.750	19.875	Outubro de 2015 a Março de 2017
Resolução Homologatória - ANEEL nº 2.231/17			
CDE - Energia (Recomposição Conta ACR) (*)	699.504	16.172	Abril de 2017 a Março de 2018
		21.060	Abril de 2018 a Março de 2020
Resolução Homologatória - ANEEL nº 2.202/17			
CDE - Energia	117.204	9.767	Outubro de 2017 a Setembro de 2018
Resolução Homologatória - ANEEL nº 2.446/18			
		24.892	Janeiro de 2018
CDE - Encargo de uso	495.654	53.750	Fevereiro de 2018
		34.148	Março de 2018 a Agosto de 2018
		53.031	Setembro de 2018 a Dezembro de 2018
CDE - Energia	120.562	10.047	Outubro de 2018 a Setembro de 2019

(*) A Resolução Homologatória ANEEL nº 2.231/17 revogou os montantes da Resolução ANEEL nº 1.863/15, a partir da competência de abril de 2017, uma vez que foi apurado pela CCEE que o índice de reserva de liquidez do fundo estava superior ao exigido pelos contratos de financiamento. Assim, em prol da modicidade tarifária, a ANEEL aprovou a redução das quotas mensais do encargo no período de abril de 2017 a março de 2018.

20.2 Pesquisa e desenvolvimento - P&D e Programa de eficiência energética - PEE

Os valores das obrigações a serem aplicadas nos programas de P&D e PEE registrados pela Companhia, são apurados nos termos da legislação setorial dos contratos de concessão de energia elétrica. A Companhia tem a obrigação de aplicar 1% da Receita operacional líquida ajustada em conformidade com os critérios definidos pela ANEEL, registrando mensalmente, por competência, o valor da obrigação. Esse passivo é atualizado mensalmente pela variação da taxa SELIC até o mês de realização dos gastos e baixados conforme sua realização. Os programas de P&D são regulamentados por meio das Resoluções Normativas ANEEL nº 316/08, aplicada até setembro de 2012, alterada pela Resolução Normativa nº 504/12, e os programas de PEE são regulamentados por meio das Resoluções nº 300/08, aplicada até maio de 2013, alterada pela Resolução Normativa nº 556/13. O saldo líquido em 31 de dezembro de 2018 no montante de R\$35.598 (R\$36.508 em 31 de dezembro de 2017) contempla a dedução dos gastos efetuados com os serviços em curso referentes à esses programas.

20.3 Bandeiras tarifárias

A partir de 1º de janeiro de 2015, por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 547 de 16 de abril de 2013, entrou em vigor o Sistema de Bandeiras Tarifárias. Este mecanismo tem como objetivo sinalizar aos consumidores os custos da geração de energia elétrica de cada mês, sendo dividido em 3 bandeiras: verde, amarela e vermelha. A cada mês, as condições de operação do sistema são reavaliadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, que define a melhor estratégia de geração de energia para atendimento da demanda. A partir dessa avaliação, define-se as térmicas que deverão ser acionadas.

A bandeira verde indica que o custo para geração de energia está no patamar normal, não sendo necessário nenhum acréscimo no valor das tarifas de energia. Já as bandeiras amarela e vermelha sinalizam que o custo da geração de energia está aumentado, sendo aplicado um adicional ao valor da tarifa de energia.

A partir de 1º de fevereiro de 2016, conforme estabelecido pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.016/16, se o custo variável da última usina a ser despachada pelo ONS: (i) fosse menor que R\$211,28/MWh, então a bandeira era verde; (ii) se estivesse entre R\$211,28/MWh e R\$422,56/MWh, a bandeira era amarela; (iii) se estivesse entre R\$422,56/MWh e R\$610,00/MWh, a bandeira era vermelha - patamar 1; e (iv) se fosse maior que R\$610,00/MWh, a bandeira era vermelha - patamar 2. A Resolução Homologatória ANEEL nº 2.203/2017, havia mantido as faixas de acionamento para o exercício de 2017.

Em 26 de outubro de 2017 a ANEEL apresentou a proposta de aprimoramento da metodologia das bandeiras tarifárias, por meio da audiência pública nº61/2017, propondo mudanças nos valores cobrados dos consumidores e inclusão de novos critérios no cálculo, como os custos que estão relacionados com o déficit hídrico.

Com a hidrológia desfavorável, a diretoria da ANEEL votou por implementar a sistemática proposta na audiência pública, em caráter excepcional, a partir do mês de novembro de 2017, antecipando a alteração no valor das bandeiras tarifárias previsto para ocorrer apenas em 2018, diante da relevante perspectiva de aprimoramento nella embutida e de sua potencial repercussão positiva sobre o acionamento das bandeiras tarifárias no curto prazo. Desta forma, a ANEEL elevou o valor adicional cobrado da bandeira vermelha - patamar 2 para R\$5,00 para cada 100 kWh. No caso da bandeira amarela, o adicional de cobrança reduziu para R\$1,00 a cada 100 kWh. Já a bandeira vermelha - patamar 1 manteve a cobrança adicional em R\$3,00 a cada 100 kWh consumidos.

Em 24 de abril de 2018 a ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 2.392, estabeleceu os novos critérios de acionamento das bandeiras tarifárias. A definição das faixas de acionamento observará limiares de risco hidrológico definidos segundo o histórico operativo do Sistema Interligado Nacional (SIN). A métrica de acionamento passa a levar em conta a definição de custo do risco hidrológico, onde há relação indireta entre a profundidade do déficit de geração hidráulica (GSF) e o preço da energia elétrica de curto prazo (PLD).

A composição dessas duas variáveis, em sistemática de galitão, faz com que a arrecadação prevista com as bandeiras tarifárias se aproxime mais dos custos incorridos. A referida Resolução Homologatória manteve os valores de adicionais das bandeiras amarela e vermelha que haviam sido definidos pela diretoria da ANEEL em novembro/2017.

A partir de 2019, a regra de acionamento e do tratamento da cobertura tarifária será reavaliada com base no calendário hidrológico, em abril, final do período úmido.

Desta forma, o saldo relativo às bandeiras tarifárias refere-se aos valores a repassar à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, gerida pela CCEE, provenientes da diferença entre os valores faturados líquidos de ICMS e os valores estimados não faturados, a título de bandeiras tarifárias, deduzidos de parte dos sobrecustos de energia e encargos.

Esses recursos são alocados para a cobertura de custos não previstos nas tarifas das diversas distribuidoras do país. O valor homologado mensalmente pela ANEEL a repassar ou a ressarcir é a diferença entre o montante cobrado dos clientes e os sobrecustos referentes a: (i) Segurança Energética do Encargo de Serviço do Sistema - ESS; (ii) despacho térmico; (iii) risco hidrológico; (iv) cotas de Itaipu; (v) exposição ao mercado de curto prazo; e (vi) excedente da Conta de Energia de Reserva - CONER. Os eventuais custos não cobertos pela receita são considerados no processo tarifário subsequente.

As bandeiras tarifárias aplicadas em 2018 foram:

Bandeiras	Meses
Verde	Janeiro, Fevereiro, Março, Abril e Dezembro
Amarela	Maio e Novembro
Vermelha - patamar 2	Junho, Julho, Agosto, Setembro e Outubro

21 Provisões

	Nota	Circulante 31/12/2018	31/12/2017	Não circulante 31/12/2018	31/12/2017
Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias	21.1	6.953	6.508	153.888	122.266
Total		6.953	6.508	153.888	122.266

As provisões são reconhecidas no balanço em decorrência de um evento passado, quando é provável que um recurso econômico seja requerido para saldar a obrigação e que possa ser estimada de maneira confiável. As provisões são registradas com base nas melhores estimativas do risco envolvido.

21.1 Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias

A Companhia é parte em ações judiciais e processos administrativos perante diversos tribunais e órgãos governamentais, decorrentes do curso normal das operações, envolvendo questões tributárias, trabalhistas, aspectos cíveis e outros assuntos.

As obrigações são mensuradas pela melhor estimativa da Administração para o desembolso que seria exigido para liquidá-las na data das demonstrações financeiras. São atualizadas monetariamente mensalmente por diversos índices, de acordo com a natureza da provisão, e são revistas periodicamente com o auxílio dos assessores jurídicos da Companhia.

