

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO | 2017

MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Prezados Acionistas,

O ano de 2017 será lembrado como o início da grande transformação do Grupo Neoenergia, controlador da CELPE, com 89,65% de participação em seu capital social. Com a incorporação da Elektro Holding, em agosto, o Grupo Neoenergia passou a ser o maior grupo privado do setor elétrico brasileiro em número de clientes. São 13,5 milhões de unidades consumidoras atendidas pelas quatro distribuidoras (Coelba, Celpe, Cosern e Elektro Redes), um universo de 34 milhões de pessoas – quase 20% da população brasileira. Em Geração, o Grupo Neoenergia possui capacidade instalada de 4,3 GW, entre ativos em operação ou em construção. A base de ativos regulatórios é de R\$ 15 bilhões, a maior entre os players privados do setor no Brasil e América Latina. O Grupo está presente em 16 estados brasileiros e nosso viés é de crescimento sustentável.

Dando sequência a uma parceria de sucesso, construída nestes 20 anos junto ao Banco do Brasil e à PREVI, com a incorporação da Elektro Holding, a Neoenergia tem uma nova composição acionária na qual a Iberdrola torna-se a controladora. O compromisso da Iberdrola no Brasil é claro, histórico e consistente: a Neoenergia é o único veículo de investimentos da Iberdrola no país. Em 2017, os investimentos da Neoenergia, considerando inclusive o investido em suas coligadas, atingiram R\$ 4,4 bilhões, 13% a mais do que em 2016. E esse patamar deverá se manter pelos próximos anos, sobretudo com o desenvolvimento de novos projetos, como as seis linhas de transmissão (1.600 quilômetros no total) e os nove parques eólicos (281,4 MW) conquistados nos leilões de abril e dezembro. O Grupo tem muito a avançar.

A CELPE encerra o ano de 2017 com 3,7 milhões de consumidores ativos, um aumento de 1,20% em sua base de clientes em relação a 2016. A energia distribuída se manteve estável em relação ao ano anterior, totalizando 13.348 GWh, sendo 81% referente ao consumo do mercado cativo e 19%, ao mercado livre, que teve um crescimento de 21%.

Considerando os resultados econômico-financeiros da CELPE, comparados a 2016, a Receita Operacional Líquida (ROL) cresceu 12,52% e chegou a R\$ 5,3 bilhões, o EBITDA (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) cresceu em 28% e fechou 2017 em R\$ 550 milhões. A Companhia saiu de um prejuízo de R\$ 333 mil em 2016 para um lucro de R\$ 56 milhões em 2017. São números que nos encorajam a investir cada vez mais na qualidade dos serviços prestados a nossos clientes e na expansão da infraestrutura elétrica de que o Brasil tanto precisa.

Refletindo sua atuação socioambiental, merece destaque o compromisso da CELPE junto aos Dez Princípios do Pacto Global da ONU.

A Celpe reitera seu compromisso com os clientes por meio da melhoria contínua na gestão de suas operações, seu foco em resultados sustentáveis e sua capacidade de geração de valor para o acionista, mesmo num ambiente de negócio desafiador.

É com muito orgulho dessas conquistas que apresento os nossos resultados de 2017. E quero deixar uma palavra que nos estimula para enfrentar os novos desafios que virão: compromisso.

DESTAQUES

Resultados Econômico-Financeiros R\$ mil ⁽¹⁾	2017	2016	Variação %
Receita Operacional Bruta	7.941.725	7.208.925	10,17
Receita Operacional Líquida	5.318.409	4.726.776	12,52
Margem Operacional Líquida	710.852	632.260	12,43
EBITDA	550.132	429.672	28,04
Resultado Financeiro	(287.341)	(235.566)	21,98
Lucro Líquido	56.395	(333)	-
Margem Operacional (%)	13,37%	13,38%	(0,01)
Margem EBITDA (%)	10,34%	9,09%	1,25
Margem Líquida (%)	1,06%	-0,01%	1,07
⁽¹⁾ Em milhares de Reais, exceto onde indicada outra unidade de medida			
Outros Resultados	2017	2016	Variação %
Volume de fornecimento para mercado cativo (GWh)	10.772	11.278	(4,49)
Consumo de energia na área de concessão (GWh)	13.348	13.405	(0,42)
Número de Clientes (mil)	3.651.684	3.608.269	1,20
DEC anualizado (horas)	16,97	15,80	7,43
FEC anualizado (interrupções)	7,56	7,13	5,99
Perdas de Distribuição (%)	16,84%	16,63%	0,21
Rating corporativo (S&P)	AA-	AA-	
Investimento (R\$ mil) ⁽²⁾	749.344	823.051	(8,96)

⁽¹⁾ Em milhares de Reais, exceto onde indicada outra unidade de medida.

⁽²⁾ Investimento líquido de subvenções.

• **A CELPE encerrou o período de 2017 com EBITDA de R\$ 550,1 milhões, um aumento de 28,04% (R\$ 120,4 milhões) quando comparado ao resultado de 2016 (R\$ 429.672);**

• **A Companhia apresentou aumento de 10,17% na Receita Operacional Bruta, majoritariamente em função: (i) da Revisão Tarifária aplicada a partir de abril de 2017, que gerou aumento da receita de fornecimento faturado no mercado cativo (ii) e do aumento da receita de uso de rede do consumidor livre devido à migração de clientes industriais para o mercado livre.**

1. A CELPE

1.1. Histórico

A Companhia Energética de Pernambuco (CELPE) possui uma área de concessão que engloba 98.547 Km², com uma população estimada de 8,9 milhões de habitantes em 184 municípios do estado, além do Distrito de Fernando de Noronha e do município de Pedras de Fogo no Estado da Paraíba (PB). A distribuidora atende a 100% do total de domicílios do estado, incluindo todo perímetro urbano, e concluiu o processo de universalização de energia na zona rural, assegurando aos clientes o direito à cidadania por meio do acesso a melhores condições de saúde, segurança e trabalho, acesso à informação, cultura e lazer e muitos outros benefícios.

Foi fundada em 10 de fevereiro de 1965 como uma sociedade de economia mista, tendo o Governo do Estado como controlador. Sua privatização ocorreu no dia 17 de fevereiro de 2000, como parte do Programa Nacional de Desestatização (PND), tendo seu controle sido adquirido pelo Consórcio Guaraniara (atual Neoenergia).

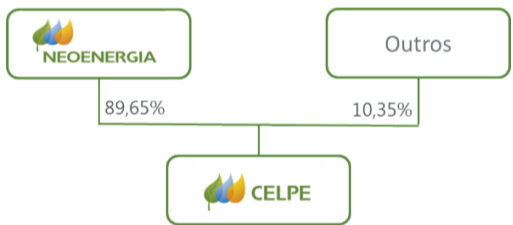
Em setembro de 2001, a CELPE constituiu a Termopernambuco, uma produtora independente de energia elétrica, cuja construção foi financiada pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), pela própria CELPE e pela Neoenergia. Em outubro de 2003, a Companhia transferiu o controle da Termopernambuco para a Neoenergia.

1.2. Estrutura Societária

Em 30 de junho de 2017, a Assembleia Geral Extraordinária da Neoenergia, controladora da Companhia, aprovou a incorporação da Elektro Holding S.A. ("Elektro") pela Neoenergia, a qual, após a obtenção das aprovações regulatórias necessárias e a satisfação das demais condições precedentes aplicáveis, foi consumada em 24 de agosto de 2017 ("Incorporação").

Com esse movimento a Iberdrola passa ser a controladora da Neoenergia e a partir desse momento a empresa e suas subsidiárias, dentre elas a CELPE, incorporam práticas de gestão e de Governança além da cultura do Grupo Iberdrola.

Em 31 de dezembro de 2017 a Estrutura Acionária da Companhia era:



2. AMBIENTE ECONÔMICO

Em 2017, a economia brasileira apresentou uma leve recuperação, quando comparada aos dois últimos anos. O Produto Interno Bruto – PIB, estimado na divulgação do Monitor do PIB elaborado pelo Instituto Brasileiro de Economia da Fundação Getúlio Vargas – Ibre-FGV, encerrou o ano com crescimento de 1,1% da economia (pouco acima dos 1,01% previsto pelo boletim Focus do Banco Central do Brasil – BC), baseado nos indicadores de atividade econômica disponíveis referentes a dezembro.

O Governo Central, considerando os números preliminares dos últimos dias de 2017, espera um resultado primário em média R\$30 bilhões melhor do que a meta estimada de R\$159 bilhões para o fim do ano. Essa melhoria da arrecadação da União teve ajuda da massa salarial, cujo ganho real se elevou frente à queda da inflação. Além disso, de acordo com a Secretaria do Tesouro Nacional, o governo conta com sobra de recursos para o cumprimento da "regra de ouro" (norma constitucional que visa impedir o endividamento público para pagamento de despesas correntes) das contas públicas em 2017, comprovando mais uma vez a recuperação de receita, e indicando importante redução do déficit primário do Governo Central (Tesouro, BC e Previdência Social), que deve ser menor que R\$130 bilhões. Isto sinaliza um possível caminho ao reequilíbrio de suas contas e uma retomada da economia.

Segundo dados apurados pelo BC, o Índice de Commodities Brasil – IC-Br, construído a partir dos preços em reais (R\$) das commodities agrícolas, metálicas e energéticas, fechou 2017 com queda de 0,39%. Isto quer dizer que as matérias-primas que influenciam a inflação encerraram o ano em desvalorização.

Nessa mesma linha, em 2017, o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA alcançou o valor de 2,95% (menor que os 6,29% de 2016), e o Índice Geral de Preços-Mercado – IGP-M apresentou queda de 0,52% em 2017 (frente a alta de 7,17% de 2016). O primeiro, divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, foi impactado principalmente pelo comportamento atípico dos preços dos alimentos, responsável por 24,71% do índice, que registraram queda recorde no ano de 2,40%. O segundo, elaborado pela FGV, sofreu com a queda de 2,55% do índice de Preços ao Produtor Amplo – IPA, que tem peso de 60% sobre o IGP-M, regido pela queda de 12,99% dos produtos agropecuários.

Na área de energia, a realização de leilões impulsionou um aumento expressivo de desembolsos do Banco Nacional do Desenvolvimento – BNDES no segmento de infraestrutura em 2017. O banco liberou R\$19,83 bilhões para infraestrutura (crescimento de 13%), sendo R\$19,45 bilhões para contratação de projetos ou novos financiamentos (aumento de 26%). Especificamente para energia, liberou R\$ 15,46 bilhões (crescimento de 52%) para contratações, e registrou um aumento de 69% dos desembolsos, alcançando R\$13,43 bilhões. O custo básico desses financiamentos concedidos pelo banco, a chamada Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP, começou o ano a 7,5% (de janeiro a março), permanecendo a maior parte do período a 7%. Ainda falando de taxas, o desempenho de investimentos atrelados à Selic (taxa básica de juros da economia brasileira) no ano passado foi prejudicado pelo movimento de baixa da taxa que caiu de 13,65% no fim de 2016 para 6,90% no encerramento de 2017. O mesmo viés tomaram os investimentos vinculados à taxa DI (taxa de Depósito Interbancário), que, seguindo a Selic, caiu de 13,63% no fim de 2016 para 6,89% no encerramento de 2017. A taxa DI é a taxa de negociação dos CDI's (Certificados de Depósito Interbancário), calculada com base nas operações de empréstimos diárias realizadas no mercado entre bancos para não encerrar o caixa diário no negativo. Apesar de ter um impacto negativo na rentabilidade dos investimentos atrelados ao indicador, a queda do DI é benéfica para as dívidas também referenciadas a essa taxa. Considerando números consolidados do Grupo Neoenergia, incluindo Instrumentos Financeiros Derivativos, em 31/12/2017, 70,6% da nossa dívida estava indexada ao CDI.

3. AMBIENTE REGULATÓRIO

3.1. Hidrologia

Em 2016, observou-se cenário hidrológico desfavorável em grande parte do ano no Sistema Interligado Nacional – SIN, permanecendo desfavorável ao longo do ano de 2017. Neste ano, as energias naturais afluentes da região Nordeste bateram recordes negativos: foi o pior marco, maio, julho, agosto e o pior outubro em um histórico de 87 anos. A baixa afliência, principalmente nos meses de agosto, setembro e outubro, elevou o PLD para próximo do teto nesse período. Além disso, o ano de 2017 fechou com PLD médio de R\$/MWh 323 no submercado SE/CO e R\$/MWh 335 no Nordeste. O GSF também registrou recordes negativos: de julho a agosto o índice foi inferior a 65%. O ano de 2017, dezembro ainda estimado, teve Generation Scaling Factor – GSF médio de 81%.

Em 2017, o destaque positivo foi o incremento da geração eólica, principalmente no Nordeste. Foram gerados mais de 4.500 MWmed, o que corresponde a 40% da carga dessa região. Em relação ao ano de 2016, houve crescimento de 28%.

Outro ponto favorável é que alguns sinais de recuperação da economia foram observados no comportamento da carga do SIN. A carga de energia do SIN, considerando o Brasil como um todo, no ano de 2017, registra variação de 1,5% sobre igual período de 2016. Fatores como a queda na taxa de inflação e a redução das taxas de juros ampliam a renda disponível e ajudam na recuperação do consumo em algumas regiões do país. Esse efeito já pode ser percebido nos setores de comércio e serviços mais uma vez em algumas regiões do país.

3.2. Nível Contratual das Distribuidoras

Em 2016 a situação de sobrecontratação das distribuidoras agravou-se em função da crise econômica. A partir de tratativas da Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica – ABRADEE junto ao Ministério de Minas e Energia (MME) e ANEEL, várias ações foram empreendidas ao longo de 2016 com o intuito de mitigar a sobrecontratação das distribuidoras.

No ano de 2017 com o intuito de mitigar a posição de sobrecontratação para os anos de 2016 e 2017, a empresa fez uso dos mecanismos implementados pela ANEEL e MME para gerir seu portfólio.

Sendo assim, a CELPE encerrou o ano de 2017 com uma sobrecontratação de 3,30% o que representa 52,08 MWmédios de sobra contratual. Esses excedentes são liquidados no âmbito da CCEE ao valor de PLD do respectivo período. Até uma sobrecontratação de 5% os efeitos econômicos são repassados para a tarifa. O volume que exceder poderá constituir ganho ou perda econômica para a companhia em função da diferença entre o valor do PLD a cada período no respectivo submercado e o preço médio da energia contratada.

3.3. Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo

A liquidação financeira do mercado de curto prazo representa o acerto de eventuais diferenças entre a energia medida e a contratada pelas agentes que operam no âmbito da CCEE. Os débitos e créditos, apurados pelo processo de contabilização das operações do mercado pela Câmara de Comercialização, são valorados ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, calculado semanalmente.

Em 2017, as liquidações financeiras do Mercado de Curto Prazo – MCP continuaram sendo impactadas pelos desdobramentos judiciais, atrelados ao impacto financeiro decorrente dos riscos hidrológicos assumidos pelos agentes de geração participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE por conta do deslocamento da geração hidráulica que, em função de baixa hidrologia exigiu o despacho das usinas térmicas. Esse deslocamento da geração hidráulica é medido pelo indicador conhecido como Generation Scaling Factor – GSF.

Em função desses processos judiciais foi criado um mecanismo para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica, cujas diretrizes foram estabelecidas por meio da Lei nº 13.203/2015. Em dezembro de 2015 a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 684/2015 que estabeleceu os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico por agentes participantes do MRE.

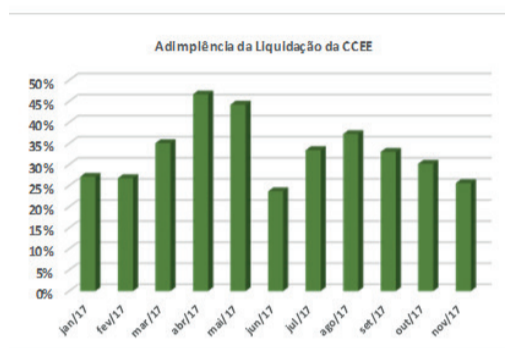
No entanto, para os contratos do ACL, quase a totalidade dos geradores não assinaram o Acordo GSF, portanto permanecem com liminar protegendo-os dos efeitos do GSF e em função disso continuam sem pagar suas despesas com Risco Hidrológico. A partir desta situação surgiu o impasse sobre quem deve arcar com os custos associados ao risco hidrológico ou GSF, uma vez que os referidos geradores estavam sobre proteção de liminares judiciais. Os demais membros do MRE alegam que não podem sofrer os efeitos de decisões proferidas em processos dos quais eles não participam, e além disso, já arcam com a correspondente exposição ao GSF. Com isso, surgiram dezenas de liminares que desoneraram membros do MRE de arcar com os custos de GSF desses geradores com contratos no ACL. A conta restou transferida para os credores em geral do Mercado de Curto Prazo (MCP).

As associações que representam agentes com posição credora no MCP também sustentam que não podem pagar esta conta. Diante de todo esse impasse o ano de 2017 foi encerrado com essa questão ainda em discussão sem que houvesse uma decisão uniforme por parte dos tribunais. A maior parte da inadimplência continua sendo atribuída aos credores do MCP.

O quadro e gráfico seguintes apresentam a situação de adimplência global verificada na liquidação das operações da CCEE, até o mês de novembro, último até então liquidado referente ao ano de 2017.

A operação de contabilização, realizada em novembro de 2017, envolveu 6.542 agentes, sendo 568 devedores e 5.974 credores.

Contabilização x Adimplência CCEE - em bilhões de R\$					
Mês	Contabilizado	GSF Nao Repactuado	Exposição	Liquidado	
jan/17	2,58	1,60	0,98	0,70	27%
fev/17	2,54	1,59	0,95	0,68	27%
mar/17	2,85	1,58	1,27	1,00	35%
abr/17	3,71	1,64	2,07	1,73	47%
mai/17	4,23	2,00	2,23	1,87	44%
jun/17	3,17	2,10	1,07	0,75	24%
jul/17	4,43	2,55	1,88	1,48	33%
ago/17	6,82	3,72	3,10	2,54	37%
set/17	8,27	4,66	3,61	2,73	33%
out/17	9,84	5,61	4,23	2,97	30%
nov/17	10,00	6,00	4,00	2,56	26%



No mês de novembro, ocorreu a revogação da decisão judicial, que limitava o Ajuste do MRE (GSF) em 95% para agentes associados à Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa – AbrageL. A CCEE tem atuado na esfera jurídica para garantir o tratamento isonômico de todos os agentes e a aplicação das regras de comercialização.

A operação de contabilização, realizada em novembro de 2017, envolveu 6.542 agentes, sendo 568 devedores e 5.974 credores.

É importante destacar, por fim, que embora o impasse relativo a judicialização no mercado de curto prazo ainda não tenha uma solução definitiva, ao longo de 2017 a CELPE não sofreu maiores impactos uma vez que a distribuidora se manteve na posição de "devedora" ao longo dos meses e a regra atual determina que o valor não pago por um determinado agente seja suportado pelos credores da liquidação.

