

Demonstrações Financeiras  
da Eletrobras Eletronuclear  
**2017**



**Eletrobras**  
Eletronuclear

## RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E DE RESPONSABILIDADE SOCIAL - 2017

Senhores Acionistas,

Em atendimento aos preceitos legais e estatutários, a Diretoria Executiva da Eletrobras Termonuclear S.A. – ELETRONUCLEAR submete à apreciação dos acionistas e da sociedade o Relatório da Administração relativo ao exercício de 2017, no qual estão sumarizadas as principais atividades da Empresa, assim como as Demonstrações Financeiras exigíveis, acompanhadas de pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal.

### O PERFIL DA EMPRESA

A ELETRONUCLEAR é uma sociedade anônima de economia mista, controlada pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, resultado da incorporação em maio de 1997, da antiga Diretoria Nuclear de Furnas Centrais Elétricas S.A. pela NUCLEN – Engenharia e Serviços S.A. empresa criada em dezembro de 1975. Em dezembro de 1997, por decreto presidencial, foi aprovado novo estatuto social da empresa com alteração da razão social, mantendo a missão de explorar, em nome da União, as atividades nucleares para fins de geração de energia elétrica.

A sede da Empresa fica na cidade do Rio de Janeiro, as instalações industriais que incluem: as usinas Angra 1 e Angra 2, depósitos de resíduos, escritórios, centros de informação e vila residencial, em Angra dos Reis e escritórios, vilas residenciais, laboratório de monitoração ambiental e o centro de treinamento em Paraty, contando ainda com escritório de representação em Brasília.

Na Praia de Itaorna, município de Angra dos Reis (RJ), está localizada a Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto – CNAEA, composta de duas usinas em operação: Angra 1, de 640 MW, de fornecimento Westinghouse e Angra 2, de 1.350 MW, de fabricação Siemens/KWU, ambas utilizando a tecnologia dos reatores à água pressurizada. No mesmo sítio, está localizada a usina Angra 3, em fase de construção, semelhante a Angra 2, porém com potência nominal elevada para 1.405 MW.

Para operar as duas usinas nucleares da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto – CNAEA, cuja potência nominal é de 1.990 MW, além das atividades de projeto e construção da usina Angra 3, a ELETRONUCLEAR conta com um efetivo de 1.780 empregados.

A Empresa em números	
Potência total das usinas	1.990 MW
Número de empregados	1.780
Área ocupada pela CNAEA	1,6 km <sup>2</sup>
Energia produzida em 2017	15.741 GWh
Faturamento total em 2017	R\$ 3.087.989 Mil



As usinas de Angra 1, 2 e 3

### OS SETORES ELÉTRICO E NUCLEAR

No Brasil, a participação da energia elétrica de fonte nuclear em 2017 foi de 2,54% da geração total. A característica predominantemente hidroelétrica do parque gerador nacional assegura uma posição única para o Brasil, por apresentar uma matriz elétrica majoritariamente baseada em fonte renovável e, portanto com muito baixa emissão de gases geradores de efeito estufa.

Contudo, dada a variabilidade característica dos regimes hidrológicos, há uma necessidade de complementação por meio de energia térmica de base, de forma a assegurar o suprimento de eletricidade em anos mais secos. De acordo com os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, a participação da geração elétrica por fonte térmica tem constantemente aumentado nos últimos anos. Essa trajetória de crescimento manteve-se em 2017, em função da baixa afluência nos reservatórios das grandes hidrelétricas. Nesse contexto, a geração termonuclear desempenha um papel fundamental, por sua característica de operar na base com reduzido custo de combustível.

De acordo com dados do Nuclear Energy Institute, desde abril de 2017, cerca de 30 países em todo o mundo estão operando 449 reatores nucleares para geração de eletricidade. O instituto estima, ainda, que existem aproximadamente 60 novas usinas nucleares em construção em 15 países.