21.1.1 Risco de perda provável

A Administração, com base em informações de seus assessores jurídicos e na análise das demandas judiciais pendentes, constituiu provisão em montante considerado suficiente para cobrir as perdas estimadas como prováveis para as ações em curso, como segue:

	Passivo				Ativo		
	Baixas		Reversões		Depósito judicial		
	Saldo em 31/12/2017	Constituição	Atualizações monetárias	Reclassificação	Saldo em 31/12/2018	31/12/2018	31/12/2017
Trabalhistas	29.213	8.991	(5.300)	(3.297)	5.671	36	35.314
Cíveis	85.041	22.344	(20.923)	(3.639)	17.034	(36)	99.821
Fiscais	721	1	(1)		1		722
Regulatórias	6.138				566		6.704
Outros	7.661	5.879	(932)		5.672		18.280
Total	128.774	37.215	(27.156)	(6.936)	28.944	-	160.841
Circulante							6.953
Não circulante							153.888
Total							160.841
							43.831
							32.925

21.1.1.1 Trabalhistas

Referem-se a diversas ações que questionam, entre outros, pagamento de horas extras, adicionais de periculosidade e equiparação salarial.

Em 4 de agosto de 2015, por meio do julgamento do processo de arguição de inconstitucionalidade nº 479-60.2011.5.04.0231, o Pleno do Tribunal Superior do Trabalho decidiu que os débitos trabalhistas devem ser atualizados com base na variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo Especial - IPCA-E, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. O índice seria utilizado pelo Conselho Superior da Justiça do Trabalho - CSJT para a tabela de atualização monetária da Justiça do Trabalho (Tabela Única). Desta forma, o índice de correção desses débitos, que era a Taxa Referencial - TR, passaria a ser o IPCA-E.

O novo índice deveria ser aplicado em todas as ações trabalhistas que envolvem entes públicos e privados que discutem dívidas posteriores a 30 de junho de 2009, que ainda não foram executadas ou houve o trânsito em julgado. Todavia, em 14 de outubro de 2015, o Ministro do Supremo Tribunal Federal - STF deferiu liminar para suspender os efeitos da decisão proferida pelo Tribunal Superior do Trabalho - TST.

Em ato contínuo, em 05 de dezembro de 2017, a 2ª Turma do STF, por maioria dos votos, julgou improcedente a ação ajuizada pela Federação Nacional dos Bancos - Fenaban contra a decisão do TST nos autos do processo ArgInc-479-60.2011.5.04.0231, que determinava a aplicação do IPCA-E como índice de correção monetária dos débitos trabalhistas. Na decisão questionada pela Fenaban, o TST declarou que o uso da TR como índice de correção na Justiça do Trabalho era inconstitucional, fêbitos, em consequência, revogada a liminar anteriormente deferida, e determinou a adoção do IPCA-E determinado pelo IBGE, para calcular os débitos.

Em março de 2018 os Embargos Declaratórios foram julgados no TST e, neste sentido, a Companhia entendeu, por hora, que a decisão do STF deveria ser aplicada a partir de seus efeitos modulatórios e não sobre todo o processo, logo, a aplicação do IPCA-E deveria ocorrer a partir de 25 de março de 2015. Cabe recurso ao tema.

Em dezembro de 2017 a Companhia já havia realizado uma correção adicional das causas trabalhistas, por conta da mudança do índice de correção, no valor de R\$3.228. Desde então, a Companhia passou a atualizar todos os processos trabalhistas por meio do IPCA-E.

21.1.1.2 Cíveis

Referem-se, principalmente, a pedidos de restituição dos valores pagos a título de majoração tarifária, efetuados pelos consumidores industriais em decorrência da aplicação das Portarias DNAEE nº 38/86 e nº 45/86 - Plano Cruzado, que vigoraram de fevereiro a novembro daquele ano. Os valores originais estão atualizados de acordo com a sistemática praticada no âmbito do Poder Judiciário. O saldo em 31 de dezembro de 2018 é de R\$49.772 (R\$50.355 em 31 de dezembro de 2017), destacando-se:

• Processo nº 2000.001.127615-0, em trâmite na 10ª Vara Cível do Foro Central da Comarca do Rio de Janeiro, movido pela White Martins que discute a existência de reflexos decorrentes da vigência das Portarias nºs 38/86 e 45/86 do extinto DNAEE, nas tarifas de consumo de energia elétrica, relativo ao período de setembro de 2000 em diante. No mês de abril de 2010, a Companhia cumpriu determinação judicial de substituição da garantia processual existente, de carta-fiança por depósito bancário

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

22.3.2 Lucros retidos a deliberar

Refere-se à parcela do lucro líquido do exercício anterior excedente ao dividendo mínimo obrigatório a ser deliberada em assembleia geral ou por outro órgão competente. É constituída conforme ICPC 08 (R1) e poderá ser destinada para pagamento de dividendos, retenção de lucros ou para aumento de capital.

O saldo em 31 de dezembro de 2017 de R\$118.770 havia sido distribuído como dividendos adicionais (Nota 16) conforme deliberação da AGO realizada em 25 de abril de 2018. Todavia, em AGE realizada em 21 de dezembro de 2018, a Companhia deliberou sobre a reversão deste montante para a Reserva de retenção de lucros (Nota 22.3.1).

22.4 Outros resultados abrangentes

Referem-se à contabilização de passivos oriundos de benefícios pós-emprego relativos a ganhos e perdas atuariais, conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 695/12 e regras estabelecidas no CPC 33 (R1), deduzido do respectivo Imposto de renda e contribuição social diferidos.

A movimentação de Outros resultados abrangentes no exercício é a seguinte:

	Saldo em 31/12/2017	Ganhos	Perdas	Provisão IRPJ/CSLL	Saldo em 31/12/2018
Ganhos e perdas atuariais - Benefícios pós-emprego	(107.577)	28.552	(69.652)	13.974	(148.677)
Imposto de renda e Contribuição social diferidos	36.575	-	-	50.549	(98.128)
	(71.002)	28.552	(69.652)	13.974	(98.128)

23 Receitas

As receitas são mensuradas pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita é reconhecida em bases mensais e quando existe evidência convincente de que houve: (i) a identificação dos direitos e obrigações do contrato com o cliente; (ii) a identificação da obrigação de desempenho presente no contrato; (iii) a determinação do preço para cada tipo de transação; (iv) a alocação do preço da transação às obrigações de desempenho estipuladas no contrato; e (v) o cumprimento das obrigações de desempenho do contrato. Uma receita não é reconhecida se há uma incerteza significativa na sua realização.

Os serviços prestados pela Companhia, em sua grande maioria, possuem as seguintes características: (i) são rotineiros e recorrentes; (ii) possuem o mesmo padrão de transferência; e (iii) são prestados ao longo de um determinado período. Desta forma, com relação à satisfação da obrigação de desempenho da Companhia, as mesmas são atendidas, substancialmente, ao longo do tempo.

A Companhia reconhece sua receita de forma líquida de eventuais descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares.

Os principais critérios de reconhecimento e mensuração, estão apresentados a seguir:

- Fornecimento - Faturado:** São reconhecidos por meio da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. Essa medição ocorre de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela Companhia. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário, sendo a receita de serviços registrada na medida em que as faturas são emitidas com base na tarifa vigente homologada pelo órgão regulador.
- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - Faturado:** São reconhecidas pela disponibilização da infraestrutura da rede elétrica de distribuição a seus clientes (livres e cativos), sendo o valor justo da contraprestação calculado conforme tarifa de uso do sistema, a qual é definida pelo órgão regulador.
- Não faturado:** Refere-se a energia fornecida e/ou ao uso do sistema de distribuição que ainda não foram faturados correspondentes ao período decorrido entre a data da última leitura e o encerramento das demonstrações financeiras. É estimada e reconhecida como receita não faturada considerando-se como base a carga real de energia distribuída no mês, o índice de perda anualizado e a tarifa vigente.
- Resultados de ativos financeiros setoriais:** É reconhecido mensalmente pela diferença entre os custos pertencentes à Parcela "A" efetivamente incorridos no resultado, daqueles reconhecidos na receita de operações com energia elétrica previstos na tarifa vigente pela ANEEL.
- Suprimento - Faturado:** Refere-se a energia elétrica fornecida para outra concessionária, segundo condições contratuais. O montante da contraprestação é determinado pela quantidade de energia entregue multiplicada pela tarifa estabelecida no contrato.
- Energia de curto prazo:** A receita é reconhecida pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que o excedente de energia é comercializado no âmbito da CCEE. A contraprestação corresponde a multiplicação da quantidade de energia vendida pelo Preço de Liquidação das Diferenças - PLD.
- Receita de construção:** O reconhecimento da receita de construção está diretamente associado às adições aos Ativos da concessão, não sendo incorporada margem nesta atividade de construção assim classificada conforme a aplicação da ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão. A formação da receita de construção resulta da alocação das horas trabalhadas pelas equipes técnicas, dos materiais utilizados, da medição da prestação de serviços terceirizados e outros custos diretamente alocados por meio do método de insumo, de acordo com o CPC 47. O registro contábil dessa receita é efetuado em contrapartida à Custo com construção da infraestrutura em igual montante (Nota 24).
- Subvenções vinculadas ao serviço concedido:** É reconhecida quando da efetiva aplicação de descontos nas tarifas de unidades consumidoras beneficiadas por subsídios governamentais (Nota 13.1) pela diferença entre a tarifa de referência da respectiva classe de consumo daquela efetivamente aplicada a consumidores beneficiários desses subsídios.
- Arrendamentos e aluguéis:** A receita de arrendamento é medida pelo valor justo da contraprestação a receber e são reconhecidas em bases mensais conforme os contratos de arrendamento.

	Nota	Nº de consumidores (*)		MWh (*)		R\$	
		2018	2017	2018	2017	2018	2017
Fornecimento - Faturado							
Residencial		1.722.917	1.676.680	3.747.802	3.671.770	1.569.564	1.174.553
Industrial		13.041	13.022	1.295.513	1.404.708	522.376	491.191
Comercial		128.403	126.737	1.918.708	1.909.316	794.039	642.098
Rural		7.915	7.904	81.684	82.631	32.063	17.021
Poder público		8.890	8.968	304.963	302.922	123.684	98.795
Iluminação pública		3.438	3.611	329.506	348.994	78.521	64.367
Serviço público		1.395	1.423	255.817	254.051	91.120	76.069
Consumo próprio		174	165	6.249	6.155	-	-
		1.886.173	1.838.510	7.940.242	7.980.547	3.211.367	2.564.094

	Nota	Nº de consumidores (*)		MWh (*)		R\$	
		2018	2017	2018	2017	2018	2017
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - Faturado							
Consumidores cativos							
Residencial						974.391	846.371
Industrial						270.237	201.181
Comercial						450.453	369.668
Rural						11.588	11.142
Poder público						62.891	50.927
Iluminação pública						49.327	45.960
Serviço público						41.535	29.241
Ressarcimento por indisponibilidade						(5.951)	(5.848)
Consumidores livres		518	452	7.200.801	6.826.779	1.039.039	789.478
		518	452	7.200.801	6.826.779	2.893.510	2.338.120

	Nota	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Não faturado							
Fornecimento						14.515	29.323
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição						15.900	34.228
						30.415	63.551

	Nota	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Resultados de ativos financeiros setoriais							
CVA	8					231.174	531.266
Itens financeiros - RTE						(46.603)	157.096
Itens financeiros - Outros						(46.272)	(2.044)
PIS/COFINS						5.878	20.763
						144.177	707.081

	Nota	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Suprimento - Faturado							
Energia de curto prazo	2	2	51.326	46.410	11.894	7.280	433.402
Receita de construção	24		616.884	1.271.134	258.532	433.402	318.683
Valor justo do ativo financeiro indenizável	14.1					28.324	10.216
Serviços cobráveis						8.893	6.077
Subvenções vinculadas ao serviço concedido						216.579	101.008
Arrendamentos e aluguéis						49.407	45.176
Outras receitas operacionais						9.973	26.204
Receita operacional bruta		1.886.693	1.838.964	15.809.253	16.124.870	7.181.754	6.571.951
(-) Deduções à receita operacional							
Tributos sobre a receita							
ICMS						(1.420.554)	(1.149.872)
PIS/COFINS						(644.953)	(544.847)
ISS						(340)	(323)
						(2.065.847)	(1.695.042)

	Nota	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Encargos do consumidor							
P&D e PEE	20.2					(37.951)	(36.375)
CDE	20.1					(851.361)	(650.013)
PROINFA - Consumidores Livres						(47.484)	(38.370)
Bandeiras tarifárias (CCRBT)	20.3					13.550	(178.786)
Outros encargos	20					(3.575)	(3.472)
						(926.821)	(907.016)
						(2.992.668)	(2.602.058)
Receita		1.886.693	1.838.964	15.809.253	16.124.870	4.189.086	3.969.893

(*) Não auditado pelos auditores independentes.

23.1 Subvenções vinculadas ao serviço concedido

A variação no exercício de 2018 é decorrente, substancialmente, da alteração da visão regulatória referente às bandeiras tarifárias, conforme disposto no Despacho ANEEL nº 4.368/2017. A partir do exercício de 2018, os montantes recebidos da CCRBT são considerados "Subvenções vinculadas ao serviço concedido" e, até o exercício anterior, eram considerados pela ANEEL como amortização de "CVA".

24 Gastos operacionais

Os gastos operacionais são reconhecidos e mensurados: (i) em conformidade com o regime de competência, apresentados líquidos dos respectivos créditos de PIS e COFINS, quando aplicável; (ii) com base na associação direta da receita; e (iii) quando não resultarem em benefícios econômicos futuros. Conforme requerido no artigo 187 da Lei nº 6.404/76, a Companhia classifica seus gastos operacionais na Demonstração do Resultado por função, ou seja, os gastos são segregados entre custos e despesas conforme sua origem e função desempenhada na Companhia.

Na segregação entre custos e despesas, são considerados os seguintes critérios: (i) Custo do serviço: contempla os gastos diretamente vinculados à prestação do serviço de energia elétrica vinculados a concessão, tais como, compra de energia elétrica para revenda, encargos de transmissão, amortização do direito de concessão da infraestrutura e os gastos relacionados ao atendimento comercial e operação e manutenção da concessão; e (ii) Despesas operacionais: são os gastos relacionados à administração da Companhia representando diversas atividades gerais atribuíveis às fases do negócio tais como pessoal administrativo, remuneração da administração, perda estimada com créditos de liquidação duvidosa e provisões judiciais, regulatórias e administrativas.

Segue abaixo o detalhamento dos gastos operacionais, de acordo com a sua natureza, conforme requerido pelo CPC 26 (R1):

	Nota	Custo do serviço		Despesas operacionais			Total
		Com energia elétrica	De operação	De prestação a terceiros	PECLD	Gerais e administrativas	
Não gerenciáveis							
Energia elétrica comprada para revenda	24.1	2.431.537	-	-	-	-	2.431.537
Encargos de uso da rede elétrica	24.2	499.111	-	-	-	-	499.111
Outras		952	-	-	-	-	952
		2.931.600	-	-	-	-	2.931.600
Gerenciáveis							
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada	24.3		129.232	46		39.167	168.445
Material			8.521	59		8.099	16.679
Serviços de terceiros	24.4		100.833	130		76.239	177.202
Depreciação			185			151	336
Amortização			88.866			10.924	99.790
PECLD/perdas líquidas					35.089		35.089
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas						19.954	19.954
Aluguéis e arrendamentos			710			7.825	8.535
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens						39.308	39.308
Custo com construção da infraestrutura	23			318.683			318.683
Outras			23.404			10.013	33.417
			337.165	318.918	35.089	152.418	59.262
Total		2.931.600	351.751	318.918	35.089	152.418	3.849.038

	Nota	Custo do serviço		Despesas operacionais			Total
		Com energia elétrica	De operação	De prestação a terceiros	PECLD	Gerais e administrativas	
Não gerenciáveis							
Energia elétrica comprada para revenda	24.1	2.516.251	-	-	-	-	2.516.251
Encargos de uso da rede elétrica	24.2	299.476	-	-	-	-	299.476
Outras		1.265	-	-	-	-	1.265
		2.816.992	-	-	-	-	2.816.992
Gerenciáveis							
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada	24.3		126.556	209		37.222	163.987
Material			7.092	304		6.587	13.983
Serviços de terceiros	24.4		99.451	853		67.383	167.687
Depreciação			182			217	399
Amortização			81.214			9.966	91.180
PECLD / perdas líquidas					39.225		39.225
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas						3.742	3.742
Aluguéis e arrendamentos			731			6.394	7.125
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens						36.810	36.810
Custo com construção da infraestrutura	23			269.742			269.742
Outras			21.939			12.995	34.934
			337.165	271.108	39.225	140.764	40.552
Total		2.816.992	337.165	271.108	39.225	140.764	3.645.806

(i) Em atendimento às melhores práticas de mercado, conforme o Índice de Sustentabilidade Empresarial - ISE da BM&FBOvespa, apresentamos o investimento social da Companhia que é dividido em: educação, cultura, saúde e saneamento e esporte. Do valor total da rubrica de Outras de R\$33.417 (R\$34.934 em 2017), R\$818 (R\$677 em 2017) referem-se ao montante de doações para investimento social. Adicionalmente, a Companhia também efetuou doações incentivadas utilizadas como benefício fiscal no montante de R\$1.565 (R\$2.764 em 2017), apresentadas líquidas dos montantes a recolher de ICMS e Imposto de Renda e Contribuição social.