3.4. Contratos de Concessão das Distribuidoras

Em 2016 a ANEEL promoveu ajustes nos contratos das distribuidoras, destacando-se os seguintes aspectos:

a) Agrupamento de Áreas de Concessão

A Resolução Normativa nº 716/2016 publicada em maio de 2016 permitiu que áreas de concessão atendidas por distribuidoras sujeitas a controle societário comum possam ser agrupadas, com a unificação dos respectivos termos contratuais, mediante solicitação enviada à ANEEL até 31 de agosto do ano anterior ao do efetivo agrupamento, com as características das concessões que serão agrupadas, a operação escolhida para a reorganização societária e a justificativa para o agrupamento quanto à sua racionalidade operacional e econômica. A ANEEL deliberará pela unificação a partir de 1º de janeiro do ano seguinte ao da solicitação. A referida resolução define ainda que a data-base dos reajustes e revisões da concessionária agrupada será na data-base do último processo tarifário previsto dentre as concessionárias originais no primeiro ano do agrupamento.

b) Aditivo ao Contrato de Concessão

Em agosto de 2016 a ANEEL publicou o Despacho nº 2.194/2016 no qual aprova a minuta de termo aditivo ao contrato de concessão de distribuição, de caráter opcional, para as concessionárias que não tiveram os contratos prorrogados nos termos da Lei nº 12.783/2013. A intenção da agência foi fazer um aprimoramento na regra para dar possibilidade às distribuidoras que ainda não tiveram suas concessões prorrogadas, a assinarem o novo modelo de contrato de concessão. As distribuidoras que se enquadraram nesta condição poderão aderir integralmente ao novo modelo de contrato, instrumento que poderá contemplar nova data para realização dos processos tarifários, o que deve ser objeto de audiência pública específica para cada concessionária.

Para as distribuidoras que já assinaram o termo aditivo ao contrato de concessão a Resolução Normativa nº 747/2016, publicada em dezembro de 2016, estabeleceu critérios para limitação de dividendos e pagamento de juros sobre o capital próprio em razão da violação de indicadores de continuidade, uma vez que o termo aditivo possui cláusulas relativas à restrição de proventos. Importante ressaltar que essa regra apenas afetará aquelas empresas que tiverem a renovação da concessão ou que aderiram ao novo aditivo, o que não é caso da CELPE cuja renovação ocorrerá apenas em 2030.

3.5. Lei 13.360/2016

No dia 18.11.2016 o Governo publicou a Lei nº 13.360/2016, conversão da Medida Provisória 735/2016. Ao todo a Lei 13.360/2016 alterou 16 leis que estavam em vigor e promoveu mudanças significativas no âmbito da distribuição de energia. Uma dessas mudanças implementadas foi a autorização para as distribuidoras venderem seus excedentes contratuais aos consumidores livres, sem restringir tal venda à respectiva área de concessão. Em 22 de agosto de 2017 foi publicado o Decreto 9.143/2017 que regulamentou a venda de excedentes, definindo que os agentes de distribuição poderão negociar, no Ambiente de Contratação Livre - ACL, contratos de venda de energia elétrica lastreados no excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado, podendo negociar a energia com os consumidores livres, geradores, comercializadores e agentes de autoprodução. O decreto determinou ainda que a ANEEL edite as normas necessárias para cumprimento do dispositivo.

Para o cumprimento de tal objetivo, a ANEEL abriu no dia 30/11/2017 a Audiência Pública nº 70/2017 que busca não só obter subsídios e informações adicionais para a criação do Mecanismo de Venda de Excedentes do Ambiente de Contratação Regulada - ACR, como também revogar a Resolução Normativa nº 711/2016 e promover alterações no MCSD de Energia Nova. Essa Audiência será encerrada em 2018.

3.6. Contratação das Distribuidoras com Partes Relacionadas

Com a publicação da Resolução Normativa nº 699/2016 em fevereiro de 2016, foi regulamentado o inciso XIII do art. 3º da Lei nº 9.427/1996, que trata dos controles prévios e a posteriori sobre atos e negócios jurídicos entre as concessionárias, permissionárias e autorizadas e suas partes relacionadas. As principais mudanças introduzidas pela nova resolução foram:

- Conceito de Parte Relacionada: além da manutenção do conceito anterior, que remetia aos controladores, suas sociedades e coligadas bem como as controladas e coligadas de controlador comum, foram incluídos (i) seus administradores e diretores, quando o objeto do negócio for estranho às competências e atribuições estatutárias inerentes ao cargo; (ii) pessoas jurídicas que possuam diretores ou administradores em comum, indicados pelos acionistas controladores, quando estes representem a maioria do capital votante; e (iii) as pessoas jurídicas que possuam diretores ou administradores comuns à Permissionária;
- Foi regulamentado os contratos de prestação de serviço e de compartilhamento de infraestrutura e de recursos humanos. Os contratos estabelecidos anteriormente poderão ser prorrogados, desde que anuídos pela ANEEL, caso se demonstre vantagem operacional, econômica e financeira para o Agente contratante em aditar a avença frente a uma nova contratação;
- O rateio dos custos de compartilhamento de recursos humanos ocorrerá de forma proporcional ao Ativo Imobilizado Bruto – AIB do agente participante do compartilhamento. No compartilhamento de recursos humanos pelas Distribuidoras, essas deverão manter a autonomia integral dos processos de operações, de engenharia e de ouvidoria;
- Com relação às áreas de suprimentos, contábil, comercial, financeira, de auditoria, além de outras a critério da ANEEL, as Distribuidoras deverão, no pedido de anuência prévia, apresentar a forma de acesso a ser aplicada aos referidos processos, de modo a evidenciar sua autonomia para que o serviço concedido se mantenha adequado por todo o período da contratação, sendo que a ANEEL poderá demandar a autonomia integral ou parcial dos processos.

3.7. Tarifas

3.7.1. Reajuste Tarifário Anual

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº nº 2.226 de 26 de abril de 2017, publicada no Diário Oficial da União do dia 25 de abril de 2017, homologou o resultado da Revisão Tarifária Periódica (RTP) da Companhia, de 10,47%, dos quais 8,36% correspondem ao reajuste tarifário econômico e 2,11% aos componentes financeiros pertinentes.

Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 7,62%, conforme tabela abaixo. As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 29 de abril de 2017 com vigência até 28 de abril de 2018.

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	4,85%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	8,87%
Efeito tarifário médio AT-BT	7,62%

3.7.2. CDE – Encargos

Através da Resolução Homologatória nº 2002/2017, a ANEEL estabeleceu o encargo anual da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para o ano de 2017.. Posteriormente essa resolução foi revogada e publicada a Resolução Homologatória nº 2204/2017.

Algumas parcelas desse encargo estão sendo questionadas judicialmente por algumas associações.

Em janeiro de 2016 uma nova liminar foi concedida pela Justiça Federal em Brasília ampliando o número de grandes consumidores de energia que tiveram o pagamento de parte dos custos da CDE suspensos. A decisão impede a inclusão desses consumidores no rateio das quotas de CDE, similar ao que ocorreu em 2015 para as empresas afiliadas à Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABGRACE.

A concessão da antecipação de tutela beneficia empresas da Associação Nacional dos Consumidores de Energia – ANACE; Associação Técnica Brasileira das Indústrias Automáticas de Vidro – ABVIDRO; Associação Brasileira da Indústria de Alcalis, Cloro e Derivados – ABICLOR; e Associação Brasileira da Indústria Química – ABIQUIM. A parcela questionada e que deve ser excluída da cobrança da CDE refere-se às despesas relativas ao pagamento de indenizações das concessões renovadas, subsídios tarifários, exposição das distribuidoras, restos a pagar, dispêndios com a compra de combustível para as térmicas dos sistemas isolados e com a implantação do gasoduto Uruçu-Coari-Manaus e subsídios ao carvão mineral nacional.

Em setembro de 2016 a ANEEL, em cumprimento à decisão liminar, decidiu homologar novos valores das componentes tarifárias das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, com vigor a partir de 29 de junho de 2016, referentes ao processo tarifário de 2016 das distribuidoras que atendem as unidades consumidoras filiadas a ABGRACE, alcançadas pelos efeitos da decisão de antecipação de tutela de que trata a liminar.

Em março de 2017 a ANEEL homologou os valores das componentes tarifárias de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e das Tarifas de Energia – TE, em cumprimento à decisão liminar alcançada pela concessão da antecipação de tutela beneficia empresas associadas ao Sindicato Nacional das Empresas das Indústrias de Cimento NACIONAL DAS INDÚSTRIAS DE CIMENTO - SNIC. A parcela questionada e que deve ser excluída da cobrança da CDE refere-se às despesas relativas ao pagamento de indenizações das concessões renovadas, subsídios tarifários, exposição das distribuidoras, restos a pagar, dispêndios com a compra de combustível para as térmicas dos sistemas isolados e com a implantação do gasoduto Uruçu-Coari-Manaus e subsídios ao carvão mineral nacional.

Os valores em reais, que foram abatidos das Cotas da CDE Uso e CDE Energia em 2017, foram os seguintes:

	CDE USO	CDE ENERGIA
ABGRACE	244.942,28	128.342,61
ANACE	212.816,73	1.404.950,96
SNIC	248.688,13	-
TOTAL	706.447,14	1.533.293,57

3.8. Bandeiras Tarifárias

3.8.1. Valores das Bandeiras Tarifárias

A partir de janeiro de 2015, conforme estabelecido na Resolução Normativa ANEEL nº 547/2013, as contas de energia passaram a ser faturadas de acordo com o Sistema de Bandeiras Tarifárias.

Este sistema tem como finalidade indicar para os consumidores se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de energia elétrica, e visa cobrir os custos adicionais de geração térmica, os custos com compra de energia no mercado de curto prazo, ESS e o risco hidrológico. O sistema possui três classificações de bandeiras que indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. Em

Pública nº 61/2017, que aplicou, em caráter extraordinário, as regras propostas na referida AP, conforme segue abaixo:

- Bandeira verde: A tarifa não sofre nenhum acréscimo.
- Bandeira amarela: A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,010 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido. Ou seja, R\$ 1,00 para cada 100 kWh consumidos, sem contar com os impostos.
- Bandeira vermelha patamar 1: A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido. Ou seja, R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos, sem contar com os impostos.
- Bandeira vermelha patamar 2: A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,050 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido. Ou seja, R\$ 5,00 para cada 100 kWh consumidos, sem contar com os impostos.

Abaixo as bandeiras acionadas no período de janeiro de 2016 a dezembro de 2017:

Mês	2017	2016
Janeiro	Verde	Vermelha
Fevereiro	Verde	Vermelha
Março	Amarela	Amarela
Abril	Vermelha Patamar 1	Verde
Maio	Vermelha Patamar 1	Verde
Junho	Verde	Verde
Julho	Amarela	Verde
Agosto	Vermelha Patamar 1	Verde
Setembro	Amarela	Verde
Outubro	Vermelha Patamar 2	Verde
Novembro	Vermelha Patamar 2	Amarela
Dezembro	Vermelha Patamar 1	Verde

3.8.2. Conta Centralizadora dos Recursos das Bandeiras Tarifárias

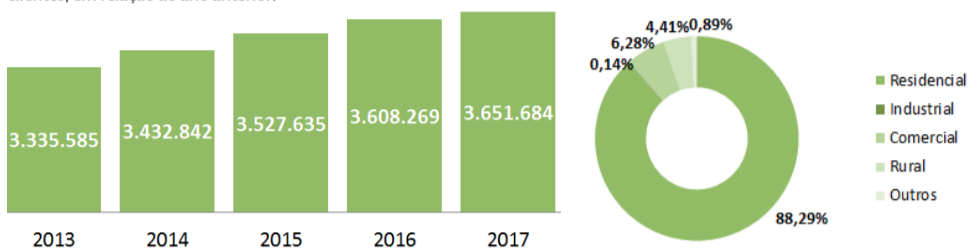
O Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015 determinou que os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias fossem revertidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT, administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Os agentes de distribuição passaram a assumir posição credora ou devedora junto a referida conta centralizadora a depender da diferença entre os valores realizados incorridos e a cobertura tarifária vigente. Mensalmente são apurados: o valor adicional faturado das bandeiras tarifárias, o valor da exposição incorrida pelas distribuidoras nos itens previstos no Decreto nº 8.401/2015 e, além disso, é fixado o valor líquido a ser repassado pela distribuidora à CONTA-CRBT ou a ser recebido pela mesma.

Ao longo de 2017 a CELPE passou a receber antecipadamente Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros via aplicação das Bandeiras Tarifárias, sendo R\$ 216,49 milhões recebidos através do faturamento das contas de energia parcialmente compensados pelo pagamento à CCRBT no montante de R\$ 88,83 milhões.

4. DESEMPENHO OPERACIONAL

4.1. Número de Consumidores Ativos

Em 2017, a CELPE alcançou o número de 3.651.684 consumidores ativos, registrando crescimento de 1,2%, representando incremento de 43.415 novos clientes, em relação ao ano anterior.



4.2. Participação do Segmento Baixa Renda na Classe Residencial

Considerando os critérios estabelecidos na Resolução ANEEL nº 414/2010, que define o conceito de consumidores de baixa renda, estes correspondem a 25,59% do total de consumidores ativos residenciais da CELPE enquanto que os consumidores residenciais convencionais representam 74,41%.

A Lei nº 12.121, de 20 de janeiro de 2010 institui as regras incidentes sobre a tarifa aplicável à classe Residencial Baixa Renda das distribuidoras de energia elétrica. Até dezembro de 2017, a Companhia tinha 825.164 de clientes cadastrados com a tarifa subsidiada.

Descrição	Evolução do número de Consumidores Residenciais				
	2013	2014	2015	2016	2017
Convencional	1.635.512	1.805.787	2.237.437	2.374.799	2.398.798
Baixa Renda	1.296.981	1.216.912	864.550	804.229	825.164
Total	2.932.493	3.022.699	3.101.987	3.179.028	3.223.962

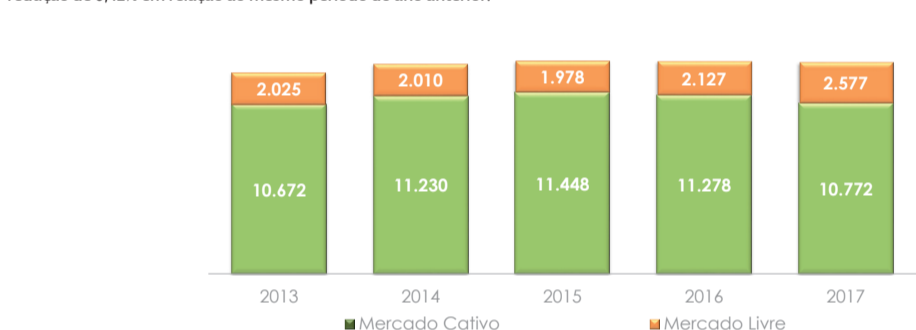
4.3. Energia Contratada

A energia contratada para atender ao mercado da CELPE em 2017 totalizou 14.263,4 GWh (14.281,9 GWh considerando a geração própria em Fernando de Noronha), o que representa uma retração de 6,7% em relação a 2016. Esta queda foi decorrente do encerramento dos contratos que alcançaram o fim da vigência e do esforço da distribuidora para enquadrar a sua sobra contratual nos limites regulatórios por meio dos processamentos de redução e/ou cessão contratual, homologados pelo regulador. A energia foi adquirida a um custo médio total de R\$ 190,32/MWh, enquanto o PLD médio do Nordeste em 2017 foi de R\$ 335,33/MWh.

Em 2017 a CELPE teve uma sobra contratual de 3,30%, representando 52,08MW médios. Esta sobra não constitui perda uma vez que sobrecontratações de até 5% acima do requisito de carga podem ter os seus efeitos econômicos repassados para a tarifa final por configurar-se como margem aceitável de risco de contratação, segundo regra da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

4.4. Energia Distribuída

Em 2017, a energia distribuída no sistema elétrico da CELPE atingiu a marca de 13.348 GWh (mercado cativo + mercado livre), representando uma redução de 0,42% em relação ao mesmo período do ano anterior.



O mercado cativo no ano foi de 10.772 GWh, 4,49% menor do que o verificado no ano de 2016. Esse resultado foi influenciado pela conjuntura econômica adversa e aumento da tarifa de energia.

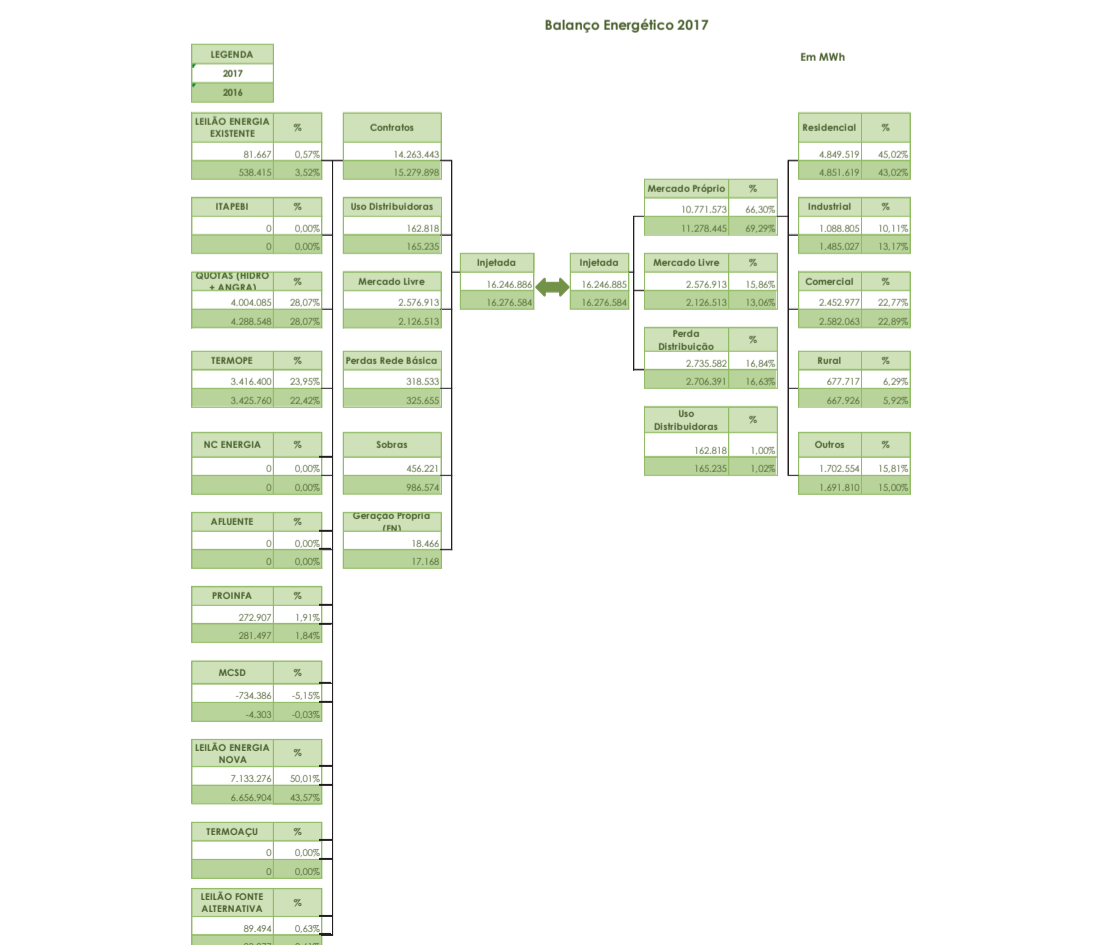
Destacam-se alguns aspectos em relação ao comportamento do mercado no ano:

- A classe Residencial, que representa 45,02% do mercado cativo total, não registrou um crescimento em 2017, permanecendo no mesmo patamar de volume distribuído em relação ao ano anterior. A classe vem sendo fortemente influenciada pela conjuntura econômica adversa seguida do aumento do desemprego no estado.
- O mercado cativo Industrial, que representa 10,11% do consumo cativo total, apresentou uma redução de 26,68% em relação ao ano anterior, principalmente, pela migração de clientes para o mercado livre. Ao analisarmos a energia distribuída industrial (cativos + livres), verifica-se um decréscimo de 1,9% no ano de 2017, influenciado pela conjuntura econômica cuja retração é evidenciada pela redução de carga de grandes clientes industriais.
- A classe Comercial, que detém 22,77% de participação no mercado cativo, obteve uma redução de 5,0% em relação a 2016. O mercado distribuído da classe (cativos + livres) apresentou 0,4% de retração em relação ao ano anterior, reforçando o movimento de migração para o mercado livre.
- A classe Rural, que representa 6,29% do consumo cativo total, apresenta seu desempenho bastante vinculado ao comportamento das variáveis climáticas, tendo registrado um crescimento de 1,47% ao longo do ano de 2017 quando comparado com o ano anterior.
- As outras classes apresentaram um crescimento de 0,6% em 2017 em relação a 2016. A classe Iluminação Pública teve um aumento de 5,6% enquanto a classe Poder Público reduziu 1,2% no ano, devido à escassez de água nos reservatórios da COMPESA, a classe Serviço Público diminuiu 1,2% e o Consumo Próprio retraiu em 3,3%.

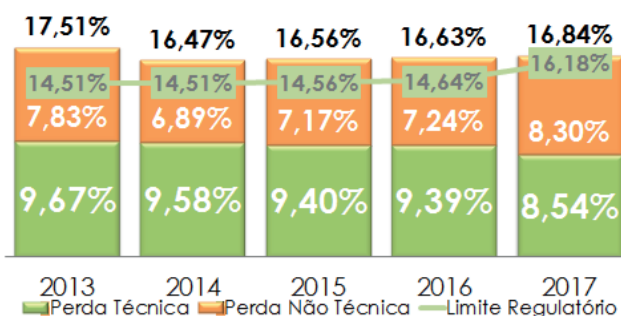
Classe	2016		2017		Variação 2016 / 2017		Participação 2017	
	Receita (R\$ mm)	Volume (GWh)	Receita (R\$ mm)	Volume (GWh)	Receita	Volume	Receita	Volume
Residencial	2.698	4.852	2.954	4.850	9,46%	-0,04%	48,35%	45,02%
Industrial	683	1.485	558	1.089	-18,37%	-26,68%	9,13%	10,11%
Comercial	1.509	2.582	1.577	2.453	4,52%	-5,00%	25,82%	22,77%
Rural	224	668	253	678	12,74%	1,47%	4,14%	6,29%
Poder Público	339	636	362	628	6,80%	-1,23%	5,93%	5,83%
Iluminação Pública	163	461	193	487	18,39%	5,62%	3,16%	4,52%
Serviço Público	197	579	212	572	7,49%	-1,18%	3,47%	5,31%
Subtotal	5.814	11.263	6.109	10.757	5,06%	-4,50%	100,00%	99,86%
Consumo Próprio		15		15	-	-3,34%	0,00%	0,14%
Total	5.814	11.278	6.109	10.772	5,06%	-4,49%	100,00%	100,00%

4.5. Balanço Energético

Em 2017, a energia injetada pela CELPE atingiu o patamar de 16.246,9 GWh, representando uma redução de 0,2% (29,7 GWh) em relação a 2016. Do total da energia injetada, 66,30% (10.771,6 GWh) foi destinada ao consumo do mercado regulado, 15,86% (2.576,9 GWh) para o consumo do mercado livre, 1,00% para suprimento a outras distribuidoras (162,8 GWh) e 16,84% (2.735,6 GWh) representaram perdas na energia injetada:

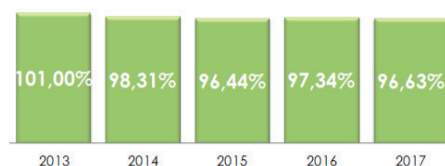


Com base nessa metodologia, apresentamos os índices da CELPE.



O índice de Perdas 2017 apresentou uma elevação em relação ao ano anterior, passando de 16,63% para 16,84%, representando um aumento de 0,21 p.p. Entretanto a recuperação em energia, resultado de processos de inspeção cujo objetivo é identificar irregularidades na medição, obteve o maior resultado dos últimos 5 anos, fechando em 118,01 GWh, contra 94,06GWh em 2016. Para reverter o aumento das perdas globais, a distribuidora vem atuando fortemente no Plano de Combate às Perdas.

- Para a realização desse plano em 2017, foram aplicados cerca de R\$ 80,37 milhões em ações de combate às perdas, sendo as principais citadas abaixo:
- Realização de aproximadamente 143,3 mil inspeções, com uma recuperação total de 90,5 GWh em energia;
 - Atuação concentrada em áreas de perdas elevadas com aplicação de blindagem adequada às características do local, incorporando mercado, minimizando a possibilidade de realização de irregularidade e facilitando as ações comerciais como leitura, corte, religação e acompanhamento de cortados. Em 2017, foram blindadas mais de 11,3 mil unidades consumidoras;
 - Substituição de 51,8 mil equipamentos de medição, com equipes de enlace;
 - Levantamento e atualização do cadastro de iluminação pública em cerca de 253,1 mil pontos verificados, com uma recuperação total de 27,5 GW em energia;
 - Para os clientes com maiores riscos de fraude no Grupo A, foram realizadas 586 instalações de equipamento de medição encapsulada.
- O desempenho da arrecadação é medido pelo Índice de Arrecadação – IAR, definido pelo quociente do valor total arrecadado com energia elétrica e títulos, inclusive de exercícios anteriores, em relação aos valores faturados por fornecimento de energia no exercício. O índice acima de 100% representa a recuperação de clientes em débito com a distribuidora. No gráfico abaixo é apresentado a evolução deste índice nos últimos 5 anos.



Ainda que a economia tenha dado indícios de melhora ao longo do ano de 2017 (fato que pode ser percebido pelo aumento do consumo no mercado livre em toda área de concessão das distribuidoras do Grupo – representando um aumento do consumo das classes industrial e comercial), os efeitos dessa retomada ainda não foram sentidos pelas famílias (fato percebido pela redução do volume distribuído à classe residencial na área de concessão). Dessa forma, a retração do período anterior ainda pode refletir na capacidade de pagamento dos consumidores.

Ainda, o custo com energia elétrica para o consumidor no ano de 2017, provocado pelo cenário hidrológico desfavorável, sofreu uma maior incidência das bandeiras tarifárias, no qual tivemos o acionamento das bandeiras amarela ou vermelha, nos patamares 1 ou 2, provocando um acréscimo no custo ao consumidor.

Neste cenário, a CELPE intensificou as ações de combate a inadimplência, aliada às estratégias de cobrança mais incisivas. A seguir, as ações que se destacaram durante o ano de 2017:

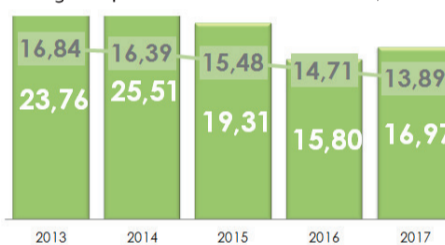
- Intensificação das suspensões de fornecimento de energia elétrica, com 733 mil suspensões acumuladas em 2017, representando aumento de 142 mil suspensões em relação ao mesmo período de 2016;
- Elevados volumes de ações administrativas de menor custo, com foco nas dívidas de baixo risco de recebimento:
 - 5,6 milhões de negativas acumuladas em 2017, com efetividade média de 53%
 - 20 milhões de acionamentos por URA (Unidade de Resposta Auditável) e SMS (Serviço de Mensagem);
- Intensificação da atuação das Assessorias de Cobrança, com R\$238 milhões arrecadados em 2017, representando aumento de 28% em relação ao ano de 2016;
- Otimização das ações de suspensão do fornecimento por meio de atuação em concentrações georeferenciadas;
- Melhoria do processo de seleção de clientes para a negativação, aumentando a efetividade da ação;
- Redução do prazo dos parcelamentos para mitigar o risco de inadimplência e maximizar a arrecadação das parcelas;
- Foco nos maiores débitos dos grandes clientes, com acompanhamento diferenciado e incremento das ações de cobrança;
- Interação com a área jurídica para revisão do andamento processual e liminares ativas, objetivando a negociação dos débitos;
- Intensificação das negociações com órgãos do Poder Público, visando à recuperação de dívidas antigas;
- Condicionamento da execução de serviços aos clientes do Poder Público à quitação das dívidas mais antigas;
- Acompanhamento diferenciado das negociações realizadas com os maiores débitos dos grandes clientes para garantir o cumprimento dos acordos;
- Parametrização do processo de cobrança, tornando as ações sistemáticas para os grandes clientes.
- Ações de cobrança e campanhas direcionadas aos clientes com opção de pagamento em débito automático, objetivando incrementar a base de clientes nesta modalidade e elevar a recuperação do débito.

Todas as ações de cobrança são pautadas por modelos estatísticos que avaliam a propensão de pagamento do cliente, permitindo assim adotar estratégias diferenciadas de acordo com o perfil identificado.

4.8. DEC e FEC

A qualidade do fornecimento de energia é verificada principalmente pelos indicadores de qualidade DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor, que aferem as falhas ocorridas na rede de distribuição de energia elétrica. O cálculo desses índices considera a média móvel dos últimos 12 meses.

No ano de 2017, o sistema de distribuição CELPE registrou para o indicador DEC no valor de 16,97 horas:



O FEC, por sua vez, encerrou o período no valor de 7,56 interrupções:



Em 2017, ocorreu uma maior quantidade de desligamentos com origem no sistema supridor contribuindo com um aumento de 0,63 horas no DEC da Empresa. Comparando a parcela de contribuição da supridora em relação ao ano de 2016 ocorreu um acréscimo de em média 352%. Este aumento de desligamentos na supridora também é refletido no indicador FEC, onde ocorreu um acréscimo de 0,78 interrupções, refletindo um aumento de 202% em comparação ao FEC da Supridora do ano de 2016.

Os valores dos indicadores de continuidade DEC e FEC, desconsiderada a contribuição das interrupções originadas pela supridora, foram iguais a 16,34 horas e 6,77 interrupções, respectivamente em 2017, enquanto que para 2016 esses valores corresponderam a 15,66 e 6,87. No período de maio e julho tivemos alguns fenômenos climáticos que impactaram no aumento do DEC: volume atípico de chuvas que ocasionaram inundações, enxurradas, alagamentos e deslizamentos de terra, levando emissão de Decretos de Emergência em alguns municípios do Estado, e áreas onde foram registrados ventos de intensidade superior a quatro vezes a média histórica da região.

Buscando melhorar seu desempenho, a CELPE vem intensificando os seus investimentos na instalação de equipamentos da rede de distribuição, por exemplo, em 2017 foram instalados 117 equipamentos. Na rede de distribuição, a CELPE efetuou a substituição de 442 km de rede nua por rede multiplexada na baixa tensão e substituição de 171 km da rede convencional por rede protegida na média tensão.

5. INVESTIMENTOS

Até o final do ano de 2017, a CELPE investiu um montante de R\$576,144mil, dos quais R\$17,800mil são investimentos subvencionados, representando um aumento total de R\$510,924mil em comparação ao mesmo período do ano anterior (R\$833,167mil em 2016, dos quais R\$110,16mil são referentes a investimentos subvencionados).

Natureza Investimento	2016	2017
Expansão de Rede	325.430	348.195
Programa Luz Para Todos	0	0
Novas Ligações	135.041	216.382
Sist. Distrib. AT e MT	190.389	131.813
Renovação de Ativos	56.524	49.860
Melhoria da Rede	99.716	66.362
Perda e Inadimplência	0	0
Outros	351.498	302.727
TOTAL	833.167	767.144
(+) Subvenções	-10.116	-17.800
(=) Investimento Líquido	823.051	749.344
(-) Pessoal	-2.829	-32.066
(-) Componentes Financeiros	-36.955	-50.988
(=) Investimento Direito Líquido	783.267	666.290

Os investimentos realizados no ano de 2017 foram aderentes ao planejado para o período. O nível adequado de investimentos reflete a política da CELPE para garantir a constante melhoria da qualidade de seus serviços prestados, bem como a geração de valor do negócio, mantendo seu compromisso com os clientes, a sociedade e a concessão.

A tabela a seguir apresenta a evolução dos principais ativos do sistema elétrico da empresa nos últimos cinco anos:

Principais Ativos Elétricos	2013	2014	2015	2016	2017
Linhas de Transmissão (km)	4.236	4.278	4.419	4.585	4.631
Subestações (un)	135	136	139	146	147
Transformadores de Força (un)	229	234	234	237	244
Potência Instalada (MVA)	3.336	3.446	3.618	3.790	3.969
Linhas de Distribuição (km)	127.925	131.903	138.544	136.762	140.660
Transformadores de Distribuição (un)	130.076	137.820	147.443	151.566	158.448

6. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Os comentários da Administração sobre o desempenho econômico-financeiro e o resultado das operações devem ser lidos em conjunto com as demonstrações financeiras e notas explicativas.

6.1. EBITDA (LAJIDA)

Atendendo a Instrução CVM nº 527 demonstramos no quadro abaixo a conciliação do EBITDA (sigla em inglês para Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização, LAJIDA) e, complementamos que os cálculos apresentados estão alinhados com os critérios dessa mesma instrução:

6.3. Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (em R\$ mil)	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
Residencial	2.953.761	2.698.456	255.305	9,46
Industrial	557.741	683.214	(125.473)	(18,37)
Comercial	1.577.209	1.508.962	68.247	4,52
Rural	253.082	224.489	28.593	12,74
Poder Público	362.167	339.101	23.066	6,80
Iluminação Pública	192.893	162.933	29.960	18,39
Serviço Público	212.088	197.298	14.785	7,49
Fornecimento Não Faturado	2.491	(10.724)	13.215	(123,23)
Fornecimento Faturado Mercado Cativo	6.111.427	5.803.729	307.698	5,30
Subvenção à tarifa social baixa renda	347.800	334.624	13.176	3,94
Total do Fornecimento de Energia	6.459.227	6.138.353	320.874	5,23
Receita de Uso da Rede - Mercado Livre	238.903	194.208	44.695	23,01
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	154.076	192.723	(38.647)	(20,05)
Valores a Receber da parcela A e Outros Itens Financeiros	265.958	(185.293)	451.251	(243,53)
Receita de construção da infraestrutura da concessão	691.074	763.913	(72.839)	(9,53)
Outras receitas	132.487	105.021	27.466	26,15
Receita Operacional Bruta	7.941.725	7.208.925	732.800	10,17

A Companhia apresentou em 2017 uma Receita Bruta de R\$ 7.941.725 mil, representando um acréscimo de 10,17% em relação ao valor de R\$ 7.208.925 mil registrado em 2016.

Os fatores determinantes pelo aumento da Receita Bruta foram:
 (i) Aumento da receita de fornecimento faturado do mercado cativo em R\$ 307.698 mil. Essa variação considera a contribuição positiva do Fornecimento Não Faturado no valor de R\$ 13.215 mil. Se desconsiderarmos essa linha temos uma variação positiva de R\$ 294.483 mil equivalente a um aumento de 5%. Os dois principais efeitos que contribuíram com essa queda estão detalhados a seguir:
 • Com a Revisão Tarifária Periódica aplicada a partir de abril de 2017 é verificado um incremento médio percebido pelo consumidor na tarifa de 7,62%. Além disso, a predominância da bandeira tarifária vermelha em 2017, variando entre o patamar 1 e 2, incidiu uma receita adicional para as empresas e um custo adicional para os consumidores. O mesmo não ocorreu em 2016, quando predominou a bandeira verde. A tarifa média faturada em 2017 em relação a 2016 contribuiu com um efeito preço positivo de R\$ 555.887 mil

• Em compensação a redução do volume de energia distribuída foi de 4,49% no mercado cativo, contribuindo com um efeito volume negativo de R\$ 261.404 mil, com destaque para a queda da classe industrial que impactou negativamente a Receita de Fornecimento em R\$ 125.473 mil, com a migração dos clientes industriais do mercado cativo para o mercado livre e, também, pela baixa produção industrial.
 (ii) O aumento na receita de uso de rede do consumidor livre no valor de R\$ 44.695 mil, em virtude, principalmente, da migração de clientes industriais para o mercado livre, contribuiu com um aumento do consumo em 450 GWh, representando um crescimento de 21,18%.
 (iii) Na conta "Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros" a variação positiva de R\$ 451.251 mil entre 2017 e 2016 é resultante do aumento da constituição ativa no valor de R\$ 359.578 mil, e do aumento da amortização ativa no valor de R\$ 92.285 mil, com base nos saldos homologados pela ANEEL nos reajustes tarifários de 2017 e 2016.

• Em 2017, a conta contábil dos "Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros" apresentou o valor ativo de R\$ 265.958 mil, sendo composto da constituição dos ativos de R\$ 272.137 mil decorrentes os custos realizados acima da cobertura tarifária e R\$ 6.180 mil referente à reversão passiva da Parcela A.
 O aumento da Receita foi compensado parcialmente pela:
 (i) A variação negativa de 20%, no valor de R\$ 38.647 mil, na venda de energia de curto prazo na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica "CCEE", em função da redução do nível de exposição contratual da CELPE.
 (ii) Redução de R\$ 72.839 mil equivalente a 9,5% na Receita de Construção de Infraestrutura da Concessão, sem impacto no resultado, pois temos a contrapartida de custos no mesmo valor.