24.1 Energia elétrica comprada para revenda

	Nota	2018	2017
Contratos de compra de energia por disponibilidade	24.1.1	993.597	1.041.514
Contratos de compra de energia por quantidade		406.630	366.220
PROINFA		63.131	65.692
Contratos de compra de energia por cotas		692.409	714.903
Energia de curto prazo	24.1.2	(17.019)	177.119
Energia de Itaipu Binacional	24.1.3	525.534	473.567
Encargo de Energia de Reserva - EER	24.1.4	24.505	(10.781)
Encargos de Serviço do Sistema - ESS		(11.312)	18.316
Outros		1.581	230
(-) Ressarcimentos CCEE/CONER			(74.024)
(-) Créditos de PIS/COFINS		(247.519)	(256.505)
		2.431.537	2.516.251

24.1.1 Contratos de compra de energia por disponibilidade

A redução dos montantes relacionados à compra de energia nos contratos na modalidade de disponibilidade decorre, principalmente, pela redução no acionamento de despachos termoeletrônicos realizado pelo ONS.

24.1.2 Energia de curto prazo

A redução deve-se, principalmente, aos montantes de: (i) R\$46.937 correspondente ao reconhecimento de saldos

**NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

28.1.1.1 Ativos financeiros

Na análise para a classificação dos ativos financeiros a Companhia avalia os seguintes aspectos: (i) o modelo de negócios para a gestão dos ativos financeiros; e (ii) as características do fluxo de caixa contratual do ativo financeiro.

Posteriormente ao reconhecimento inicial pelo seu valor justo, os ativos financeiros são classificados e mensurados conforme descrito abaixo:

• Custo amortizado

Se a Companhia, conforme seu modelo de negócio, possui a intenção de manter o ativo financeiro para receber fluxos de caixa contratuais e se os mesmos constituem recebimentos de principal e juros sobre o valor original.

• Valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA)

Se a Companhia, conforme seu modelo de negócio, possui a intenção de receber os fluxos de caixa contratuais, tanto pela manutenção quanto pela venda do ativo financeiro, e se os mesmos constituem recebimentos de principal e juros sobre o valor original.

• Valor justo por meio do resultado (VJR)

Se a Companhia possui um ativo financeiro que não se enquadra na classificação de custo amortizado ou VJORA ou quando a Companhia desejar eliminar ou reduzir significativamente uma inconsistência de mensuração ou de reconhecimento que, de outro modo, pode resultar da mensuração de ativos ou passivos ou do reconhecimento de ganhos e perdas nesses ativos e passivos em bases diferentes.

28.1.1.2 Passivos financeiros

Posteriormente ao reconhecimento inicial pelo seu valor justo, como regra geral, os passivos financeiros são classificados e mensurados como custo amortizado.

Os passivos financeiros apenas serão classificados como VJR se forem: (i) derivativos; (ii) passivos financeiros decorrentes de ativos financeiros transferidos que não se qualificaram para desreconhecimento; (iii) contratos de garantia financeira; (iv) compromissos de conceder empréstimo em taxa de juros abaixo do praticado no mercado; e (v) contraprestação contingente reconhecida por adquirente em combinação de negócios.

A Companhia também poderá classificar um passivo financeiro como VJR quando: (i) a Companhia desejar eliminar ou reduzir significativamente uma inconsistência de mensuração ou de reconhecimento que, de outro modo, pode resultar da mensuração de ativos ou passivos ou do reconhecimento de ganhos e perdas nesses ativos e passivos em bases diferentes; ou (ii) o desempenho de um passivo financeiro é avaliado com base no seu valor justo de acordo com uma estratégia documentada de gerenciamento de risco ou de investimento fornecidas internamente pela Administração da Companhia.

28.1.2 Valor justo

Valor justo é o preço que seria recebido pela venda de um ativo ou que seria pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração.

Para apuração do valor justo, a Companhia projeta os fluxos dos instrumentos financeiros até o término das operações seguindo as regras contratuais, inclusive para taxas pós-fixadas, e utiliza como taxa de desconto o Depósito Interbancário - DI futuro divulgado pela B3, exceto quando outra taxa for indicada na descrição das premissas para o cálculo do valor justo, e considerando também o risco de crédito próprio da Companhia e da Contraparte, de acordo com o CPC 46. Este procedimento pode resultar em um valor contábil diferente do seu valor justo principalmente em virtude dos instrumentos apresentarem prazos de liquidação longos e custos diferenciados em relação às taxas de juros praticadas atualmente para contratos similares.

No caso dos Empréstimos e financiamentos (Nota 18), de acordo com o CPC 12, não é aplicável a técnica de ajuste a valor presente aos contratos com o BNDES, uma vez que estes contratos possui características próprias.

As operações com instrumentos financeiros da Companhia que apresentam saldo contábil equivalente ao valor justo são decorrentes do fato destes instrumentos financeiros possuírem características substancialmente similares aos que seriam obtidos se fossem negociados no mercado.

Considerando que a taxa de mercado (ou custo de oportunidade do capital) é definida por agentes externos, levando em conta o prêmio de risco compatível com as atividades do setor e que, na impossibilidade de buscar outras alternativas ou diferentes hipóteses de mercado e/ou metodologias para suas estimativas, face aos negócios da empresa e às peculiaridades setoriais, o valor de mercado das Debêntures e dos Empréstimos e financiamentos diferem do seu valor contábil.

As informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração dos valores justos dos instrumentos financeiros, que diferem do valor contábil, são divulgadas a seguir levando em consideração os prazos e relevância de cada instrumento financeiro:

(i) Debêntures, Empréstimos e financiamentos e Derivativos: são mensurados por meio de modelo de precificação aplicado individualmente para cada transação levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas por meio das curvas de juros de mercado. Desta forma, o valor de mercado de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) trazido a valor presente pelo fator de desconto, incluindo o risco de crédito.

28.1.2.1 Mensuração a valor justo de instrumentos financeiros

A hierarquização dos instrumentos financeiros por meio do valor justo regula a necessidade de informações mais consistentes e atualizadas com o contexto externo à Companhia. São exigidos como forma de mensuração para o valor justo dos instrumentos da Companhia:

(a) Nível 1 - preços negociados em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos;

(b) Nível 2 - preços diferentes dos negociados em mercados ativos incluídos no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente; e

(c) Nível 3 - para o ativo ou passivo que são baseados em variáveis não observáveis no mercado. São geralmente obtidas internamente ou em outras fontes não consideradas de mercado.

A metodologia aplicada na segregação por níveis para o valor justo dos instrumentos financeiros da Companhia, classificados como valor justo por meio do resultado, foi baseada em uma análise individual buscando no mercado operações similares às contratadas e observadas. Os critérios para comparabilidade foram estruturados levando em consideração prazos, valores, carência, indexadores e mercados atuantes. Quanto mais simples e fácil o acesso à informação comparativa mais ativo é o mercado, quanto mais restrita a informação, mais restrito é o mercado para mensuração do instrumento. Não houve alteração nas classificações dos níveis de Instrumentos financeiros no exercício.

28.1.3 Instrumentos financeiros derivativos

Instrumento financeiro derivativo pode ser identificado desde que: (i) seu valor seja influenciado em função da flutuação da taxa ou do preço de um instrumento financeiro; (ii) não necessita de um investimento inicial ou é bem menor do que seria em contratos similares; e (iii) sempre será liquidado em data futura. Somente atendendo todas essas características podemos classificar um instrumento financeiro como derivativo.

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos pelo seu valor justo, sendo os ganhos e perdas resultantes dessa reavaliação registrados no resultado do exercício, exceto quando o derivativo for classificado como proteção de fluxo de caixa, sendo os ganhos e perdas registrados em Outros resultados abrangentes no Patrimônio líquido.

A Companhia contratou instrumento financeiro derivativo classificado como *swap*, registrado por meio de seu valor justo no resultado do exercício, com a finalidade de proteger os riscos da variação cambial e da taxa de juros Libor - 3M do financiamento contratado junto ao Banco Citibank.

Em atendimento à Instrução CVM nº 475/08, a informação sobre instrumentos financeiros derivativos deve compreender a razão do objeto protegido, o valor justo do instrumento, impacto nos resultados da Companhia durante o exercício, assim como características principais do objeto contratado. Esse detalhamento é demonstrado no quadro abaixo:

Descrição	Contraparte	Vigência	Posição	Nacional USD		Nacional RS		Valor justo		Efeitos no Resultado	
				31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	2018	2017
Swap											
Ativo	Citibank N.A.	04/09/2015 a	Libor 3M + 1,84% a.a.	10.129	20.259			39.956	68.522	16.398	(5.316)
Passivo		04/09/2019		CDI + 1,20% a.a.			(37.500)	(75.000)	(37.800)	(75.250)	(5.010)
				10.129	20.259			(37.500)	(75.000)	2.156	(6.728)

O vencimento líquido do derivativo encontra-se demonstrado na nota 18.3.

Os efeitos no resultado do exercício da dívida em moeda estrangeira, líquida do derivativo (*swap*), são demonstrados a seguir:

	Resultado	
	2018	2017
Receitas financeiras		
Variações monetárias moeda estrangeira	7.932	7.173
	7.932	7.173
Despesas financeiras		
Variações monetárias moeda estrangeira	(22.191)	(8.168)
Encargos de dívidas	(2.885)	(2.335)
Operações de <i>swap</i> e <i>hedge</i>	12.408	(4.789)
Marcação a mercado	(1.020)	2.800
	(13.688)	(12.491)
	(5.756)	(5.318)

Os impactos dos ganhos e perdas, por tipo de proteção, foram os seguintes:

	Resultado	
	31/12/2018	31/12/2017
Derivativos com propósito de proteção		
Riscos cambiais	14.256	994
Riscos de taxas de juros e moeda	(2.868)	(2.982)
Total	11.388	(1.988)

28.2 Gestão de riscos

A política de gestão de riscos da EDP - Energias do Brasil abrange todas as suas unidades de negócios e está alinhada à estratégia do Grupo EDP em suas operações no mundo. Cabe ao Comitê de Risco, garantir a governança do processo e atuar como elo entre a alta direção e a operação rotineira. Sua função é gerenciar e supervisionar todos os fatores de risco que possam provocar impactos nas atividades e nos resultados da Companhia, além de propor metodologias e melhorias ao sistema de gestão.

Desde 2006 o Grupo EDP - Energias do Brasil desenvolveu processos para monitoramento e avaliação dos riscos corporativos. A partir de 2010, foram criados novos métodos e um novo dicionário de riscos, tendo sido o mesmo consolidado em 2011 como uma Norma de Risco Corporativo, e mantida atualizada desde então.

A gestão de riscos corporativos é baseada nos melhores modelos de governança tais como COSO ERM - *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* e ISO 31.000. A gestão integrada de riscos atua como facilitadora no processo de gestão integrada de riscos, auxiliando na identificação, classificação, avaliação e gerenciamento dos riscos e tem como objetivo assegurar que os diversos riscos inerentes a cada uma das áreas da empresa sejam geridos por seus responsáveis e reportados periodicamente à Diretoria da Companhia.

O Comitê de Risco é composto por 3 "*Risk Officers*" separados por natureza dos riscos (Estratégicos, Energético/Regulatório, Financeiros e Operacionais) e pela Diretoria Executiva.

O Comitê de Risco realiza reportes periódicos para o Comitê de Auditoria para o acompanhamento das atividades da Gestão de Risco. Além disso, no sentido de potencializar sinergias de governança entre a função de Gestão de Risco, Auditoria Interna e *Compliance*, estas funções encontram-se reunidas em uma mesma diretoria.

28.2.1 Risco de mercado

O risco de mercado é apresentado como a possibilidade de perdas monetárias em função das oscilações de variáveis que tenham impacto em preços e taxas negociadas no mercado. Essas flutuações geram impacto a praticamente todos os setores e, portanto, representam fatores de riscos financeiros.

Os Empréstimos, financiamentos e Debêntures captados pela Companhia apresentados nas notas 17 e 18, possuem como contraparte a Eletrobras, os agentes fiduciários Pentágono S.A., Planner Trustee e Simplific Pavarini e os bancos ABC, BNDES e Citibank. As regras contratuais para os passivos financeiros adquiridos pela Companhia criam fundamentalmente riscos atrelados a essas exposições. Em 31 de dezembro de 2018 a Companhia possui risco de mercado associado à TJLP, CDI, Dólar, IPCA e Libor.

Deve-se considerar que a Companhia está exposta a oscilação da taxa SELIC e da inflação, podendo ter um custo maior na realização dessas operações. A Companhia possui exposições à variação cambial em Dólar e juros associados à Libor 3M atreladas a dívida em moeda estrangeira, entretanto, possui derivativo de *swap* com o objetivo de *hedge* econômico, para controlar todas as exposições à variação cambial e juros para essas obrigações.

A Companhia também está exposta ao risco de variação cambial, atrelado ao Dólar, por meio dos pagamentos de energia comprada de Itaipu, contudo, as alterações de variação cambial são repassadas integralmente ao consumidor na tarifa, por meio do mecanismo da CVA.

28.2.1.1 Análise de sensibilidade

Em atendimento à Instrução CVM nº 475/08, a Companhia efetua a análise de sensibilidade de seus instrumentos financeiros, inclusive os derivativos.

A análise de sensibilidade tem como objetivo mensurar o impacto às mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade contida no processo utilizado na preparação dessas análises. As informações demonstradas no quadro, mensuram contextualmente o impacto nos resultados da Companhia em função da variação de cada risco destacado.

No quadro a seguir foram considerados cenários dos indexadores utilizados pela Companhia, com as exposições aplicáveis de flutuação de taxas de juros e outros indexadores até as datas de vencimento dessas transações, com o cenário I (provável) o adotado pela Companhia, baseado fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do relatório Focus do Banco Central, os cenários II e III com 25% e 50% de aumento do risco, respectivamente, e os cenários IV e V com 25% e 50% de redução, respectivamente.

Operação	Risco	Aging cenário provável			Cenário (I) Provável
		Até 1 ano	2 a 5 anos	Acima de 5 anos	
Aplicação financeira - CDB	CDI	3.433			3.433
Fundos de investimento	CDI	8			8
Cauções e depósitos vinculados	CDI	2	2		4
Instrumentos financeiros ativos	CDI	3.443	2	-	3.445
Debêntures	CDI	(25.480)	(25.702)		(51.182)
Empréstimos e financiamentos - CCB	CDI	(2.467)			(2.467)
Empréstimos e financiamentos - NP	CDI	(5.246)			(5.246)
Instrumentos financeiros passivos	CDI	(33.193)	(25.702)	-	(58.895)
<i>Swap</i> - Ponta Passiva - Citibank N.A.	CDI	(2.327)			(2.327)
Instrumentos financeiros derivativos	CDI	(2.327)	-	-	(2.327)
		(32.077)	(25.700)	-	(57.777)
Empréstimos e financiamentos - BNDES	TJLP	(10.456)	(20.851)	(1.317)	(32.624)
Instrumentos financeiros passivos	TJLP	(10.456)	(20.851)	(1.317)	(32.624)
Citibank N.A.	Dólar	(41.832)	-	-	(41.832)
Principal	Dólar	(39.952)			(39.952)
Encargos	Dólar	(1.880)			(1.880)
Instrumentos financeiros passivos	Dólar	(41.832)	-	-	(41.832)
<i>Swap</i> - Ponta Ativa - Citibank N.A.	Dólar	41.832			41.832
Instrumentos financeiros derivativos	Dólar	41.832	-	-	41.832
		-	-	-	-
Debêntures	IPCA	(25.757)	(92.566)	(11.244)	(129.567)
Empréstimos e financiamentos - BNDES	IPCA	(17.192)	(34.749)	(1.723)	(53.664)
Instrumentos financeiros passivos	IPCA	(42.949)	(127.315)	(12.967)	(183.231)
Citibank N.A. - Encargos	Libor	(1.880)			(1.880)
Instrumentos financeiros passivos	Libor	(1.880)	-	-	(1.880)
<i>Swap</i> - Resultado - Citibank N.A.	Libor	1.880			1.880
Instrumentos financeiros derivativos	Libor	1.880	-	-	1.880
		-	-	-	-

As curvas futuras dos indicadores financeiros CDI, TJLP, Dólar, IPCA e Libor 3M estão em acordo com o projetado pelo mercado e alinhadas com a expectativa da Administração da Companhia.