6.4. Deduções da Receita Bruta

A variação positiva da Receita Bruta foi parcialmente compensada pelo aumento de R\$ 141.167 mil nas Deduções da Receita Bruta em relação ao mesmo período do ano anterior devido ao efeito líquido dos seguintes impactos:
 (i) Aumento de 5,89% dos impostos sobre a receita no valor de R\$ 117.597 mil devido ao aumento do faturamento.
 (ii) Aumento de 4,85%, no valor de R\$ 23.570 mil nos encargos setoriais, devido principalmente, (i) a variação do encargo da conta centralizadora dos recursos de bandeiras tarifárias - CCRBT referente ao maior montante repassado à conta centralizadora em 2017 em relação a 2016. A variação de R\$ 73.274 mil na conta CCRBT é consequência de um custo maior de energia reconhecido no período, em que predominou a bandeira vermelha, enquanto em 2016 a predominância foi a bandeira verde. (ii) Compensando parcialmente o aumento desse custo, verifica-se uma redução da CDE em R\$ 51.709 mil.

A Receita Operacional Líquida registrou um aumento de R\$ 591.633 mil, sendo R\$ 5.318.409 mil em 2017 e R\$ 4.726.776 mil no ano anterior.

DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA (em R\$ mil)	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
IMPOSTOS (ICMS / PIS / COFINS / ISS)	(2.114.101)	(1.996.504)	(117.597)	5,89
ENCARGOS SETORIAIS	(509.215)	(485.645)	(23.570)	4,85
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(369.098)	(420.807)	51.709	(12,29)
Encargos do Consumidor - CCRBT	(88.815)	(15.541)	(73.274)	471,49
Outros (FNDCT / EPE / PROINFA / TFSSE / PEE / P&D)	(51.302)	(49.297)	(2.005)	4,07
(-) Dedução da receita bruta	(2.623.316)	(2.482.149)	(141.167)	5,69

6.5. Custos e Despesas Operacionais

CUSTOS E DESPESAS (em R\$ mil)	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.959.484)	(2.408.939)	(550.545)	22,85
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão	(199.531)	(211.067)	11.536	(5,47)
Combustível para produção de energia	(10.407)	(7.235)	(3.172)	43,84
Não-gereciáveis	(3.169.422)	(2.627.241)	(542.181)	20,64
Pessoal e Administradores	(296.686)	(243.826)	(52.860)	21,68
Material	(33.340)	(24.918)	(8.422)	33,80
Serviços de terceiros	(411.179)	(421.310)	10.131	(2,40)
Depreciação e amortização	(203.448)	(180.620)	(22.828)	12,64
Provisões Líquidas - PCLD	(109.364)	(132.364)	23.000	(17,38)
Provisões Líquidas - Contingências	(42.837)	(41.804)	(1.033)	2,47
Custo de Construção	(691.074)	(763.913)	72.839	(9,53)
Outros	(14.375)	(41.728)	27.353	(65,55)
Gereciáveis	(1.802.303)	(1.850.483)	48.180	(2,60)
Total	(4.971.725)	(4.477.724)	(494.001)	11,03

Os custos e despesas operacionais em 2017 correspondem a R\$ 4.971.725 mil contra R\$ 4.477.724 mil apresentado em 2016, representando um acréscimo de R\$ 494.001 mil, ou seja, aumento de 11,03%.

Contribuíram para esse resultado:
 (i) Acréscimo de 22,85% no custo da energia elétrica comprada para revenda, em R\$ 550.545 mil, decorrente principalmente dos fatores descritos abaixo.

• Aumento com os custos variáveis do MCP (Mercado de Curto Prazo) em R\$ 542.727 mil em relação a 2016, devido ao aumento do PLD médio Nordeste, que saiu de R\$/MWh 173,57 para R\$/MWh 335,33 em 2017. Esse impacto é atribuído à parcela variável de térmicas, que reflete o custo do acionamento dessas usinas, e ao custo do risco hidrológico das usinas repactuadas.
 • O custo de energia no custo prazo - PLD contribuiu com uma variação desfavorável de R\$ 251.861 mil em 2017 em relação ao ano anterior, devido à necessidade de comprar energia dos meses em que a CELPE ficou com déficits na CCEE. Em 2016, o efeito da recontabilização da SE PauFerro reduziu a despesa nesse mercado, fechando o ano com o valor positivo de R\$ 104.725 mil na conta de custo.

• Aumento de R\$ 29.443 mil com energia adquirida no contrato bilateral em função do reajuste tarifário de Termopernambuco. Esse aumento foi compensado parcialmente pela:
 • Redução de R\$ 131.001 mil nos custos de energia adquirida através do ambiente regulado - ACR, em função do Mecanismo de Compensação de Sobras e Débitos (MCSDEn) que possibilitou a redução da sobrecontratação da CELPE.

• Contribuição favorável de R\$ 17.716 mil em função da realocação das Cotas, apesar do aumento das tarifas.
 • Variação positiva de R\$ 70.277 devido ao crédito de PIS e COFINS
 • Contribuição favorável de R\$ 34.871 mil referente ao ressarcimento de energia e encargos de energia de reserva - EER, devido ao descumprimento das usinas em relação aos despachos solicitados pelo ONS e em função da alta do PLD que provoca um efeito favorável no EER.
 (ii) Encargos de uso do sistema de transmissão, variação favorável de R\$ 11.536 mil, decorrente principalmente pelo, (a) redução de 57% do custo do ESS - encargo de serviço do sistema - equivalente a R\$ 60.103 mil quando comparado com 2016, devido ao aumento de acionamento de usinas térmicas, deixando a geração mais perto da Carga; (b) da variação favorável de R\$ 114.011 mil do encargo de energia de reserva - EER em função da alta do PDL, provocando uma contabilização positiva redutora do custo em 2017 e (c) aumento do custo com o encargo de rede básica no valor de R\$ 154.948 mil devido ao reajuste tarifário da Rede Básica em julho de 2017.

(iii) Redução de R\$ 72.839 mil equivalente a 9,5% no Custo de Construção de Infraestrutura da Concessão, sem impacto no resultado, pois temos a contrapartida da receita no mesmo valor.
 (iv) Em relação aos custos e despesas gereciáveis tivemos uma melhora de 2,6% quando comparados com 2016, impactado principalmente pela queda nas Provisões Líquidas em 17,38% relacionadas às reversões na classe residencial por consequência da intensificação das ações de cobrança com foco na PCLD (aumento no volume de cortes, em média 49 mil/mês, em 2016 para 55 mil/mês em 2017 e crescimento das baixas administrativas em 2017, de 3,5 mil/mês para 4,4 mil/mês), na classe Comercial devido à negociação com o Instituto de Medicina Integral Professor Fernando Figueira (IMIP) e nas demais classes impactadas pela reversão de R\$ 22,2 milhões.

6.6. Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (em R\$ mil)	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	33.141	19.140	14.001	73,15
Juros, comissões e acréscimo moratório	32.240	34.230	(1.990)	(5,81)
Encargos de dívida, variações monetárias e cambiais	(201.008)	(19.016)	(181.992)	957,05
Instrumentos financeiros derivativos	(41.437)	(200.527)	159.090	(79,34)
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(33.930)	(25.233)	(8.697)	34,47
Remuneração financeira da parcela A e outros itens financeiros	(11.999)	135	(12.134)	(8.988,15)
Obrigações pós emprego	(26.166)	(24.730)	(1.436)	5,81
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(38.182)	(19.565)	(18.617)	95,15
Resultado Financeiro Líquido	(287.341)	(235.566)	(51.775)	21,98

A Companhia apresentou um resultado financeiro líquido negativo de R\$ 287.341 mil em 2017, contra R\$ 235.566 mil em 2016, representando um aumento de 21,98%.

Contribuíram para esse resultado:
 (i) Variação positiva da renda de aplicações financeiras em R\$ 14.001 mil, decorrente principalmente do aumento no saldo médio das disponibilidades em relação ao mesmo período ano anterior.
 (ii) Encargos de dívida, variações monetárias, cambiais sofreram uma variação líquida desfavorável de R\$ 22.902 mil, decorrente da combinação dos seguintes efeitos: (i) Aumento no volume da dívida impactando negativamente em R\$ 93.984 mil; (ii) Aumento dos juros incorporados aos investimentos (Juros sobre Obras em Andamento - JOA), que representam um efeito positivo de R\$ 14.032 mil; (iii) As variações dos indexadores e moedas dos contratos representaram um efeito positivo de R\$ 91.054 mil; (iv) o reconhecimento do Custo de Transação representou um impacto negativo de R\$ 10.986 mil e
 (iii) Variação favorável de R\$ 159.090 mil dos instrumentos financeiros e derivativos decorrente da volatilidade do dólar.

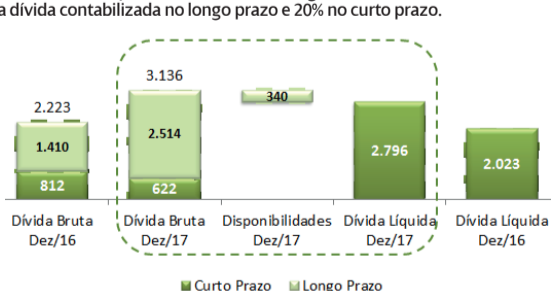
(iv) Variação desfavorável da atualização da provisão para contingências / depósitos judiciais de R\$ 8.697 mil em 2017 em relação ao ano anterior, devido, principalmente, pela provisão de uma contingência na ordem de R\$ 10 milhões (principal + juros) ocorrida no terceiro trimestre de 2017 e não verificada no mesmo período do ano anterior.

Índice	2016	2017	p.p
CDI	14,00%	9,93%	-4,07
TJLP	7,50%	7,00%	-0,50
IPCA	6,29%	2,95%	-3,34
DÓLAR	3,2591	3,3080%	0,05

7. ESTRUTURA DE CAPITAL

7.1. Perfil da Dívida

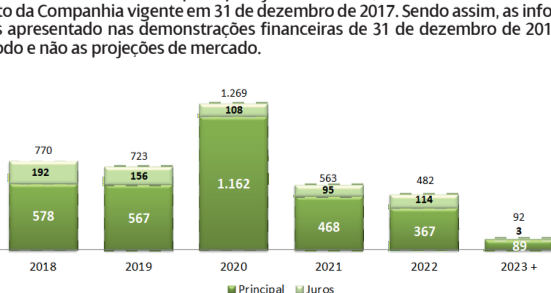
De acordo com sua Política Financeira, a CELPE busca permanentemente o alongamento e a diversificação dos instrumentos financeiros. Em dezembro de 2017, a CELPE contava com 80% da dívida contabilizada no longo prazo e 20% no curto prazo.



No ano de 2017 a dívida bruta consolidada da CELPE, incluindo empréstimos, debêntures, instrumentos financeiros e encargos, era de R\$ 3.136 milhões apresentando um incremento de 41,1% em relação a dezembro de 2016.

7.2. Cronograma de Vencimento

O gráfico abaixo apresenta o cronograma de vencimentos de principal e juros da dívida, utilizando as curvas forward de mercado para os indexadores e moedas atrelados ao endividamento da Companhia vigente em 31 de dezembro de 2017. Sendo assim, as informações apresentadas abaixo diferem das do cronograma de vencimentos apresentado nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017, que considera os índices e moedas realizados no encerramento do período e não as projeções de mercado.



8. PRÁTICAS DE GESTÃO

8.1. Estrutura de Governança

As práticas de Governança Corporativa do Grupo Neoenergia buscam assegurar a transparência e a equidade nos negócios, bem como o respeito aos direitos das partes interessadas. O modelo permite o aproveitamento da sinergia dos negócios entre as empresas que integram o Grupo e a unificação de processos, práticas e políticas. A estrutura de governança é composta por Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Executiva, com o apoio de Comitês que contribuem para as deliberações e tomadas de decisão. O Acordo de Acionistas da Neoenergia orienta a atuação dos

conselheiros e estabelece cláusula para abstenção de voto sobre temas que possam representar conflito de interesses.

Conselho de Administração
 É integrado por quatro membros, e seus respectivos suplentes, eleitos pela Assembleia Geral Ordinária, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Todos indicados pela Neoenergia.

As atribuições do Conselho incluem a orientação geral dos negócios e a eleição e destituição dos diretores. Os membros se reúnem bimestralmente para avaliar os desempenhos econômico, ambiental e social da companhia. Os integrantes podem ainda se reunir extraordinariamente quando convocados pelo presidente ou pela maioria dos membros.

Conselho Fiscal

Com função independente, o Conselho Fiscal é composto por quatro membros titulares e igual número de suplentes, eleitos pela Assembleia Geral Ordinária para mandatos de um ano, sendo três eleitos pelo acionista controlador e um eleito pelos acionistas preferencialistas.

O Conselho Fiscal tem como objetivo garantir o exercício do direito dos acionistas de fiscalizar a gestão dos negócios e sua função fiscalizadora independente é reforçada pela atuação individual dos conselheiros prevista em lei.

Diretoria

É responsável pela gestão dos negócios, sendo composta atualmente por cinco membros, incluindo o diretor-presidente. Seus integrantes são nomeados pelo Conselho de Administração para mandatos de três anos, passíveis de renovação. Os diretores se reúnem ordinariamente, semanalmente ou extraordinariamente, sempre que exigida.

A Diretoria das empresas Controladas pela Neoenergia está estruturada de forma matricial na qual os Diretores estatutários da holding também são diretores de todas as Controladas da Neoenergia.

Comitês

O Grupo Neoenergia possui quatro diferentes comitês, instalados apenas na holding: de Auditoria, Financeiro, Remuneração e Sucessão e de Partes relacionadas. Cada Comitê, dentro de seu escopo, é responsável por análises e recomendações de grande parte das decisões do Conselho de Administração. Cada Comitê é formado por 05 membros titulares e seus respectivos suplentes, com exceção do Comitê de Partes Relacionadas formado por 03 membros titulares e seus respectivos suplentes, indicados pelo Conselho de Administração. Os Comitês realizam reuniões conforme demanda.

8.2. Direito dos Acionistas e Política de Dividendos

A CELPE possui definido em seu estatuto social (i) que os acionistas terão direito a um dividendo de no mínimo 25% do lucro líquido do exercício e (ii) que o valor dos juros, pago ou creditado, a título de remuneração sobre o capital próprio, na forma da lei, poderá ser imputado ao dividendo obrigatório, integrando tal valor o montante dos dividendos distribuídos pela Companhia para todos os efeitos legais. Além disso, o Estatuto Social da Companhia prevê que as ações preferenciais classe "A" têm direito a um dividendo mínimo, não cumulativo, de 10% (dez por cento) ao ano sobre o lucro líquido, enquanto as ações preferenciais classe "B" têm direito a dividendos 10% (dez por cento) maiores que os atribuídos às ações ordinárias. No ano de 2017, a CELPE realizou os seguintes pagamentos de proventos:

Ato Societário:	Tipo de Provento:	Valor Bruto (R\$)
Ata da Assembleia Geral Ordinária de 10/04/2017	Dividendo Mínimos Obrigatórios 2016	8.329,36
Ata da Assembleia Geral Extraordinária de 10/08/2017	Dividendos adicionais propostos 2014 Retificação da destinação	23.314.525,48

8.3. Relações com Investidores

No intuito de disponibilizar informações com elevado padrão de qualidade, transparência e confiabilidade, com base na legislação pertinente e das regras que regulam o setor elétrico, a CELPE adota uma política de comunicação consistente, clara e confiável com o mercado de capitais, zelando pelo relacionamento com acionistas, analistas de mercado, instituições financeiras, agências de rating e instituições reguladoras, em conformidade com as boas práticas de governança corporativa.

A CELPE disponibiliza informações por meio da área de Relações com Investidores, e-mail (ri@neoenergia.com), no site www.celpe.com.br - link RI e por meio dos relatórios e informes trimestrais e anuais arquivados na Bovespa e CVM.

8.4. Gestão de Riscos

A Área de Gestão de Riscos da Neoenergia atua de forma corporativa para todas as suas empresas e tem como objetivo trazer mais transparência para os processos corporativos e suporte na tomada de decisões estratégicas do Grupo.

A área é coordenada pela Superintendência de Gestão de Riscos, se reporta à Diretoria Financeira e suas principais responsabilidades são:
 (i) Elaborar e monitorar os Mapas de Riscos dos negócios;
 (ii) Elaborar e garantir o cumprimento das Políticas de Risco corporativas e para os negócios do Grupo;
 (iii) Avaliar e monitorar o risco de crédito das contrapartes financeiras e comerciais;
 (iv) Quantificar e monitorar os principais riscos de mercado aos quais a Companhia está exposta;
 (v) Elaborar e divulgar relatórios e informações relacionadas aos riscos da companhia para os órgãos reguladores e demais stakeholders;
 (vi) Coordenar a realização das reuniões da Comissão de Riscos

(vii) Disseminar a cultura de Gestão de Riscos pelo Grupo Neoenergia

A Política de Gestão de Risco Corporativo da Neoenergia, aprovada pelo Conselho de Administração, define os princípios, diretrizes e estrutura para gestão de riscos.

Esta Política se desdobra e é complementada por outras políticas do Grupo, também aprovadas pelo Conselho de Administração, tais como:
 • Política de Risco de Crédito
 • Política de Riscos Financeiros
 • Política de Seguros
 • Política de Risco de Mercado de Energia
 • Política de Risco para o negócio de Geração
 • Política de Risco para o negócio de Comercialização
 • Política de Risco para o negócio de Distribuição.

A gestão de riscos corporativos é complementada pela estrutura organizacional de Governança da Companhia, que inclui as áreas responsáveis por Compliance, Controles Internos e Auditoria. Estas áreas, em conjunto com a área de Gestão de Risco Corporativo e as áreas de negócios e corporativas, complementam e fortalecem a estrutura de gerenciamento de riscos.

Neste modelo, as áreas de negócio responsáveis pelas atividades de geração, distribuição, transmissão e comercialização de energia, bem como as demais áreas e funções corporativas, constituem a primeira linha de defesa no gerenciamento de riscos; as diversas funções de controle de riscos e supervisão de conformidade estabelecidas pela Administração da Companhia (Risco Corporativo, Controles Internos e Compliance) são a segunda linha de defesa; e a avaliação independente feita pela Auditoria Interna é a terceira linha de defesa.

A Área de Gestão de Risco da Neoenergia atua hoje de forma independente das áreas de negócio integrando a visão risco-oportunidade na gestão das empresas.

8.5. Integridade e Ética

O Grupo Neoenergia tem como um de seus valores a INTEGRIDADE e busca incessantemente pautar sua conduta e a de seus colaboradores dentro de princípios éticos e de conformidade com a legislação brasileira e com as melhores práticas em termos de ética empresarial. Além disso, envia esforços para que seus fornecedores de bens e serviços também adotem condutas íntegras e aderentes aos princípios defendidos pelo Grupo em seu Código de Ética e em suas Políticas de Integridade.

O Grupo aderiu também às normas estipuladas em tratados internacionais dos quais o Brasil é signatário, por meio do Pacto Global das Nações Unidas contra Corrupção e se alinhou aos princípios de combate à corrupção, estabelecidos pelo Instituto ETHOS.

Para atingir seus propósitos O Grupo Neoenergia conduz uma série de ações dentro de seu Programa de Integridade, conforme diretrizes do Conselho de Administração, e que estão em linha com a legislação anticorrupção brasileira e as melhores práticas empresariais de compliance. A coordenação desse programa é realizada pela Superintendência de Compliance, criada desde 2014, a qual é responsável por a) planejar, conceber, executar, manter e avaliar o Programa de Integridade da Neoenergia e suas controladas; b) elaborar e revisar Códigos de Conduta, políticas e procedimentos a fim de promover e reforçar uma cultura de integridade baseada em princípios éticos de negócio; c) identificar, avaliar e propor medidas de mitigação de riscos de não conformidade de forma a garantir a aderência do Grupo aos princípios da legalidade e de combate à corrupção; d) investigar os casos de conduta em desconformidade com o Código de Ética e políticas de integridade; e) treinar executivos e colaboradores sobre temas relacionados com ética empresarial e legislação anticorrupção; f) propor medidas de prevenção relacionadas com comportamento ético e aderente à legislação; g) coordenar as ações de disseminação da cultura de integridade e ética por toda a organização.

Em 2017 o esforço da empresa em sua jornada de integridade foi reconhecido pela segunda vez consecutiva, com a conquista do Selo Empresa Pró

Armazenamento de energia em Fernando de Noronha: o projeto "Otimização multiobjetivo de recursos energéticos distribuídos visando sustentabilidade e confiabilidade em microrredes isoladas incluindo sistema de armazenamento de energia com baterias (Projeto SIAE)" tem como objetivo a implantação de uma planta piloto de um sistema de armazenamento, com a tecnologia de ion de lítio, operando de forma integrada com a geração diesel da Usina Tubarão e com as Usinas de Energia Solar Fotovoltaica.

Segurança (EP/IEPC): o projeto "Solução automatizada e inteligente associada a equipamentos para melhorar a gestão e segurança dos eletricitistas" propõe a aplicação da tecnologia de radiofrequência para identificação dos equipamentos de proteção (EPs/IEPCs) utilizados por operadores em campo. Nele, será possível monitorar os equipamentos das viaturas da empresa, verificar os procedimentos de isolamento das áreas e acompanhar a utilização dos EPs em tempo real, enviando dados para um sistema online. Através disso, será possível verificar as operações de segurança praticadas pelas equipes de manutenção da rede de distribuição, visando a mudança comportamental e a disciplina operacional. O sistema ajudará ainda a administrar o controle de vida útil dos equipamentos, planejando melhor a manutenção e a compra de novos EPs e IEPCs.

Corrente configurável: o projeto "Desenvolvimento de fonte para injeção de corrente em malha de terra para medição de resistência de aterramento em subestações" visa desenvolver uma fonte de tensão compacta para injeção de corrente na malha de terra em subestação para medição de resistência de aterramento. Terá funcionalidade de receber comandos e ter as informações das variáveis (corrente, tensão e frequência) monitoradas ou configuradas remotamente por uma estação, sem fio, com capacidade de comunicação em distâncias de até 4 Km. Controle de água em transformadores: o projeto "Sistema de detecção de água em óleo transformador através de microondas" objetiva desenvolver um sensor que utiliza microondas para detectar o teor de água no óleo do transformador. Isso é feito através de monitoramento on-line, aumentando o nível de confiabilidade e vida útil do equipamento, pois ajuda a manter a fração de água em níveis bem abaixo do máximo estabelecido pela norma. O sensor será um sistema portátil que faz medições em tempo real por meio da radiação, registrando os valores num banco de dados. Vida útil de baterias: o projeto "Dispositivo para monitoramento da vida útil remanescente de baterias chumbo-ácidas estacionárias aplicadas em subestações e chaves de distribuição" tem como finalidade monitorar o estado geral de um banco de baterias e estimar a vida útil remanescente. O produto do projeto possui uma alta aplicabilidade, uma vez que existem vários sistemas que utilizam bancos de baterias e que estão sujeitos a falhas.

Meio Ambiente
Em 2017, o Grupo Neoenergia atualizou sua Política Socioambiental, documento que norteia a tomada de decisão de suas empresas na adoção de práticas sustentáveis nos processos, produtos e serviços relacionados às atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

A Política ratifica a proteção ao meio ambiente como fator importante para a sustentabilidade dos negócios da Neoenergia, devendo ser contemplada desde o planejamento à execução de suas atividades. Além disso, delega a todos os profissionais, fornecedores e prestadores de serviço do Grupo e de suas empresas controladas, o cumprimento dos compromissos estabelecidos na Política.

Dentre os princípios estabelecidos no documento estão: redução dos impactos socioambientais; conservação da biodiversidade, dos recursos naturais, do patrimônio histórico-cultural e das comunidades protegidas e tradicionais; integridade e cumprimento à Lei; compromisso com a melhoria contínua; comunicação com os stakeholders para promoção da sustentabilidade; e engajamento e inovação.

10. SAÚDE E SEGURANÇA

O Valor nº 1 do Grupo Neoenergia é a Segurança - Colocamos as vidas das pessoas em primeiro lugar – valor no qual os colaboradores entendem e reconhecem ser a prioridade da Companhia.

A Celpe possui Sistema de Gestão de Saúde e Segurança que objetiva promover a cultura de prevenção de acidentes, por meio de controle de riscos e seus respectivos impactos, de modo a garantir o cumprimento dos requisitos legais, do comportamento seguro e o alinhamento com suas políticas. O fortalecimento da cultura da segurança é realizado desde o estabelecimento da Jornada Comportamento Seguro, programa criado em 2014, para propagar uma mudança cultural pela valorização da vida. Dentre as componentes deste programa, estão as observações comportamentais para identificar desvios – como reação e posição das pessoas, uso de equipamentos de proteção individuais e coletivos, ferramentas e equipamentos – e modificar processos, na busca pela meta do acidente zero; Diálogos de Estratégia, Segurança e Comportamento (DESC), e reuniões de comitês de segurança, realizadas mensalmente, onde são analisadas performance dos indicadores reativos e proativos. Além dos seus colaboradores que compõem toda a força de trabalho, a Companhia realiza ações de segurança para a população, tais como treinamento sobre instalações elétricas para profissionais da construção civil, palestras sobre o uso seguro e eficiente de energia elétrica em escolas, divulgação maçã em todos os veículos sobre o uso seguro e eficiente de energia elétrica e campanhas educativas nas redes sociais. Ademais, os fornecedores que são contratados, para acessarem a ferramenta de cadastro de seus empregados, são obrigados a ler e aceitar a Política de Saúde e Segurança. Com essas ações, dentre outras, a Celpe espera alcançar o nível de Saúde e Segurança de uma organização de classe mundial, onde a prática de comportamentos seguros seja um compromisso de todos.

11. CANAIS DE ATENDIMENTO

A Celpe mantém uma estrutura de atendimento que facilita o acesso aos serviços disponibilizados pela empresa de forma a melhorar a satisfação dos clientes:

• **Atendimento Presencial** – Dispõe de uma rede de atendimento com 36 lojas, sendo 11 na Região Metropolitana, 19 nos demais municípios do Estado e 06 unidades móveis além de um posto de atendimento em Fernando de Noronha. Em 2017, visando oferecer maior conforto no espaço destinado ao atendimento a clientes, quatro lojas tiveram melhorias em suas estruturas (Madalena, Santa Maria da Boa Vista, Petrolina e Garanhuns).

BALANÇOS SOCIAIS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 31 DE DEZEMBRO DE 2016 (Informação Adicional)

1 - BASE DE CÁLCULO	2017				2016 (Reclassificado)			
	RS mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT	RS mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT
Receita Líquida (RL)	5.318.409				4.694.830			
Resultado Operacional (RO)	346.684				244.423			
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	247.135				207.835			
Valor Adicionado Total (VAT)	3.291.411				3.338.035			
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS	RS mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT	RS mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT
Alimentação	20.520	8,30%	0,39%	0,62%	14.869	7,15%	0,32%	0,45%
Encargos sociais compulsórios	57.475	23,26%	1,08%	1,75%	53.536	25,76%	1,14%	1,60%
Previdência privada	6.793	2,75%	0,13%	0,21%	6.500	3,13%	0,14%	0,19%
Saúde	23.207	9,39%	0,44%	0,71%	16.179	7,78%	0,34%	0,48%
Segurança e saúde no trabalho	7.335	2,97%	0,14%	0,22%	3.462	1,67%	0,07%	0,10%
Educação	360	0,15%	0,01%	0,01%	458	0,22%	0,01%	0,01%
Cultura	32	0,01%	0,00%	0,00%	200	0,10%	0,00%	0,01%
Capacitação e desenvolvimento profissional	3.039	1,23%	0,06%	0,09%	2.961	1,42%	0,06%	0,09%
Creches ou auxílio-creche	2.769	1,12%	0,05%	0,08%	2.083	1,00%	0,04%	0,06%
Esporte	-	0,00%	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%	0,00%
Transporte	707	0,29%	0,01%	0,02%	1.125	0,54%	0,02%	0,03%
Participação nos lucros ou resultados	23.068	9,33%	0,43%	0,70%	16.024	7,71%	0,34%	0,48%
Outros	965	0,39%	0,02%	0,03%	741	0,36%	0,02%	0,02%
Total - Indicadores sociais internos	146.268	59,19%	2,75%	4,44%	118.138	56,84%	2,52%	3,54%
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS	RS mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	RS mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT
Educação	4.489	1,82%	0,08%	0,14%	860	0,35%	0,02%	0,03%
Cultura	30.215	12,23%	0,57%	0,92%	30.260	12,38%	0,64%	0,91%
Saúde e Saneamento	15	0,01%	0,00%	0,00%	88	0,04%	0,00%	0,00%
Esporte	250	0,10%	0,00%	0,01%	500	0,20%	0,01%	0,01%
Combate a fome e segurança alimentar	-	0,00%	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%	0,00%
Desenvolvimento Social	311.478	126,04%	5,86%	9,46%	205.403	84,04%	4,38%	6,15%
Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico	17.867	7,23%	0,34%	0,54%	18.882	7,73%	0,40%	0,57%
Outros	204	0,08%	0,00%	0,01%	213	0,09%	0,00%	0,01%
Total das Contribuições para a Sociedade	364.519	147,50%	6,85%	11,07%	256.206	104,82%	5,46%	7,68%
Tributos (Exceto Encargos Sociais)	2.120.348	857,97%	39,87%	64,42%	2.019.753	826,34%	43,02%	60,51%
Total - Indicadores sociais externos	2.484.867	1005,47%	46,72%	75,50%	2.275.959	931,16%	48,48%	68,18%
4 - INDICADORES AMBIENTAIS	RS mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	RS mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT
Investimentos relacionados com a operação da empresa	376.884	152,50%	7,09%	11,45%	381.638	156,14%	8,13%	11,43%
Investimento em programas e/ou projetos externos	15.484	6,27%	0,29%	0,47%	22.877	9,36%	0,49%	0,69%
Total dos investimentos em meio ambiente	392.368	158,77%	7,38%	11,92%	404.515	165,50%	8,62%	12,12%
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade.		65				113		
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativa e/ou judicialmente.		29				12		
Passivos e contingências ambientais.		0				0		
Quanto 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:	() Não possui Metas	() Cumpre de 0 a 50%	() Cumpre de 51 a 75%	(x) Cumpre de 76 a 100%	() Não possui Metas	() Cumpre de 0 a 50%	() Cumpre de 51 a 75%	(x) Cumpre de 76 a 100%
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL	2017				2016			
Nº de empregados(as) ao final do período		2.314				1.962		
Nº de admissões durante o período		489				379		
Nº de desligamentos durante o período		137				116		
Nº de empregados(as) terceirizados		6.748				7.165		
Nº de estagiários(as)		105				139		
Nº de empregados acima de 45 anos		469				511		
Nº de empregados por faixa etária, nos seguintes intervalos:								
menores de 18 anos		0				0		
de 18 a 35 anos		1.103				916		
de 36 a 60 anos		1.201				1.039		
acima de 60 anos		10				7		
Nº de empregados por nível de escolaridade, segregado por:								
analfabetos		0				0		
com ensino fundamental		20				67		
com ensino médio		776				582		
com ensino técnico		738				574		
com ensino superior		558				529		
pós-graduados		222				210		
Nº de empregados por sexo:								
homens		1.888				1.532		
mulheres		426				430		
% de cargos de chefia por sexo:								
homens		76,80%				77,00%		
mulheres		23,20%				23,00%		
Nº de negros(as) que trabalham na empresa		194				158		
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)		1,60%				2,00%		
Nº de empregados portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais		112				90		
Remuneração bruta segregada por:								
Empregados		160.282				119.046		
Administradores		6.227				5.056		
Terceirizados		-				-		
Autônomos		-				-		

BALANÇO PATRIMONIAL 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016 (Em milhares de reais)

Ativo	Notas	2017		2016	
		2017	2016	2017	2016
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	5	340.336	23.658		
Contas a receber de clientes e outros	6	1.057.265	934.032		
Títulos e valores mobiliários	5	58	160.025		
Impostos e contribuições a recuperar	7	146.818	133.761		
Serviços em curso		28.172	22.395		
Instrumentos financeiros derivativos	12	45.344	18.425		
Valores a compensar da parcela A e outros itens financeiros	8	120.556	-		
Outros ativos circulantes		76.945	42.143		
Total do circulante		1.815.494	1.334.439		
Não circulante					
Contas a receber de clientes e outros	6	106.782	75.901		
Títulos e valores mobiliários	5	-	16.028		
Impostos e contribuições a recuperar	7	71.656	98.327		
Impostos e contribuições diferidos	9	262.284	267.829		
Depósitos judiciais	16	96.888	74.117		
Benefícios pós-emprego e outros benefícios	25	8.376	1.411		
Valores a compensar da parcela A e outros itens financeiros	8	55.111	-		
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	10.1	1.364.297	1.081.698		
Instrumentos financeiros derivativos	12	53.937	44.099		
Outros ativos não circulantes		3.633	3.632		
Intangível	10.2	2.837.542	2.527.662		
Total do não circulante		4.860.506	4.190.704		
Ativo total		6.676.000	5.525.143		
Passivo e patrimônio líquido					
Circulante					
Fornecedores	11	832.043	531.559		
Empréstimos e financiamentos	12.1	472.898	699.917		
Debêntures	12.2	188.241	69.751		
Salários e encargos a pagar	13	82.922	41.817		
Encargos setoriais	14	73.521	48.979		
Impostos e contribuições a recolher	15	213.494	215.208		
Dividendos e juros sobre capital próprio	18	64.669	105		
Provisões	16	50.603	47.008		
Benefícios pós-emprego e outros benefícios	25	17.758	17.523		
Valores a repassar da parcela A e outros itens financeiros	8	-	36.510		
Instrumentos financeiros derivativos	12	6.462	60.974		
Outros passivos circulantes	17	162.045	149.787		
Total do circulante		2.164.656	1.919.138		
Não circulante					
Fornecedores	11	44.256	179.123		
Empréstimos e financiamentos	12	1.821.239	1.148.114		
Debêntures	12	746.564	306.355		
Encargos setoriais	14	34.498	29.109		
Provisões	16	88.920	71.810		
Benefícios pós-emprego e outros benefícios	25	201.760	225.588		
Valores a repassar da parcela A e outros itens financeiros	8	-	41.781		
Outros passivos não circulantes	17	36.751	29.793		
Total do não circulante		2.973.988	2.031.673		
Patrimônio líquido					
Capital social		663.178	590.174		
Reservas de capital		485.076	558.080		
Reservas de lucros		356.062	374.667		
Outros resultados abrangentes		33.040	28.097		
Proposta de distribuição de dividendos adicional		-	23.314		
Total do patrimônio líquido		1.537.356	1.574.332		
Total do passivo e patrimônio líquido total		6.676.000	5.525.143		

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

• Celpe Serviços - A Celpe está presente em toda sua área de concessão (184 municípios pernambucanos, Pedras de Fogo na Paraíba e o Arquipélago de Fernando de Noronha). Nos municípios onde não há loja própria, o atendimento é realizado através da rede credenciada Celpe Serviços, que finalizou o ano com 161 estabelecimentos, realizaram 486 mil atendimentos comerciais e emergenciais. Estes atendimentos são feitos preferencialmente pelo Portal do Credenciado, ferramenta desenvolvida em ambiente web, que possibilita o atendimento online para os serviços mais procurados, dotando a rede de mais autonomia e agilidade no atendimento ao cliente. Quando o serviço não está disponível no Portal do Credenciado, o atendimento é feito pela equipe de BackOffice localizada no teleatendimento.