Os indicadores tiveram seus intervalos conforme apresentado a seguir: CDI entre 6,4% e 8,6% a.a.; TJLP entre 6,5% e 7,0% a.a.; Dólar entre R\$3,67 e R\$3,90; IPCA entre 3,3% e 4,5% a.a.; e Libor entre 2,4% e 2,6% a.a.

28.2.2 Risco de liquidez

O risco de liquidez evidencia a capacidade da Companhia em liquidar as obrigações assumidas. Para determinar a capacidade financeira da Companhia em cumprir adequadamente os compromissos assumidos, os fluxos de vencimentos dos recursos captados e de outras obrigações fazem parte das divulgações. Informações com maior detalhamento sobre as debêntures e empréstimos captados pela Companhia são apresentados nas notas 17 e 18. A Administração da Companhia somente utiliza linhas de créditos que possibilitem sua alavancagem operacional. Essa premissa é afirmada quando observamos as características das captações efetivadas.

Os ativos financeiros mais expressivos da Companhia estão demonstrados nas rubricas: (i) Caixa e equivalentes de caixa (Nota 6), sendo o Caixa um montante cuja disponibilidade é imediata e os Equivalentes de caixa correspondentes às aplicações financeiras de liquidez imediata que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa; (ii) Consumidores e Concessionárias (Nota 7), cujos os saldos apresentados compreendem um fluxo estimado para os recebimentos; (iii) Ativo financeiro indenizável (Nota 14.1) cujo o saldo apresentado corresponde ao valor a receber do Poder Concedente ao final da concessão e está mensurado pelo valor novo de reposição; e (iv) Ativos financeiros setoriais (Nota 8) que serão homologados pelo Poder Concedente e recebidos por meio da tarifa nos próximos reajustes ou revisões tarifárias.

Os riscos de liquidez atribuídos às rubricas de Debêntures e Empréstimos e financiamentos referem-se a juros futuros que, consequentemente, não estão contabilizados e encontram-se demonstrados na nota 30.1.

A Companhia também gerencia o risco de liquidez por meio do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela análise de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro 2018, incluindo principal e juros, considerando a data mais próxima em que a Companhia espera liquidar as respectivas obrigações.

	31/12/2018				31/12/2017	
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 a 5 anos	Total	Total
Passivos financeiros						
Fornecedores	405.684	32.937	58.414	497.035	575.007	
Outras contas a pagar - Partes relacionadas			682	974	1.656	639
Debêntures	5.958	43.546	606.615	656.119	359.758	
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	2.719	99.643	305.098	295.830	703.290	703.869
Derivativos			(2.156)	(2.156)	6.728	
Passivos financeiros setoriais			1.122	126.333	127.455	139.558
	414.361	176.126	363.160	1.029.752	1.983.399	1.785.559

28.2.2.1 Risco de sobrecontratação

Conforme previsto na regulamentação do setor, em especial no Decreto nº 5.163/2004, se a energia contratada estiver dentro do limite de até 5% acima da necessidade total da distribuidora, haverá repasse integral às tarifas do custo incorrido com a compra de energia excedente e da consequente liquidação ao PLD. Contudo, quando a distribuidora ultrapassar o referido limite, sendo este ocasionado de forma voluntária, fica exposta à variação entre o preço de compra e o de venda do montante excedente no mercado de curto prazo.

A estratégia para contratação de energia pela Companhia busca assegurar que o nível de contratação permaneça na faixa entre 100% e 105%, minimizando os riscos com a compra de energia para atendimento ao mercado cativo. Para tal, a cada processo de decisão do montante de declaração de compra de energia em leilão e da participação em Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficit - MCSD, utilizam-se de modelos estatísticos para a projeções de diversos cenários de consumo, onde correlaciona-se variáveis climáticas, econômicas e tarifárias, além de modelos de otimização que buscam a minimização do custo, risco de penalidade e não-repasse tarifário.

Na regulação atual, a expansão em lastro do sistema energético nacional é garantida por meio da contratação de energia de longo prazo pelas distribuidoras, por meio da projeção do seu mercado cativo, com 3 a 6 anos de antecedência em relação ao período de suprimento da energia elétrica adquirida (alterado pelo Decreto nº 9.143/17), ou seja, as decisões de contratações utilizam-se de projeções econômicas de longo prazo que em situação de normalidade não apresentam grandes variações. O montante dos compromissos contratuais para compra de energia futura firmados até 31 de dezembro de 2018 estão apresentados na nota 30.1.

No cenário atual, além da queda no consumo ocasionada por uma conjuntura econômica adversa e imprevisível com 3 a 6 anos de antecedência, a forte elevação nas tarifas do mercado regulado em contrapartida de um preço baixo no mercado livre, levaram muitos clientes a migrarem do ambiente cativo ao livre, motivados por uma redução do custo com a compra de energia. Ambos os fatores levaram as distribuidoras a um cenário generalizado de sobrecontratação.

Para mitigação dos riscos de sobre e subcontratação (exposição), há instrumentos previstos na regulamentação para que as distribuidoras possam elevar ou reduzir o volume de energia contratada, ou seja, administrar seus portfólios de contratos. São eles:

- Elevação do nível de contratação por meio da contratação nos Leilões A-7, A-6, A-5, A-4, A-3, A-2, A-1, A-0, de fontes alternativas (alterado pelo Decreto nº 9.143/17), de ajuste e também por meio de participações no MCSD tanto de Energia Existente quanto de Energia Nova com declaração de déficit;
- (i) Diminuição do nível de contratação por meio da redução dos volumes dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs de energia existente por quantidade, com redução anual de até 4% do volume contratado por variações de mercado; (ii) declaração inferior a 96% do montante de reposição em Leilões A-1 (alterado pelo Decreto nº 8.828/16); (iii) redução de contratos de energia existente por quantidade por migração de consumidores convencionais e especiais (Previsto pela Resolução Normativa nº 726/2016) ao Ambiente de Contratação Livre (ACL); (iv) acordos bilaterais; e (v) participação em MCSD's com declaração de sobra.

Com a publicação da Lei nº 12.783/13, que tratou da prorrogação das concessões do setor de energia elétrica, os agentes detentores de usinas hidrelétricas cujo prazo de concessão terminasse em até cinco anos puderam solicitar a renovação da concessão, submetendo-se ao regime de Cotas de Garantia Física, alocadas às distribuidoras por meio dos Contratos de Cotas de Garantia Física - CCGFs. Assim, a partir de 2013, os CCGFs substituíram parte dos CCEARs de energia existente das distribuidoras.

No entanto, aos CCGFs não foi dada a prerrogativa de redução do volume contratado para que a distribuidora pudesse administrar o seu nível de contratação. Com esta alteração, alheia à gestão das distribuidoras, este segmento passou a não possuir mecanismos suficientes para se proteger contra a redução de consumo e migração de clientes ao ambiente livre. Nomeadamente, passou a não mais poder participar do MCSD 4%, tampouco do MCSD Trocas Livres e do MCSD Mensal. Logo, não mais pôde realizar reduções de volume nos CCEARs de energia existente tal como preconizado na Lei nº 10.848/04 e no artigo 29 do Decreto nº 5.163/04.