• A Companhia também disponibiliza outros canais de atendimento como: Teleatendimento, Agência Virtual, App, Serviço gratuito de SMS e Atendimento aos Clientes Corporativos. Esta rede confirma o esforço da Celpe em atender seus clientes de forma clara e eficiente. Desde 2004, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) divulga o Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC), com o objetivo de avaliar, a partir da percepção dos usuários, o grau de satisfação com as distribuidoras de energia elétrica. O índice é composto de cinco variáveis: qualidade percebida, valor, satisfação, confiança e fidelidade. Cada variável é avaliada

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016 (Em milhares de reais)

	Reservas de capital			Reservas de lucros			Outros resultados líquidos	Lucro líquido (prejuízo) acumulado	Proposta de distribuição de dividendos adicionais	Total do Patrimônio Líquido
	Reserva de bens e direitos constituídos com capital próprio	Reserva especial de ação	Reserva de incentivo fiscal	Reserva de incentivo fiscal	Reserva legal	abrangentes				
Saldo em 31 de dezembro de 2015	590.174	30.077	454.999	73.004	287.956	87.052	60.679	-	72.029	1.655.970
Aprovação da proposta de dividendos adicional	-	-	-	-	-	-	-	-	(48.715)	(48.715)
Ganhos e perdas atuariais, líquidos	-	-	-	-	-	-	(32.582)	-	-	(32.582)
Prejuízo do exercício	-	-	-	-	-	-	-	(333)	-	(333)
Destinações:										
Dividendos mínimos obrigatórios	-	-	-	-	-	-	-	(8)	-	(8)
Absorção de reserva de lucros	-	-	-	-	-	(341)	-	341	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2016	590.174	30.077	454.999	73.004	287.956	86.711	28.097	-	23.314	1.574.332
Aumento de capital (Nota 18)	73.004	-	-	(73.004)	-	-	-	-	(23.314)	(23.314)
Aprovação da proposta de dividendos adicional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganhos e perdas atuariais, líquidos	-	-	-	-	-	-	4.943	-	-	4.943
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	56.395	-	56.395
Destinações:										
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	(75.000)	-	(75.000)
Absorção de reserva de lucros	-	-	-	-	-	(18.444)	-	18.444	-	-
Reserva de Incentivo Fiscal SUDENE	-	-	-	-	(161)	-	-	161	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2017	663.178	30.077	454.999	-	287.795	68.267	33.040	-	-	1.537.356

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016 (Em milhares de reais)

	2017	2016
Fluxo de caixa das atividades operacionais	59.343	13.486
Lucro líquido do exercício antes dos impostos	59.343	13.486
Ajustes para:		
Amortização (*)	209.805	185.184
Valores a compensar/(repassar) da parcela A e outros itens financeiros	(237.607)	87.984
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	239.477	238.428
Valor de reposição estimado da concessão	(57.155)	(39.794)
Perda/(ganho) na baixa de ativos intangíveis e financeiros indenizáveis	25.699	25.855
Provisão para contingências cíveis, fiscais e trabalhistas	40.563	41.803
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	109.364	10.250
Atualização monetária dos planos de benefício pós-emprego	26.164	24.730
Atualização das provisões para contingências	36.468	26.852
Atualização de títulos e valores mobiliários	(15.586)	(7.434)
Outras atualizações de receitas e despesas financeiras	412	1.664
	436.947	609.008
Variações em:		
Contas a receber de clientes e outros	(263.478)	24.510
IR e CSLL a recuperar	3.337	4.303
Impostos e contribuições a recuperar, exceto IR e CSLL	10.326	(136.943)
Estoques	(4.876)	1.083
Depósitos judiciais	(20.233)	(7.245)
Despesas pagas antecipadamente	(30.422)	(970)
Benefício pós-emprego e outros benefícios	(6.965)	(501)
Valores a compensar da parcela A e outros itens financeiros	(16.351)	-
Outros ativos	(17.168)	(21.066)
Fornecedores	(345.830)	(137.369)
Salários e encargos a pagar	165.617	15.428
Encargos de dívidas e instrumentos financeiros derivativos pagos	41.105	(1.889)
Encargos setoriais	(320.325)	(147.099)
Encargos setoriais	26.979	(23.931)
Impostos e contribuições a recolher, exceto IR e CSLL	(12.162)	27.085
Valores a repassar da parcela A e outros itens financeiros	-	97.174
Indenizações e contingências pagas	(56.326)	(65.268)
Benefício pós-emprego e outros benefícios	(42.266)	(39.576)
Outros passivos	19.217	11.938
	(178.161)	(126.138)
	(87.044)	345.501
Fluxo de caixa oriundo das atividades operacionais	(118.718)	(112.652)
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Aquisição de intangível	(716.156)	(676.212)
Resgate/(aplicação) em títulos e valores mobiliários	191.581	110.980
Fluxo de caixa utilizado nas atividades de investimentos	(524.575)	(665.232)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Captação de empréstimos e financiamentos	1.105.340	420.742
Captação de debêntures	593.838	356.890
Amortização do principal de empréstimos e financiamentos	(695.188)	(213.142)
Amortização do principal de debêntures	(38.481)	(216.000)
Pagamentos de custos de captação	(22.111)	(4.852)
Obrigações vinculadas	8.202	30.698
Pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio	(23.303)	(49.915)
Caixa líquido proveniente das atividades de financiamento	928.297	324.421
Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa	316.678	(15.310)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	23.658	38.968
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	340.336	23.658
Variação líquida de caixa e equivalentes de caixa	316.678	(15.310)

(*) Valor bruto, não deduzidos dos créditos de PIS/COFINS.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016 (Em milhares de reais)

	2017	2016
Recargas		
Vendas brutas de energia, serviços e outros	7.941.725	7.208.925
Provisão para créditos de liquidação duvidosa e perdas	(109.364)	(132.364)
	7.832.361	7.076.561
Insumos adquiridos de terceiros		
Energia elétrica comprada para revenda	(*) (3.287.022)	(2.666.200)
Encargos de uso da rede básica de transmissão	(*) (216.909)	(236.173)
Materias-primas consumidas	(*) (8.602)	(5.392)
Materiais, serviços de terceiros e outros	(*) (1.189.347)	(1.295.073)
	(4.701.880)	(4.202.838)
Valor adicionado bruto	3.130.481	2.873.723
Amortização (*)	(209.805)	(185.184)
Valor adicionado líquido	2.920.676	2.688.539
Valor adicionado recebido em transferência		
Recargas financeiras	(*) 370.736	649.496
Valor adicionado total a distribuir	3.291.412	3.338.035
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal		
Remunerações	160.130	118.981
Encargos sociais (exceto INSS)	27.810	26.044
Benefício pós-emprego	(16.459)	(15.334)
Auxílio alimentação	20.343	14.683
Previdência privada e outros benefícios	23.893	29.594
Despesas com desligamento	6.208	5.714
Férias e 13º salário	23.303	24.573
Plano de saúde	23.058	16.880
Participação no resultado	23.068	15.025
Administradores	6.400	5.256
Encerramento de ordem em curso	415	1.061
(-) Transferência para ordens	(35.365)	(30.104)
Outros	2.853	2.729
Subtotal	265.657	215.102
Impostos, taxas e contribuições		
INSS (sobre folha de pagamento)	31.029	28.722
ICMS	1.455.339	1.379.700
PIS/COFINS sobre faturamento	309.166	328.254
Imposto de renda e contribuição social	2.948	13.819
Obrigações intra-setoriais	509.215	485.645
Outros	5.916	4.659
Subtotal	2.313.613	2.240.799
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros e variações cambiais	652.329	879.143
Aluguéis	(*) 3.418	3.324
Subtotal	655.747	882.467
Acionistas		
Juros sobre capital próprio	75.000	-
Dividendos distribuídos	-	8
Reserva de Incentivo Fiscal - SUDENE	(161)	-
Absorção de reserva de lucros	(18.444)	(341)
Subtotal	56.395	(333)
Valor adicionado distribuído	3.291.412	3.338.035

(*) Valor bruto, não deduzidos dos créditos de PIS/COFINS.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 31 DE DEZEMBRO DE 2017 (Valores expressos em milhares de reais)

1. INFORMAÇÕES GERAIS

A Companhia Energética de Pernambuco – CELPE, com sede na Av. João de Barros, 111, Boa Vista, Recife – Pernambuco, listada na Bolsa de Valores do Estado de São Paulo (BOVESPA), controlada pela Neenergia S/A (“NEOENERGIA”), é concessionária de serviço público de energia elétrica. Suas atividades são regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e compreendem projetar, construir e explorar os sistemas de sub-transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia, bem como a geração de energia elétrica em sistema isolado, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica, podendo ainda realizar operações de exportação e importação. A Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado de Pernambuco, no Distrito Estadual de Fernando de Noronha e no município de Pedras de Fogos, no Estado da Paraíba, abrangendo uma área de concessão de 98.547 Km², a qual é regulada pelo Contrato de Concessão nº 26 com vencimento em 2030. A Companhia vem atendendo consumidores livres no Estado de Pernambuco, desde 2002. Adicionalmente, a Companhia está autorizada a manter usina de geração de energia térmica a diesel no Distrito Estadual de Fernando de Noronha até 2019.

2. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2.1. Declaração de conformidade: As demonstrações financeiras foram preparadas em conformidade às normas internacionais de relatório financeiro (“IFRS” – *International Financial Reporting Standards*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* – IASB, e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos, as orientações e as interpretações técnicas, emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM. A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais. A emissão dessas demonstrações financeiras foi autorizada pela administração da Companhia em 16 de fevereiro de 2018. Após a sua emissão, somente os acionistas têm o poder de alterar as demonstrações financeiras. Todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem aquelas utilizadas pela Administração na sua gestão.

2.2. Moeda funcional e de apresentação: As demonstrações financeiras estão apresentadas em milhares de Reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia. Todos os saldos foram arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

2.3. Base de mensuração: As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico, com exceção dos seguintes itens materiais reconhecidos nos balanços patrimoniais: (i) os instrumentos financeiros derivativos são mensurados pelo valor justo, vide nota explicativa 23; (ii) os ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados pelo valor justo, vide nota explicativa 23; (iii) o ativo ou passivo líquido de benefício definido é reconhecido como o valor justo dos ativos do plano, deduzido do valor presente da obrigação do benefício definido, e é limitado, vide nota explicativa 25.

2.4. Uso de estimativas e julgamentos: A preparação das demonstrações financeiras exige que a Administração da Companhia faça julgamentos e adote estimativas e premissas, baseadas em fatores objetivos e subjetivos, que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas. Essas estimativas e premissas são revisadas continuamente, com base na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas e os ajustes oriundos destas revisões são reconhecidos no exercício em que as estimativas são revisadas e aplicadas de maneira prospectiva. As informações sobre julgamentos realizados na aplicação das políticas contábeis que têm efeitos significativos sobre os valores reconhecidos, e, as informações sobre as incertezas relacionadas a premissas e estimativas que possuem um risco significativo de resultar em um ajuste material no exercício findo em 31 de dezembro de 2017, estão incluídas nas seguintes notas explicativas: (i) o registro da receita de fornecimento de energia e de uso da rede do sistema de distribuição não faturados, vide nota explicativa 19; (ii) o registro de provisão da comercialização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, vide nota explicativa 6; (iii) reconhecimento de ativos fiscais diferidos; disponibilidade de lucro tributável futuro contra o qual prejuízos fiscais possam ser utilizados, vide nota explicativa 9; (iv) critério de apuração e atualização do ativo financeiro da concessão; e cálculo da amortização do ativo intangível da concessão de forma linear pelo prazo correspondente ao direito de cobrar os consumidores pelo uso do ativo da concessão que o gerou (vida útil regulatória dos ativos) ou pelo prazo do contrato de concessão, dos dois o menor, vide nota explicativa 10; (v) definição do valor justo através de técnicas de avaliação, incluindo o método de fluxo de caixa descontado, para ativos e passivos financeiros não obtidos em mercados ativos, vide nota explicativa 23; (vi) reconhecimento dos custos dos planos de aposentadoria com benefícios e o valor presente da obrigação de aposentadoria, através da avaliação atuarial que envolve o uso de premissas sobre taxas de desconto, taxas de retorno de ativos esperadas, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões, vide nota explicativa 25; (vii) reconhecimento de provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios, por meio da avaliação da probabilidade de perda que inclui avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e a relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos, vide nota explicativa 16; e (viii) reconhecimento dos valores a compensar/(repassar) da parcela A e outros itens financeiros, vide nota explicativa 8.

2.5. Reclassificações de saldos comparativos: A Administração da Companhia, após reavaliação de determinados temas e objetivando a melhor apresentação da sua posição patrimonial e do seu desempenho operacional e financeiro, com base nas orientações emanadas pelo “CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro”, procedeu às reclassificações, de forma retrospectiva, em suas demonstrações do resultado e do valor adicionado, originalmente publicadas em 25 de julho de 2017.

2.5.1. Demonstração do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2016:

	01/01/2016 a 31/12/2016		
Ref.	Apresentado	Reclassificações	Reclassificado
Receita líquida	4.726.776	-	4.726.776
Custo dos serviços	(4.042.095)	(52.421)	(4.094.516)
Despesas com vendas	(233.770)	-	(233.770)
Outras receitas/despesas gerais e administrativas	(201.859)	52.421	(149.438)
Receitas financeiras	643.577	-	643.577
Despesas financeiras	(879.143)	-	(879.143)
Imposto de renda e contribuição social	(13.819)	-	(13.819)
Prejuízo do período	(333)	-	(333)

2.5.2. Demonstração do valor adicionado do exercício findo em 31 de dezembro de 2016:

	01/01/2016 a 31/12/2016		
Ref.	Apresentado	Reclassificações	Reclassificado
Valor adicionado líquido	2.688.539	460	2.689.000
Valor adicionado recebido em transferência	649.716	(220)	649.496
Valor adicionado total a distribuir	3.337.795	239	3.338.034
Pessoal			
(b)/(c)	214.642	460	215.102
Impostos, Taxas e Contribuições	2.241.019	(220)	2.240.799
Remuneração de Capitais de Terceiros	882.467	-	882.467
Remuneração de Capitais Próprios	(333)	-	(333)
Valor adicionado distribuído	3.337.795	239	3.338.034

As mudanças efetuadas não alteram o total do patrimônio líquido, exceto a demonstração do fluxo de caixa. A natureza das principais reclassificações realizadas encontra-se descritas a seguir: (a) Reclassificação da receita de venda por inadimplência do consumidor no montante de R\$ 52.421 de custo do serviço para outras receitas/despesas gerais e administrativas. (b) Reclassificação de estagiário/bolsista de material, serviços terceiros e outros para pessoal no montante de R\$ 2.731 conforme despacho de encerramento ANEEL 4.356/2017. (c) Reclassificação de indenização trabalhista pessoal próprio, de pessoal para material, serviços de terceiros e outros no montante de R\$ 2.272. 2.6. Principais políticas contábeis: As principais políticas contábeis adotadas pela Companhia estão descritas a seguir: a) **Instrumentos financeiros:** A Companhia classifica seus ativos e passivos financeiros, no reconhecimento inicial, de acordo com as seguintes categorias: (i) **Ativos financeiros:** Os ativos financeiros incluem caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes, títulos e valores mobiliários, ativo financeiro de concessão, valores a compensar da Parcela A e outros itens financeiros, além de outros créditos realizáveis por caixa. A Companhia reconhece os recebíveis inicialmente na data em que foram originados. Todos os outros ativos financeiros são reconhecidos na data da negociação quando a entidade se tornar parte das disposições contratuais do instrumento. A Companhia desreconhece um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando a Companhia transfere os direitos ao recebimento dos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação na qual substancialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. Qualquer participação que seja criada ou retida pela Companhia em tais ativos financeiros transferidos, é reconhecida como um ativo separado. **Mensuração:** - Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado; são apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidas na demonstração do resultado. - Empréstimos e recebíveis: são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos, menos perda por redução ao valor recuperável. - Investimentos mantidos até o vencimento: ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e vencimentos fixos são classificados como mantidos até o vencimento quando a Companhia tiver manifestado intenção e capacidade financeira para mantê-los até o vencimento. Após a avaliação inicial, estes ativos são avaliados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável. - Ativos financeiros disponíveis para venda: após mensuração inicial, estes ativos são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas não realizados reconhecidos diretamente dentro dos outros resultados abrangentes até a baixa do investimento, com exceção das perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre ativos monetários que são reconhecidos diretamente no resultado do exercício. (ii) **Passivos financeiros:** Os passivos financeiros incluem contas a pagar a fornecedores, valores a repassar da parcela A e outros itens financeiros, outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos passivos classificados a valor justo por meio do resultado. **Mensuração:** Após reconhecimento inicial os empréstimos e financiamentos e debêntures são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa efetiva de juros, exceto quando os empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira são itens objeto de *hedge*, classificados como passivos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado, quando atendido o critério de efetividade de *hedge*. A Companhia faz uso de derivativos com o objetivo de proteção, utilizando a contabilização de *hedge* (*accounting*). A valorização ou a desvalorização do valor justo do instrumento destinado à proteção são registradas em contrapartida da conta de receita ou despesa financeira, no resultado do exercício. b) **Análise do valor de recuperação dos ativos:** A Administração da Companhia revisa anualmente o valor contábil líquido dos seus ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Sendo tais evidências identificadas e o valor contábil líquido exceder o valor recuperável, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável. Perdas por redução no valor recuperável são reconhecidas no resultado e são revertidas somente na condição em que o valor contábil do ativo ou da UGC não exceda o valor contábil que teria sido apurado, caso nenhuma perda por redução ao valor recuperável tivesse sido reconhecida para o ativo ou UGC em exercícios anteriores. A reversão da perda por redução ao valor recuperável é reconhecida imediatamente no resultado. Uma UGC é definida como o menor grupo identificável de ativos que geram fluxos de entrada de caixa independente dos fluxos de entrada de caixa de outros ativos ou grupo de ativos. O valor recuperável de uma UGC é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor justo deduzido das despesas de venda. Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, utilizando uma taxa de desconto antes dos impostos que reflete o custo médio ponderado de capital para o segmento em que opera a UGC. O valor justo é determinado, sempre que possível, com base em contrato de venda firme em uma transação em bases comutativas, entre partes conhecedoras e interessadas, ajustado por despesas atribuíveis à venda do ativo, ou, quando não há contrato de venda firme, com base no preço de mercado de um mercado ativo, ou no preço da transação mais recente com ativos semelhantes. Evidência objetiva de que ativos não financeiros tiveram perda de valor inclui: • Indicativos observáveis de redução significativas do valor do ativo; • Mudanças tecnológicas, de mercado, econômico ou legal na qual a entidade opera o ativo; • Aumento de taxas de juros praticados no mercado de retorno sobre investimentos afetando a taxa de desconto utilizado pela Companhia; e • O valor contábil do patrimônio líquido da entidade é maior do que o valor de suas ações no mercado; • Evidência disponível de obsolescência ou de dano físico de um ativo; • Descontinuidade ou reestruturação da operação à qual um ativo pertence; e • Dados observáveis indicando que o desempenho econômico de um ativo é ou será pior que o esperado. Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016,

a Companhia não constatou evidências que possam indicar deterioração, em função disso não houve necessidade de reconhecimento de perda por redução ao valor recuperável. f) **Valores a**

tiva para avaliar a efetividade do hedge. A IFRS 9/CPC 48 também introduz novos requerimentos de equilíbrio de relações de hedge e proíbe a descontinuação voluntária da contabilidade de hedge. De acordo com o novo modelo, é possível que mais estratégias de gestão de risco, particularmente as de um hedge de um componente de risco (diferente do risco de moeda estrangeira) de um item não financeiro, possam qualificar-se para a contabilidade de hedge. Atualmente, a Companhia não realiza hedge de tais componentes de risco. A Companhia utiliza derivativos para mitigar o risco cambial e de taxa de juros em empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira e indexados ao IPCA, respectivamente. Os tipos de relações de contabilidade de hedge que a Companhia atualmente designa atendem aos requerimentos da IFRS 9/CPC 48 e estão alinhados com a estratégia e objetivo de gerenciamento de risco da entidade. A Companhia concluiu que não haverá impactos. • **Divulgações:** A IFRS 9 exigirá extensivas novas divulgações, especificamente sobre a contabilidade de hedge, risco de crédito e perdas de crédito esperadas. A avaliação da Companhia incluiu uma análise para identificar deficiências em relação a informações requeridas nos processos atuais e a Companhia está em processo de implementação de mudanças nos seus sistemas e controles para atender aos novos requisitos. • **Transição:** As mudanças nas políticas contábeis resultantes da adoção da IFRS 9 serão geralmente aplicadas retrospectivamente, exceto as mudanças descritas a seguir: i. A Companhia irá aproveitar a isenção que lhe permite não representar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros (incluindo perdas de crédito esperadas). As diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção da IFRS 9, serão geralmente reconhecidas nos lucros acumulados e reservas em 1º de janeiro de 2018. ii. As seguintes avaliações devem ser efetuadas com base nos fatos e circunstâncias existentes na data da adoção inicial: (a) A determinação do modelo de negócio dentro do qual um ativo financeiro é mantido; (b) A designação e revogação de designações anteriores de determinados ativos e passivos financeiros. 32. **IFRS 15 Revenue from Contracts with Customers (CPC 47 Receita de Contratos com Clientes):** A IFRS 15/CPC 47 introduz uma estrutura abrangente para determinar se e quando uma receita é reconhecida, e por quanto a receita é mensurada. A IFRS 15 substitui as atuais normas para o reconhecimento de receitas, incluindo o CPC 30 (IAS 18) Receitas, CPC 17 (IAS 11) Contratos de Construção e a CPC 30 Interpretação A - Programas de Fidelidade com o Cliente (IFRIC 13). • **Fornecimento de energia:** A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que a energia fornecida é faturada, mediante a multiplicação do consumo medido pela tarifa vigente. Além do consumo de energia medido na data de leitura, entre a data dessa medição e o encerramento do mês, a Companhia reconhece a receita não faturada através de estimativa, que é contabilizada em subcontas contábeis apropriadas de fornecimento, suprimento e encargos de distribuição e transmissão não faturados. De acordo com a IFRS 15/CPC 47, a Companhia só pode contabilizar os efeitos de um contrato com um cliente quando for provável que receberá a contraprestação à qual terá direito em troca dos bens ou serviços que serão transferidos. Ao avaliar se a possibilidade de recebimento do valor da contraprestação é provável, a Companhia deve considerar apenas a capacidade e a intenção do cliente de pagar esse valor da contraprestação, quando devido. Nesse modo, contratos celebrados com clientes que apresentam longo histórico de inadimplência e que por diversos motivos não estão com o fornecimento de energia suspenso, deverão deixar de ter as respectivas receitas reconhecidas. Com base na avaliação da Companhia, esse impacto foi estimado em R\$ 18.104. A Companhia é avaliada pela ANEEL, em termos de risco de fornecimento de energia vendida para clientes. Entre eles, está a qualidade do serviço e do produto oferecidos aos consumidores. A qualidade dos serviços prestados compreende a avaliação das interrupções no fornecimento de energia elétrica. Destacam-se no aspecto da qualidade do serviço os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI. Uma vez descumpridos esses indicadores, a Companhia é obrigada a ressarcir os clientes, através de desconto na fatura mensal de consumo de energia. Atualmente, essas penalidades são contabilizadas como despesa operacional. De acordo com a IFRS 15/CPC 47, a receita deve ser reconhecida de forma líquida de contraprestação variável. Eventuais descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares, são classificados pela norma como contraprestação variável. Desse modo, as penalidades que representam ressarcimento aos clientes deverão ser contabilizadas como redutoras da receita de fornecimento de energia e não mais como despesa operacional. Com base na avaliação da Companhia, esse impacto foi estimado em R\$ 18.949. • **Câmara de Comercialização de Energia - CCEE:** A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que o excedente de energia é comercializado no âmbito da CCEE. O contrato é formalizado com o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, que efetua o cálculo das sobras de energia adquirida (quantidade comprada x quantidade distribuída) e compara o saldo de energia com a necessidade do sistema elétrico, vendendo a quantidade de energia necessária para suprir o sistema, cuja contraprestação corresponde a multiplicação da quantidade de energia vendida para o sistema pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Dentro do sistema elétrico, o ONS vai direcionar essa energia adquirida para qualquer outro agente que esteja precisando. De acordo com a IFRS 15/CPC 47, a receita deve ser reconhecida quando o cliente obtém o controle da energia vendida. Com base na avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto em suas demonstrações financeiras. • **Receita pela disponibilidade da rede elétrica:** Essa receita é constituída pelos custos da rede de distribuição e a remuneração da Companhia pela prestação do serviço ao consumidor final, que compreende consumidores cativos e livres, com base na cobrança de uma tarifa homologada pela ANEEL. De acordo com a IFRS 15/CPC 47, a receita deve ser reconhecida quando o cliente obtém o controle da energia vendida. Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto em suas demonstrações financeiras. • **Receita de construção da infraestrutura da concessão:** Essa receita é constituída por investimentos em infraestrutura, com o objetivo de manutenção da operação até o término do contrato de concessão. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, pois há a contrapartida em custos pelo mesmo valor. O desempenho por parte da Companhia melhorou o ativo de concessão e não cria um ativo com uso alternativo para a Companhia, que possui direito executável (enforcement) ao pagamento pelo desempenho concluído até a data presente, tendo em vista que o contrato de concessão prevê o direito a indenização em casos de extinção da concessão, retomada do serviço pelo poder concedente, caducidade e em casos de inadimplência. A receita de construção é reconhecida ao longo da execução da obra, juntamente com o custo. Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto em suas demonstrações financeiras. • **Outras receitas:** A Companhia possui outras fontes de receita de atividades relacionadas com a concessão de serviço público, que podem ser receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica ou receitas de atividades acessórias. As receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica são receitas não tarifárias provenientes de serviços relacionados ao fornecimento de energia elétrica, como as receitas provenientes de serviços cobráveis. Já as atividades acessórias podem ser próprias e complementares. As atividades acessórias próprias são aquelas que se caracterizam como atividade regulada, prestada somente pela distribuidora e sujeita à fiscalização, tais como: arrecadação de convênios, compartilhamento de infraestrutura, serviços de avaliação técnica e aferição de medidores, entre outras. A receita de prestação de serviços é registrada no momento em que o serviço foi efetivamente prestado e é regido por contrato de prestação de serviços entre as partes. Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto em suas demonstrações financeiras. • **Transição:** A Companhia planeja adotar a IFRS 15/CPC 47 usando o método de efeito cumulativo, com aplicação inicial da norma na data inicial (ou seja, 1º de janeiro de 2018). Como resultado, a Companhia não aplicará os requerimentos da IFRS 15/CPC 47 ao período comparativo apresentado. A Companhia planeja utilizar os expedientes práticos para contratos concluídos. Isso significa que os contratos concluídos que começaram e terminaram no mesmo período de apresentação comparativo, bem como os contratos que são contratos concluídos no início do período mais antigo apresentado, não serão reapresentados. A Companhia está atualmente realizando uma avaliação detalhada do impacto resultante da aplicação da IFRS 15/CPC 47 e espera divulgar informações quantitativas adicionais antes da adoção da norma. 3.3. **IFRS 16 Leases (arrendamentos):** A IFRS 16 substitui as normas de arrendamento existentes, incluindo o CPC 06 (IAS 17) Operações de Arrendamento Mercantil e o IFRS 03 (IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27) Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil. A norma é efetiva para períodos anuais com início em ou após 1º de janeiro de 2019. A adoção antecipada é permitida somente para demonstrações financeiras de acordo com as IFRS, e apenas para entidades que aplicam a IFRS 15 Receita de Contratos com Clientes em ou antes da data de aplicação inicial da IFRS 16. A IFRS 16 introduz um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários. Um arrendatário reconhece um ativo de direito de uso que representa o seu direito de utilizar o ativo arrendado e um passivo de arrendamento que representa a sua obrigação de efetuar pagamentos do arrendamento. Isenções estão disponíveis para arrendamentos de curto prazo e itens de baixo valor. A contabilidade do arrendador permanece semelhante à norma atual, isto é, os arrendadores continuam a classificar os arrendamentos em financeiros ou operacionais. A Companhia concluiu a avaliação inicial do potencial impacto em suas demonstrações financeiras, mas ainda não completou sua avaliação detalhada. O impacto real da aplicação da IFRS 16 nas demonstrações financeiras no período de aplicação inicial dependerá das condições econômicas futuras, incluindo a taxa de endividamento da Companhia em 1º de janeiro de 2019, a composição da carteira de arrendamento da Companhia nessa data, a avaliação da Companhia se exercerá quaisquer opções de renovação de arrendamento e à medida em que a Companhia optará por usar expedientes práticos e isenções de reconhecimento. Até agora, o impacto mais significativo identificado é que a Companhia reconhecerá novos ativos e passivos por seus arrendamentos operacionais de imóveis não residenciais para a instalação de agências e centros de distribuição. Além disso, a natureza das despesas relacionadas com esses contratos de arrendamento agora vai mudar, a IFRS 16 substitui a despesa linear de arrendamento operacional com um custo de depreciação de ativos de direito de uso e despesa de juros sobre obrigações de arrendamento. A Companhia espera que a adoção da IFRS 16 não afete sua capacidade de cumprir com os acordos contratuais (covenants) de limite máximo de alavancagem em empréstimos de crédito na nota explicativa 12. • **Transição:** Como arrendatária, a Companhia pode aplicar a norma utilizando uma, i. Abordagem retrospectiva; ou ii. Abordagem retrospectiva modificada com expedientes práticos opcionais. O arrendatário aplicará essa escolha consistentemente a todos os seus arrendamentos. A Companhia pretende aplicar a IFRS 16 inicialmente em 1º de janeiro de 2019, usando a abordagem retrospectiva modificada. Portanto, o efeito cumulativo da adoção da IFRS 16 será reconhecido como um ajuste ao saldo de abertura dos lucros acumulados em 1º de janeiro de 2019, sem atualizações das informações comparativas. Ao aplicar a abordagem retrospectiva modificada para arrendamentos anteriormente classificados como arrendamentos operacionais de acordo com a IAS 17, o arrendatário pode eleger, para cada contrato de arrendamento, se aplicará uma série de expedientes práticos na transição. A Companhia está avaliando o impacto potencial da utilização desses expedientes práticos. A Companhia não é obrigada a fazer ajustes para arrendamentos em que é um arrendador, exceto quando é um arrendador intermediário em um subarrendamento. 3.4. **Outras alterações:** As seguintes normas alteradas e interpretadas não deverão ter impacto nas demonstrações financeiras da Companhia: i. Ciclo de melhorias anuais para as IFRS 2014-2016 - Alterações à IFRS 1 e à IAS 28. ii. Alterações ao CPC 10 (IFRS 2) Pagamento baseado em ações em relação a classificação e mensuração de determinadas transações com pagamento baseado em ações. iii. Transferências de Propriedade de Investimento (Alterações ao CPC 28 / IAS 40). iv. Alterações ao CPC 36 Demonstrações Consolidadas (IFRS 10) e ao CPC 18 Investimento em Coligada (IAS 28) em relação a vendas ou contribuições de ativos entre um investidor e sua coligada ou seu empreendimento controlado em conjunto. v. CPC 21 / IFRIC 22 Transações em moeda estrangeira e adiamento. vi. IFRIC 23 Incerteza sobre Tratamento de Imposto de Renda. O Comitê de Pronunciamentos Contábeis ainda não emitiu pronunciamento contábil ou alteração nos pronunciamentos vigentes correspondentes a todas as novas IFRS. Portanto, a adoção antecipada dessas IFRS não é permitida para entidades que divulgam as suas demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

4. ASSUNTOS REGULATÓRIOS

Bandeiras Tarifárias: A Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013, criou o sistema de aplicação de Bandeiras Tarifárias, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015, com finalidade de repassar ao consumidor, os custos adicionais de geração térmica, compra de energia no mercado de curto prazo, encargos de serviços do sistema e risco hidrológico. Atualmente, existem quatro faixas de bandeiras: vermelha – patamar 1, amarela de R\$ 30/MWh, vermelha – patamar 2, cujo acréscimo na tarifa de energia é de R\$ 50/MWh, amarela, com acréscimo de R\$ 10/MWh e verde, sem acréscimo. Em 2017 e 2016, vigorou as bandeiras tarifárias seguintes:

4.1. BANCOS DE DADOS

4.2. COR DA BANDEIRA

	2017	2016
jan	Verde	Vermelha Patamar 2
fev	Verde	Vermelha Patamar 1
mar	Amarela	Amarela
abr	Vermelha Patamar 1	Verde
mai	Vermelha Patamar 1	Verde
jun	Verde	Verde
jul	Amarela	Verde
ago	Vermelha Patamar 1	Verde
set	Amarela	Verde
out	Vermelha Patamar 2	Verde
nov	Vermelha Patamar 2	Amarela
dez	Vermelha Patamar 1	Verde

No exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a Companhia reconheceu o montante de R\$ 216.494 (R\$ 114.343 em 31 de dezembro de 2016) de bandeira tarifária, sendo que deste montante R\$ 88.831 foram repassados para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias CCRBT (R\$ 14.314 em 31 de dezembro de 2016), criada por meio do Decreto nº 8.401/2015 e administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. **Sobrecontratação de energia:** De acordo com o Modelo Regulatório, as distribuidoras devem contratar antecipadamente 100% da energia elétrica necessária para fornecimento aos seus clientes por meio de licitações reguladas pela ANEEL. Tais licitações, realizadas com apoio da CCEE, ocorrem com antecedência de uma a sete anos, em relação ao início do suprimento da energia contratada. A possibilidade de contratação com antecedência de até sete anos passou a existir após a publicação do Decreto nº 9.143, de 22 de agosto de 2017. Conforme previsto na regulamentação do setor, em especial o Decreto nº 5.163/2004 se a energia contratada estiver dentro do limite de até 5% acima da necessidade total de energia da distribuidora, haverá repasse integral às tarifas do custo incorrido com a compra de energia excedente. Contudo, quando a distribuidora ultrapassar o referido limite e 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. O Decreto nº 9.143, de 22 de agosto de 2017 determinou uma redução de lastro para fins de cobertura de consumo das distribuidoras, de 95% para 90%, referente às cotas de garantia física de energia, das usinas hidrelétricas com concessões prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, com vigência a partir de 1º de setembro de 2017. No exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a Companhia fez uso dos mecanismos disponíveis para gerenciar a sobrecontratação. **Conta de Desenvolvimento Energético - CDE:** As distribuidoras de energia elétrica enfrentaram ao longo dos anos de 2013 e 2014 uma significativa pressão sobre os seus resultados e dispêndios de caixa em decorrência da forte elevação dos custos da energia ocasionados pela: (i) elevação de preços no mercado de curto prazo devido à redução da oferta de contratos de energia a partir da não renovação de algumas concessões de usinas geradoras; (ii) condições hidro energéticas desfavoráveis à época, o que culminou no despacho das usinas térmicas com preços bem mais elevados. Diante deste cenário, o Governo Federal, dentre outras medidas, permitiu o repasse às distribuidoras de recursos provenientes do fundo da CDE para neutralizar esses efeitos. Sendo os

recursos provenientes do fundo da CDE insuficientes para neutralizar a exposição das distribuidoras, foi publicado em abril de 2014 o Decreto nº 8.221, que criou a Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR, à fim de normatizar o procedimento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para contratação de empréstimos junto a bancos e consequente repasse as empresas distribuidoras. Para que a CCEE pudesse iniciar a liquidação dos seus compromissos junto aos bancos, todas as distribuidoras iniciaram o repasse nas tarifas a partir do mês de seu Reajuste ou Revisão Tarifária de 2015. Sendo assim, através da Resolução Normativa nº 2.004/15, a ANEEL homologou para a Companhia um incremento na tarifa equivalente a R\$ 22.090 por mês, que está sendo atualizado periodicamente. Em 25 de abril de 2017, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.231, que homologou para a Companhia o valor de R\$ 16.963 por mês, no período de abril de 2017 a março de 2018, e R\$ 22.090 no período de abril de 2018 a março de 2020. No exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a Companhia efetuou o pagamento de R\$ 218.940 (R\$ 260.243, em 31 de dezembro de 2016). A CCEE vem liquidando esse compromisso financeiro com o recebimento das parcelas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto à CCEE. Essas parcelas são estabelecidas pela ANEEL para pagamento mensal de cada empresa distribuidora de energia e não possuem nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. Adicionalmente, a Companhia não disponibilizou nenhuma garantia direta ou indireta para esses contratos. **Revisão Tarifária Periódica – RTP 2017:** A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.226 de 25 de abril de 2017, homologou o resultado da 4ª Revisão Tarifária Periódica da Companhia, em 10,47%, dos quais 8,36% correspondem ao reposicionamento tarifário econômico e 2,11% aos componentes financeiros pertinentes. Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 7,62%, sendo de 4,85%, em média, para os consumidores conectados na alta tensão e de 8,87%, em média, para os consumidores conectados na baixa tensão. As novas tarifas entrarão em vigor a partir de 29 de abril de 2017 com vigência até 28 de abril de 2018. **Realize Extraordinário – Angra III:** A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.214 de 28 de março de 2017, publicada no Diário Oficial da União do dia 31 de março de 2017, aprovou em processo extraordinário de ajuste nas tarifas das distribuidoras e republicou as Tarifas de Energia (TE) e Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD), com vigência a partir de 01 de abril de 2017. Como consequência, foi excluída da cobertura tarifária aplicada no último processo tarifário relativos ao Encargo de Energia de Reserva – EER, os valores associados à receita fixa da Usina de Angra III, ocorrendo desconto das tarifas de energia, aplicada aos clientes cativos em R\$ -67,52/MWh, sendo o efeito tarifário a ser percebido pelos consumidores residenciais em -15,31%. Os efeitos da aplicação do redutor de Angra III foram contabilizados em contrapartida à CVA (Conta de Compensação de Valores da Parcela A) do ESS/ERR, uma vez que, tratou-se de uma antecipação de repasse de passivo já contabilizado na respectiva CVA e que seriam, normalmente, tratados no processo tarifário de abril de 2017. O valor revertido para o consumidor apurado foi de R\$ 60.227.

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

	2017	2016
Caixa e equivalente de caixa	(a)	
Caixa e Depósitos bancários à vista	36.790	23.658
Fundos de investimentos	303.546	-
	340.336	23.658

	2017	2016
Títulos e Valores Mobiliários – TVM	(b)	
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	58	480
Fundos de investimentos	-	175.573
	58	176.053

	2017	2016
Circulante	58	160.225
Não Circulante	-	16.028

(a) Em 31 de dezembro de 2017, caixa e equivalentes de caixa é composto por caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo. São operações de alta liquidez, sem restrição de uso, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor.

Carteira (caixa e equivalentes de caixa)		2017
BB TOP Curto Prazo		300.505
Compromissadas com Lastro de Títulos Públicos		198
BB Polo 28 FI Renda Fixa		300.703
Compromissadas com Lastro de Títulos Públicos		1.898
Bradesco FI RF Referenciado DI Recife		1.898
Itaú Curto Prazo		115
Itaú Salvador Renda Fixa Curto Prazo FI		115
Compromissadas com Lastro de Títulos Públicos		830
Santander Natal Renda Fixa Curto Prazo DE FI		830
Total CEC – Fundos Exclusivos		303.546

(b) A carteira de aplicações em títulos e valores mobiliários, em 31 de dezembro de 2016, era constituída, principalmente, por fundos de investimentos exclusivos, compostos por diversos ativos, visando melhor rentabilidade com o menor nível de risco, conforme abaixo.