Além dos contratos CCGFs, que não apresentam a prerrogativa de redução do volume contratado, a perda de flexibilidade das distribuidoras na gestão de suas sobras contratuais foi potencializada pela introdução de CCEARs de energia existente por disponibilidade nos seus portfólios, os quais também não preveem cláusula contratual específica que permita a redução do montante contratado.

Em 2016 a Nota Técnica nº 109/2016 propunha o aprimoramento da Resolução Normativa nº 693/2015 permitindo criar o MCSD de Energia Nova como um mecanismo adicional para que tanto distribuidoras quanto geradoras pudessem descontratar energia no mercado regulado. Recentemente, mediante Resolução Normativa nº 833/2018, foi regulamentado o Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE como instrumento adicional de gestão de sobra de energia para as distribuidoras. Contudo, esta nova normativa também limitou a eficiência do MCSD Energia Nova e dos contratos bilaterais na redução do nível de contratação, permitindo a utilização destes mecanismos apenas com usinas que não estejam em operação comercial.

Com a publicação do Decreto nº 9.143/17, passou-se a reconhecer a exposição contratual involuntária das distribuidoras sempre que observada a condição do máximo esforço do agente, em razão de: (i) compra frustrada de energia elétrica em leilões de contratação; (ii) acontecimentos extraordinários e imprevisíveis decorrentes de eventos alheios à vontade do agente vendedor, reconhecidos pela ANEEL; (iii) alterações na distribuição dos CCGFs, na disponibilidade de energia e potência da Itaipu Binacional, do PROINFA e, a partir do ano de 2013, das Usinas Angra 1 e Angra 2; e (iv) exercício da opção de compra por consumidores livres e especiais. Contudo, apesar de reconhecida a exposição involuntária, os critérios de cumprimento da condição de máximo esforço do distribuidor estão em fase final de apuração na ANEEL no que se refere aos anos de 2016 em diante.

A sobrecontratação de energia, relativa ao exercício de 2018, afetou positivamente o resultado da Companhia em R\$6.591.

28.2.2.2 Vencimento antecipado de dívidas

NOTAS EXPLICATIVAS
EXERCÍCIOS FIMDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

A Administração entende que as operações de aplicações financeiras contratadas não expõem a Companhia a riscos de crédito significativos que futuramente possam gerar prejuízos materiais.

• Ativo financeiro indenizável

O saldo refere-se a valores a receber a título de indenização do Poder Concedente e são decorrentes dos investimentos realizados na infraestrutura da concessionária que não serão recuperados por meio da prestação de serviços outorgados até o final da concessão. O contrato de concessão garante o direito da Companhia à indenização dos ativos de infraestrutura ainda não amortizados, desde que autorizados pela ANEEL, e apurados em procedimentos de fiscalização da agência.

• Ativos financeiros setoriais

Os ativos financeiros setoriais decorrem das diferenças entre os custos previstos pela ANEEL e incluídos na tarifa no início do período tarifário, comparados àqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Anualmente, a ANEEL revisa as tarifas de Companhia e incorpora tais ativos na mesma. Adicionalmente, o contrato de concessão também garante que serão indenizados à Companhia os saldos remanescentes de eventual insuficiência de ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção, por qualquer motivo, da concessão.

28.2.5 Risco regulatório

As atividades da Companhia são regulamentadas e fiscalizadas pelas agências reguladoras (ANEEL, ARSESP etc.) e demais órgãos relacionados ao setor (MME, CCEE etc.). A Companhia tem o compromisso de estar em conformidade com todos os regulamentos expedidos, sendo assim, qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre suas atividades.

A mitigação dos riscos regulatórios é realizada por meio do monitoramento dos cenários que envolvem o negócio. Adicionalmente, a Companhia atua na discussão dos temas de seu interesse disponibilizando estudos, teses e experiências aos públicos formadores de opinião.

28.2.6 Gestão de capital

Os objetivos da Administração ao administrar o capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade da Companhia para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, o Grupo EDP - Energias do Brasil pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento.

	31/12/2018	31/12/2017
Total dos empréstimos e debêntures	1.357.253	1.070.355
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(151.754)	(132.915)
Dívida líquida	1.205.499	937.440
Total do Patrimônio Líquido	1.197.409	1.105.701
Total do capital	2.402.908	2.043.141
Índice de alavancagem financeira - %	50,17%	45,88%

29 Demonstrações dos Fluxos de Caixa

29.1 Atividades de financiamento

Em conformidade com o CPC 03 (R2) - Demonstrações dos Fluxos de Caixa, seguem abaixo as mudanças ocorridas nos ativos e passivos decorrentes das atividades de financiamento, incluindo os ajustes para conciliar o lucro:

	2018						
	Feito não caixa						
	Nota	Saldo em 31/12/2017	Efeito caixa	Variação monetária e cambial	Valor justo	Adições/baixas	Saldo em 31/12/2018
(Aumento) diminuição de passivos de financiamento							
Dividendos	16	55.780	(55.780)			56.350	56.350
Empréstimos, financiamentos e debêntures	17.2 e 18.2	1.070.355	186.644	6.514	1.018	92.722	1.357.253
		1.126.135	130.864	6.514	1.018	149.072	1.413.603

	2017						
	Feito não caixa						
	Saldo em 31/12/2016	Efeito caixa	Variação monetária e cambial	Valor justo	Adições/baixas	Outros	Saldo em 31/12/2017
(Aumento) diminuição de ativos de financiamento							
Cauções e depósitos vinculados	1.072	-	-	-	-	2	1.074
	1.072	-	-	-	-	2	1.074
(Aumento) diminuição de passivos de financiamento							
Dividendos	55.888	(55.888)			55.780		55.780
Empréstimos, financiamentos e debêntures	809.079	166.665	3.962	(2.800)	93.449		1.070.355
	864.967	110.777	3.962	(2.800)	149.229	-	1.126.135
	863.895	110.777	3.962	(2.800)	149.229	(2)	1.125.061

29.2 Transações não envolvendo caixa

Em conformidade com o CPC 03 (R2), as transações de investimento e financiamento que não envolveram o uso de caixa ou equivalentes de caixa não devem ser incluídas na demonstração dos fluxos de caixa.

Todas as atividades de investimento e financiamento que não envolveram movimentação de caixa e, portanto, não estão refletidas em nenhuma rubrica da demonstração do fluxo de caixa, estão demonstradas abaixo:

	2018	2017
Constituição de dividendos e JSCP a pagar	56.350	55.780
Capitalização de juros de empréstimos e debêntures aos Ativos de concessão	3.398	4.154
Capitalização nos Ativos da concessão relativos a contingências	10.325	
Total	70.073	59.934

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas Presidente	Michel Nunes Itkes Vice-Presidente
Carlos Emanuel Baptista Andrade Conselheiro	Henrique Manuel Marques Faria Lima Freire Conselheiro
Luiz Otavio Assis Henriques Conselheiro	Pompeu Freire de Mesquita Conselheiro

DIRETORIA ESTATUTÁRIA

Michel Nunes Itkes Diretor-Presidente	Fernando Peixoto Saliba Diretor de Sustentabilidade	Marney Tadeu Antunes Diretor Comercial e Diretor de Distribuição
Donato da Silva Filho Diretor de Regulação e Diretor de Gestão de Ativos e Administrativo	José Roberto Pascon Diretor de Planejamento e Engenharia	Dyogenes Rosi Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

CONTABILIDADE

André Luis Nunes de Mello Almeida Diretor de Contabilidade, Tributos e Gestão de Ativos (Corporativo)	Renan Silva Sobral Gestor de Contabilidade Contador - CRC 1SP271964/O-6
---	--

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da

EDP São Paulo Distribuidora de Energia S.A.