8. VALORES A COMPENSAR/(REPASSAR) DA PARCELA A E OUTROS ITENS FINANCEIROS

		2017			
		Circulante	Não circulante	Total Ativo/(passivo)	Total líquido
CVA					
Energia	(c)	417.865	(42.776)	375.089	139.288
Encargo de Serviço do Sistema - ESS	(a)	-	(147.329)	(147.329)	(43.924)
TUST		27.836	-	27.836	8.401
Neutralidade dos encargos setoriais		16.903	(351)	16.552	5.022
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		-	(39.667)	(39.667)	(12.613)
Outras CVA's		-	(1.825)	(1.825)	-
Outros itens financeiros					
Recomposição Energia Termoppe		38.762	-	38.762	12.921
Repasse de Sobrecontratação	(b)	-	(58.701)	(58.701)	(19.303)
Previsão de Risco Hidrológico	(d)	-	(92.112)	(92.112)	-
Outros itens financeiros		2.339	(388)	1.951	660
		503.705	(383.149)	120.556	166.292
				(111.181)	55.111

		2016			
		Circulante	Não circulante	Total Ativo/(passivo)	Total líquido
CVA					
Energia	(c)	67.580	(50.056)	17.524	-
Encargo de Serviço do Sistema - ESS	(a)	-	(55.130)	(55.130)	(9.628)
TUST		2.970	-	2.970	-
Neutralidade dos encargos setoriais		4.954	(17)	4.937	925
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		25.360	-	25.360	2.154
Outras CVA's		3.635	-	3.635	-
Outros itens financeiros					
Energia Eletronuclear		22	-	22	-
Reversão RTE	(b)	6.090	(9.890)	(3.800)	-
Recomposição Energia Termoppe		28.973	-	28.973	-
Repasse de Sobrecontratação	(b)	-	(59.186)	(59.186)	(14.086)
Outros itens financeiros		1.151	(2.965)	(1.814)	299
		140.734	(177.244)	(36.510)	4.294

(a) **Encargo de Serviço do Sistema - ESS:** A Companhia apurou a CVA de ESS/EEER, no exercício findo em 31 de dezembro de 2017, e reconheceu um passivo no valor total atualizado de R\$ 191.253, decorrente dos custos incorridos realizar abaixo à cobertura tarifária ANEEL, e da amortização dos saldos homologados nos processos de revisão tarifária. (b) **Repasse de Sobrecontratação:** No exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a Companhia reconheceu um ajuste financeiro passivo atualizado de sobrecontratação no valor de R\$ 19.485, relativo a compra de energia decorrente das exposições, recontabilizações e liquidação de sobras no mercado de curto prazo. Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia mantém um componente financeiro de sobrecontratação passivo total atualizado de R\$ 78.004 que contempla além da constituição do repasse do período corrente, o repasse da sobrecontratação do exercício 2016, reconhecido na revisão tarifária de abril de 2017 em fase de amortização, e o repasse da sobrecontratação de 2017 a ser reconhecido no reajuste de 2018. (c) **Energia:** A Companhia apurou a CVA de Energia, no exercício findo em 31 de dezembro de 2017, e reconheceu um ativo no valor total atualizado de R\$ 514.337, decorrente dos custos incorridos realizar acima à cobertura tarifária ANEEL, com destaque para os eventos financeiros de contabilização da CCEE, e da amortização dos saldos homologados nos processos tarifários. (d) **Previsão Risco Hidrológico:** Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia mantém um componente financeiro de Risco Hidrológico passivo total atualizado de R\$ 92.112, referente a constituição da devolução da previsão de cobertura dos riscos hidrológicos, homologado pela ANEEL no processo tarifário de 2017, em conformidade com as regras estabelecidas pela REN 796/2017, em resultado a Audiência Pública 004/2017. A movimentação dos saldos de valores a compensar/(repassar) da parcela A e outros itens está demonstrada a seguir:

	2017	2016
Saldos Iniciais	(78.291)	106.867
Constituição ativo (passiva)	249.607	(88.119)
Reversão (amortização)	16.351	(97.174)
Remuneração financeira setorial	(12.000)	135
Saldos finais ativo (passivo)	175.667	(78.291)

9. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES CORRENTES E DIFERIDOS

	2017	2016
Imposto de renda e contribuição social	(a)	
Diferido ativo	276.510	229.093
Diferido passivo	(128.140)	(89.395)
Benefício fiscal do ágio e reversão PMIPL	(b)	
Ativo	113.914	128.131
	262.284	267.829

(a) **Imposto de renda e contribuição social diferido:** A Companhia registra o IRPJ e a CSLL diferidos sobre as diferenças temporárias e prejuízos fiscais, cujos efeitos financeiros ocorrerão no momento da realização dos valores que deram origem as bases de cálculos. O IR é calculado à alíquota de 25%, e a CSLL está constituída à alíquota de 9%.

	2017		2016	
	IR	CSLL	IR	CSLL
Ativo				
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	91.628	91.628	117.421	117.421
Provisão contingências	139.523	139.523	118.818	118.818
Provisão PLR	14.163	14.163	11.250	11.250
Prejuízos fiscais	194.964	194.964	75.586	75.586
Receita de ultrapassagem	88.592	88.592	92.595	92.595
Energia livre	15.172	15.172	14.246	14.246
Ajuste da quota anual de amortização	13.014	13.014	8.377	8.377
Valor justo de derivativos financeiros	553	553	1.429	1.429
Déficit plano previdenciário	221.706	221.706	244.024	244.024
Outros	33.949	33.949	2.989	2.810
Total ativo	813.264	813.264	686.735	686.556

6. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES E OUTROS

	2017	2016
Consumidores	(a)	1.426.445
Comercialização de energia na CCEE	(b)	

cessão é composto pelo valor residual dos ativos da BRR do 4º Ciclo de Revisão Tarifária, devidamente movimentado por adições, baixas, transferências, depreciações e atualizações. Em 31 de dezembro de 2017 e 2016, a movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável da Concessão está assim apresentada:

	2017	2016
Saldos iniciais em 01 de janeiro	1.081.698	725.673
Baixas	(1.986)	(2.341)
Transferências do ativo intangível	-	-
Atualização valor de reposição estimado da concessão	(a) 227.430	318.572
	57.155	39.794
Saldos finais em 31 de dezembro	1.364.297	1.081.698

(a) Transferência do intangível em curso em decorrência do reconhecimento de novos ativos incorporados no exercício. **10.2 Intangível:** Em 2017, foi incorporado ao ativo intangível, a título de custos de empréstimos capitalizados, o montante de R\$ 50.986 (R\$ 36.955 em 2016) cuja taxa média mensal de capitalização utilizada foi de 1,03%. A Companhia entende não haver qualquer indicativo de que o valor contábil dos bens exceda seu valor recuperável. Por natureza, o intangível está constituído da seguinte forma:

	2017	2016
Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	Custo	Amortização acumulada
Em serviço	Obrigações especiais	Valor líquido
Direito de uso da concessão	4,02	4.546.357 (2.131.260)
Em curso	-	-
Direito de uso da concessão	-	(29.451)
Total	659.677	630.226
	5.206.034	(2.131.260)
		(237.232)
		2.837.542
		2.527.662

A movimentação do saldo do intangível está demonstrada a seguir:

	Em serviço			Em curso			Total
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Custo	Obrigações especiais	Valor líquido	
Saldos em 01 de janeiro de 2016	3.813.728	(1.802.464)	(1.70.030)	1.841.234	515.752	(110.669)	2.246.317
Adições	-	-	-	833.167	(30.698)	-	802.469
Baixas	(69.036)	50.572	3.171	(15.293)	(8.221)	-	802.469
Amortizações	-	(196.620)	11.436	(185.184)	-	-	(23.514)
Transferências – Intangíveis	478.549	-	(14.282)	464.267	(478.549)	14.282	(318.572)
Transferências – Ativos financeiros	(1.203)	-	-	(1.203)	(331.149)	13.780	(6.643)
Transferências – Outros	-	-	-	-	12.789	6.146	6.146
Saldo em 31 de dezembro de 2016	4.222.038	(1.948.512)	(169.705)	2.103.821	543.789	(119.948)	423.841
Adições	-	-	-	767.144	(8.202)	758.942	758.942
Baixas	(52.371)	43.183	-	(9.188)	(14.525)	-	(29.813)
Amortizações	-	(225.931)	16.126	(209.805)	-	-	(209.805)
Transferências – Intangíveis	378.550	-	(54.202)	324.348	(378.550)	54.202	(324.348)
Transferências – Ativos financeiros	(a) (1.860)	-	-	(1.860)	(277.342)	51.772	(227.430)
Transferências – Outros	(b)	-	-	-	19.161	(7.275)	11.886
Saldo em 31 de dezembro de 2017	4.546.357	(2.131.260)	(207.781)	2.207.316	659.677	(29.451)	630.226

(a) Transferência do intangível em curso para o ativo financeiro em decorrência do reconhecimento de novos ativos incorporados no exercício. (b) Referem-se às transferências entre obras, estoques e desativações em curso.

11. FORNECEDORES

	2017	2016
Energia elétrica	657.058	531.499
Terceiros	469.284	210.830
Partes relacionadas	187.774	320.669
Encargos de uso da rede	58.105	27.233
Terceiros	57.402	26.538
Partes relacionadas	703	695
Materiais e serviços	116.880	111.674
Terceiros	116.631	111.124
Partes relacionadas	249	550
Energia livre	44.256	40.276
	876.299	710.682
Circulante	832.043	531.559
Não circulante	44.256	179.123

Os montantes classificados no não circulante referem-se a valores remanescentes de energia livre, fixados pela ANEEL, a serem repassados pelas distribuidoras às geradoras, e que estão sendo contestados pelos concessionários de distribuição.

12. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS, DEBÊNTURES E INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

	2017			2016		
	Dívida	Instrumentos Financeiros Derivativos	Total	Dívida	Instrumentos Financeiros Derivativos	Total
Empréstimos e financiamentos						
Moeda nacional						
BANCO DO BRASIL	291.075	-	291.075	215.469	-	215.469
BNDES	645.434	-	645.434	681.771	-	681.771
CEF	20.405	-	20.405	-	-	-
ELETRONBRÁS	-	-	-	-	-	-
FINEP	6.367	-	6.367	20.611	-	20.611
IBM	42.450	-	42.450	51.238	-	51.238
SANTANDER	336.713	-	336.713	100.564	-	100.564
(-) Custos de transação	(7.542)	-	(7.542)	(4.217)	-	(4.217)
Total moeda nacional	1.334.902	-	1.334.902	1.088.448	-	1.088.448
Moeda nacional - Circulante	185.918	-	185.918	309.045	-	309.045
Moeda nacional - Não circulante	1.148.984	-	1.148.984	779.403	-	779.403
Moeda estrangeira						
BANCO ABC	-	-	-	20.023	-	20.023
BANK OF AMERICA	85.540	(7.583)	77.957	-	-	-
BNP PARIBAS	85.540	(7.581)	77.959	-	-	-
HSCB	145.371	(3.224)	142.147	144.176	-	144.176
ITAU	206.166	(10.144)	196.022	269.852	-	269.852
KREDITANSTALT FÜR WIEDERAUFBAU – KFW	935	-	935	849	-	849
MIZUHO	68.044	-	68.044	-	-	-
SANTANDER	-	-	-	282.258	-	282.258
CITIBANK	222.084	(50.109)	171.975	94.887	-	94.887
VOTORANTIM	-	(3.593)	(3.593)	-	-	-
SUMITOMO	85.480	(6.020)	79.460	-	-	-
ICBC	60.075	-	60.075	-	-	-
(-) Custos de transação	-	-	-	(12)	-	(12)
Total moeda estrangeira	959.235	(88.254)	870.981	758.033	-	758.033
Moeda estrangeira - Circulante	286.980	(40.471)	246.509	433.421	-	433.421
Moeda estrangeira - Não circulante	672.255	(47.783)	624.472	324.612	-	324.612
Total de empréstimos e financiamentos	2.294.137	(88.254)	2.205.883	1.846.481	-	1.846.481
Empréstimos e financiamentos - Circulante	472.898	(40.471)	432.427	742.466	-	742.466
Empréstimos e financiamentos - Não circulante	1.821.239	(47.783)	1.773.456	1.104.015	-	1.104.015
Debêntures						
CELPE	939.749	(4.565)	935.184	377.567	(4.565)	373.002
(-) Custos de transação	(4.944)	-	(4.944)	(1.461)	-	(1.461)
Total de debêntures	934.805	(4.565)	930.240	376.106	(4.565)	371.541
Debêntures - Circulante	188.241	(1.589)	186.652	189.830	(1.589)	188.241
Debêntures - Não circulante	746.564	(6.154)	740.410	306.355	(6.154)	304.201
Endividamento total	3.228.942	(92.819)	3.136.123	2.222.587	(97.384)	2.125.203
Endividamento total - Circulante	661.139	(38.882)	622.257	812.217	(38.882)	773.335
Endividamento total - Não circulante	2.567.803	(53.937)	2.513.866	1.410.370	(58.502)	1.355.365

(*) Total líquido de instrumentos financeiros derivativos.

Conciliação de passivos resultantes das atividades de financiamentos:

	Fluxo de caixa				Alterações			
	2015	Adições	Baixas	Outros	2016	Adições	Baixas	Outros
Empréstimos e financiamentos	1.705.355	420.742	(213.142)	(4.852)	(60.072)	1.848.031	1.105.340	(695.188)
Debêntures	222.081	356.890	(216.000)	-	13.135	376.106	593.838	(38.481)
Obrigações vinculadas	-	30.698	-	-	-	30.698	8.202	-
								58.065
								2.294.137

12.1 Empréstimos e financiamentos: A mutação dos empréstimos e financiamentos e dos seus respectivos instrumentos financeiros derivativos é a seguinte:

	Moeda nacional		Moeda estrangeira		Total
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
Saldos em 01 de janeiro de 2016	179.386	826.929	159.185	363.084	1.528.584
Ingressos	126.139	84.603	20.000	190.000	420.742
Encargos	87.605	13	19.401	-	107.019
Variação monetária e cambial	2.691	10.248	(33.638)	(91.380)	(112.079)
Swap	-	-	107.785	92.743	200.528
Efeito cumulativo marcação a mercado	-	-	652	213	865
Transferências	140.185	(140.185)	230.048	(230.048)	-
Amortizações e pagamentos de juros	(251.925)	(2.205)	(70.113)	-	(324.243)
(-) Mov. depósitos em garantia	24.054	-	-	-	24.054
(-) Custos de transação	910	-	101	-	1.011
Saldos em 31 de dezembro de 2016	309.045	779.403	433.421	324.612	1.846.481
Ingressos	13.580	507.527	50.000	534.233	1.105.340
Encargos	77.154	9.646	25.044	-	111.844
Variação monetária e cambial	3.224	15.050	(4.437)	19.841	33.678
Swap	-	-	60.929	(20.026)	40.903
Efeito cumulativo marcação a mercado	-	-	1680	(279)	1.401
Transferências	156.609	(156.609)	233.909	(233.909)	-
Amortizações e pagamentos de juros	(377.566)	(6.033)	(561.713)	-	(945.312)
(-) Custos de transação	3.872	-	10.096	-	13.968
Saldos em 31 de dezembro de 2017	185.918	1.148.984	246.509	624.472	2.205.883

A seguir apresentamos as captações efetuadas no exercício de 2017:

Financiadores	Vencimento	Encargos financeiros anuais	Valor captado
BNDES	2023	TJLP + 1,59% a.a. até 2,09% a.a. / SELIC + 2,09% a.a.	96.108
BANCO DO BRASIL	2019	9,5% a.a.	100.000
MIZUHO	2020	USD + LIBOR + 1,40% a.a.	63.369
SANTANDER	2021 e 2022	121% até 122,6% do CDI	325.000
ITAU	2017 e 2021	USD + 2,01% a.a. até 4,0715% a.a.	150.000
BANK OF AMERICA	2020	USD + LIBOR + 1,90% a.a.	78.907
BNP	2020	USD + LIBOR + 1,90% a.a.	78.907
CITIBANK	2020	USD + LIBOR + 1,90% a.a.	78.907
SUMITOMO	2020	USD + LIBOR + 1,90% a.a.	78.907
ICBC	2020	USD + LIBOR + 1,90% a.a.	55.235
Total			1.105.340

Os vencimentos das parcelas do não circulante são os seguintes:

	2017			2016		
	Dívida	Custos transação	Total líquido	Dívida	Custos transação	Total líquido
2018	-	-	-	476.473	(1.057)	475.416
2019	390.645	(2.551)	388.094	181.136	(863)	180.273
2020	634.879	(1.238)	633.641	181.136	(642)	180.494
2021	444.369	(6.71)	443.698	151.078	(421)	150.657
2022	249.626	(383)	249.243	67.873	(241)	67.632
Após 2022	59.203	(230)	58.973	49.675	(157)	49.518
Total obrigações	1.778.722	(5.073)	1.773.649	1.107.371	(3.381)	1.103.990
Marcação a mercado	-	-	(193)	-	-	25
			1.773.456			1.104.015

Condições restritivas financeiras (covenants): Os contratos mantidos com diversos credores contêm cláusulas restritivas que requerem a manutenção de determinados índices financeiros apurados com base nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora Neoenergia S.A. com parâmetros pré-estabelecidos, sendo os principais listados abaixo: "Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 4; EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 1,5 ou 2. Em 31 de dezembro de 2017, os índices financeiros requeridos foram atendidos. Todos os contratos foram adotados para prevenir no cálculo a inclusão do resultado dos últimos 12 meses das companhias que passaram a ser controladas em virtude do processo de incorporação, à exceção do contrato junto ao Banco Itau em que, a Companhia obteve *walver* (autorização) para isentar a Companhia dos limites máximos de alavancagem por um período de 12 meses a partir da data da incorporação, até que o efeito desproporcional provocado pela consolidação integral da dívida da empresa incorporada e consolidação gradual dos resultados seja eliminado. Adicionalmente, o contrato firmado junto ao BNDES prevê que no caso de não cumprimento dos índices financeiros, a Companhia deve constituir garantias reais de 130% do saldo devedor, no prazo de 30 dias da notificação do banco. As garantias adicionais serão constituídas conforme previsto em contrato. Vale ressaltar que o descumprimento do índice financeiro não enseja o vencimento antecipado. **12.2 Debêntures:** A mutação das debêntures e dos seus respectivos instrumentos financeiros vinculados é a seguinte:

	Passivo		Total
	Circulante	Não circulante	
Saldos em 01 de janeiro de 2016	150.122	71.959	222.081
Ingressos	50.000	306.890	356.890
Encargos	52.744	-	52.744
Transferências	71.260	(71.260)	-