São Paulo - SP

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da EDP São Paulo Distribuidora de Energia S.A. (Companhia), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2018 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, da EDP São Paulo Distribuidora de Energia S.A. em 31 de dezembro de 2018, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Base para Opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras". Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras com um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

Valorização e classificação do ativo financeiro indenizável, ativos de concessão e do intangível (Consulte as notas explicativas 14.1, 14.2.1.1 e 14.2.1.3 às demonstrações financeiras)

As demonstrações financeiras apresentam saldos no ativo não circulante referentes a valores em construção (ativos de concessão) no montante de R\$207.320 mil, valores a amortizar no período da concessão (intangível) no montante de R\$ 845.458 mil e a valores a receber a título de indenização do Poder Concedente (ativo financeiro indenizável) no montante de R\$ 916.218 mil, referentes às atividades de distribuição. De acordo com a Interpretação Técnica ICPC 01(R1) - Contratos de Concessão (IFRIC 12), no contrato de construção de distribuição de energia está previsto que os investimentos realizados e não amortizados até o final do contrato de concessão dão origem a um ativo financeiro indenizável por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do Poder Concedente e, o investimento remanescente, deve ser classificado como um intangível em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, por meio do consumo de energia pelos consumidores. A avaliação dos investimentos entre ativo financeiro indenizável e intangível, pós período de construção (ativos de concessão), envolve complexidade e julgamento por parte da Companhia que pode impactar o valor desses ativos nas demonstrações financeiras.

Esse tema foi considerado como um dos principais assuntos de auditoria em função da relevância dos montantes envolvidos e pelos julgamentos significativos na avaliação da alocação dos investimentos entre o ativo financeiro indenizável e intangível, assim como os controles e critérios de elegibilidade para valorização e registro de adições dos ativos de infraestrutura, os quais estão sujeitos à revisão e homologação pela ANEEL.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Os nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros, a avaliação do desenho, implementação e efetividade dos controles internos chave relacionados ao processo de alocação dos investimentos e valorização do ativo financeiro indenizável; realização de inspeção documental, em base amostral, das adições ocorridas durante o exercício; avaliação da atualização monetária dos valores envolvidos, além de testes do cálculo da amortização do intangível. Avaliamos também as divulgações sobre o assunto nas demonstrações financeiras.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que os saldos do ativo financeiro indenizável e do intangível, bem como as divulgações relacionadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

Reconhecimento de receita de fornecimento não faturado (Consulte as notas explicativas 7 e 23 às demonstrações financeiras) Parte das receitas de vendas de energia da Companhia é calculada mensalmente efetuando-se a estimativa dos valores de energia fornecida aos consumidores, ainda não faturada na data do balanço, em virtude da defasagem entre a data da última leitura da medição e a data do encerramento do exercício social. Em 31 de dezembro de 2018, o valor estimado de venda de energia fornecida aos consumidores e não faturada totalizada nas demonstrações financeiras R\$ 288.877 mil. O reconhecimento da referida receita envolve julgamento significativo pela Companhia para a estimativa de consumo do volume de energia fornecida e respectiva atribuição às diferentes classes de consumidores, índice de perda e a tarifa vigente.

Esse tema foi considerado como um dos principais assuntos de auditoria em função da relevância dos montantes e julgamentos significativos que envolvem a estimativa de consumo que podem impactar o valor das receitas e contas a receber nas demonstrações financeiras.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Os nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros, a avaliação do desenho, implementação e efetividade dos controles internos chave relacionados à determinação do montante da receita de fornecimento não faturado. Avaliamos as principais premissas utilizadas pela Companhia, tais como índice de perdas técnicas e não técnicas, carga real de energia distribuída no mês e tarifa média. Adicionalmente, avaliamos os dados utilizados no cálculo da estimativa efetuada pela Companhia e efetuamos o recálculo da receita de fornecimento não faturado. Avaliamos também as divulgações da Companhia em relação às demonstrações financeiras.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que os saldos relacionados ao reconhecimento da receita de fornecimento não faturado, bem como as divulgações relacionadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

Outros assuntos - Demonstração do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentada como informação suplementar para fins de IFRS, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e está consistente em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

30 Compromissos contratuais e Garantias

30.1 Compromissos contratuais

Em 31 de dezembro de 2018 a Companhia apresenta os compromissos contratuais, não reconhecidos nas demonstrações financeiras, apresentados por maturidade de vencimento.

Os compromissos contratuais referidos no quadro abaixo refletem essencialmente acordos e compromissos necessários para o decurso normal da atividade operacional da Companhia, inclusive aqueles compromissos contratuais que ultrapassam a data final da concessão, atualizados com as respectivas taxas projetadas e ajustados ao valor presente pela taxa que corresponde o custo médio de capital (WACC) do Grupo EDP.

	31/12/2018				Total geral	31/12/2017
	2019	2020 a 2021	2022 a 2023	A partir de 2024	Total geral	Total geral
Responsabilidades com locações operacionais	1.608	798			2.406	16.204
Obrigações de compra						
Compra de energia	2.234.276	4.260.599	3.766.921	12.421.554	22.683.350	23.220.976
Encargos de conexão e transporte de energia	262.319	645.073	611.285	1.297.220	2.815.897	4.453.474
Materiais e serviços	395.342	204.948	36.400	1.229	637.919	872.687
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	73.061	81.005	32.858	9.417	196.341	212.601
	2.966.606	5.192.423	4.447.464	13.729.420	26.335.913	28.775.942

Os compromissos contratuais referidos no quadro abaixo refletem os mesmos compromissos contratuais demonstrados acima, todavia, estão atualizados com as respectivas taxas na data-base de 31 de dezembro de 2018, ou seja, sem projeção dos índices de correção, e não estão ajustados a valor presente.

	31/12/2018				Total geral	31/12/2017
	2019	2020 a 2021	2022 a 2023	A partir de 2024	Total geral	Total geral
Responsabilidades com locações operacionais	1.608	827			2.435	13.144
Obrigações de compra						
Compra de energia	2.258.779	4.719.309	4.711.639	21.272.866	32.962.593	33.694.501
Encargos de conexão e transporte de energia	393.537	787.075	787.075	1.967.687	3.935.374	5.080.764
Materiais e serviços	395.342	213.688	40.684	1.479	651.193	709.014
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	76.109	86.485	44.273	14.962	221.829	200.849
	3.125.375	5.807.384	5.583.671	23.256.994	37.773.424	39.698.272

30.2 Garantias

Tipo de garantia	Modalidade	Limite máximo garantido	
		31/12/2018	31/12/2017
Empréstimos e financiamentos	(i) Depósito Cauçionado, (ii) Recebíveis, (iii) Notas Promissórias e (iv) Fiança Corporativa.	469.955	574.400
Seguro de vida	Aval de acionista	135.741	131.923
Ações judiciais	(i) Fiança Bancária, (ii) Seguro garantia e (iii) Depósito Cauçionado.	533.595	505.254
Compra de energia	(i) Depósito Cauçionado e (ii) Recebíveis.	139.661	109.077
Outros	(i) Fiança Bancária, (ii) Recebíveis e (iii) Depósito Cauçionado.	35.959	31.744
		1.314.911	1.352.398

31 Cobertura de seguros

A Companhia mantém apólices de seguros com coberturas determinadas por orientação de especialistas e regidas por norma de contratação e manutenção de seguros aprovado pela Diretoria do Grupo EDP - Energias do Brasil. A contratação de seguros leva em consideração a natureza e o grau de risco por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e responsabilidades.

As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo de uma revisão das demonstrações financeiras e consequentemente, não foram auditadas pelos auditores independentes. Os principais valores em risco com coberturas de seguros são:

	31/12/2018		31/12/2017	
	Valor em risco	Limite máximo de indenização	Valor em risco	Limite máximo de indenização
Subestações	419.389	32.000	425.283	32.000
Prédios e conteúdos (próprios e terceiros)	69.925	65.000	57.673	57.673
Transportes (materiais)	9.600	2.500		
Transportes (veículos)	789	789	2.029	2.029
Seguro de vida	135.741	(*)	131.923	(*)

(*) O valor de indenização será de 24 vezes o salário do colaborador, sendo o limite máximo de R\$556 até o cargo de diretor. Para os cargos de vice-presidente e presidente o limite máximo é de R\$ 1.389.

A Companhia possui seguro patrimonial das subestações onde, dentre os itens segurados, destacam-se máquinas e equipamentos de transmissão e distribuição de energia elétrica.

A EDP - Energias do Brasil possui cobertura de Responsabilidade Civil, estendida para a Companhia, com os limites conforme apresentados abaixo:

- (i) Responsabilidade civil geral, com cobertura de até R\$50.000;
- (ii) Responsabilidade civil ambiental, com cobertura de até R\$18.218;
- (iii) Responsabilidade civil de administradores e diretores, com cobertura de até R\$193.00