As usinas de energia nuclear forneceram 11% da produção mundial de eletricidade em 2014. Em 2016, 13 países dependeram da energia nuclear para fornecer pelo menos um quarto da energia total. Veja abaixo o ranking dos países que mais utilizam a energia nuclear em sua matriz energética:

France - 72.3% Slovakia - 54.1% Ukraine - 52.3% Belgium - 51.7% Hungary - 51.3% Sweden - 40.0% Slovenia - 35.2% Bulgaria - 35.0% Switzerland - 34.4% Finland - 33.7% Armenia - 31.4% South Korea - 30.3% Czech Republic - 29.4%

A cadeia produtiva do setor nuclear movimenta, anualmente, recursos da ordem de US\$ 250 bilhões em escala global, considerando desde a etapa inicial de mineração do urânio até a produção de energia elétrica nos reatores de potência, além dos investimentos na implantação de novas centrais nucleares, já em construção.

Dono da sexta maior reserva de urânio do mundo, o Brasil fez parte do grupo de países que apoiou a criação da Agência Internacional de Energia Atômica em 1957, logo após ter iniciado suas atividades no setor nuclear no ano de 1956, com a Criação da Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN. Embora domine todas as etapas do ciclo do combustível nuclear, inclusive aquela que é tratada como segredo industrial pelos outros 12 países que a possuem, no caso de enriquecimento isotópico, o Brasil ao contrário desses países, não participa dessa cadeia produtiva internacional, na qual poderia atuar de igual para igual, caso nosso programa nuclear não tivesse sofrido tantas interrupções ao longo de mais de cinco décadas de existência.

As reservas de urânio, atualmente, conhecidas no território nacional permitiriam o funcionamento de 12 usinas nucleoeletrônicas, com uma capacidade de geração de energia equivalente a uma usina de Itaipu operando pelos próximos 80 anos, ou seja, com nossa necessidade de abastecimento garantida até o final do século.

A implantação desse parque gerador implicaria em um montante de investimento na casa dos R\$ 80 bilhões, dos quais entre 70% e 80% atendidos pela indústria nacional, além de um volume de contratações anuais em torno de R\$ 10 bilhões para o fornecimento de insumos, equipamentos, sistemas, componentes, peças de reposição e serviços técnicos, os quais demandariam mão de obra especializada e uma geração de empregos de dezenas de milhares de postos de trabalho, em especial nas localidades onde seriam instaladas as centrais nucleares e as plantas de produção do ciclo do combustível.

O Brasil já possui um parque industrial com potencial tecnológico para atender a esta demanda por produtos e serviços. As etapas de mineração e beneficiamento de urânio são realizadas pela INB - Indústrias Nucleares do Brasil S. A., assim como a de fabricação dos elementos combustíveis, produzidos em sua planta localizada na cidade de Resende. A operação das usinas fica a cargo da Eletronuclear e parte dos componentes adquiridos por essas unidades é fornecida pela NUCLEP – Nuclebrás Equipamentos Pesados S/A., que possui uma planta de caldeiraria pesada localizada na cidade de Itaguaí, também no Estado do Rio de Janeiro.

Os dados atuais demonstram que usinas nucleares são tão ou mais sustentáveis do que as plantas eólicas ou solares, em qualquer um dos três aspectos por onde se queira analisar, quer seja o ambiental, o social ou o econômico.

Atualmente, essa atividade é um monopólio estatal, necessitando cumprir seu papel de geradora de energia elétrica, vinculada a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, área do Ministério de Minas e Energia - MME. Em outro ambiente, é fiscalizada pela Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN, subordinada ao Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações - MCTI.

### AVALIAÇÃO DO ANO

No ano de 2017, as metas propostas para os Indicadores de Desempenho relacionados à Segurança Operacional das usinas Angra 1 e 2 foram alcançadas ou superadas.

Acompanhando o excelente desempenho em relação à segurança das Usinas, cabe destacar que em 2017, Angra 1 e Angra 2 geraram um total de 15.739.846,3 MWh, tendo sido a terceira melhor geração elétrica na história da Central.

Devido às condições hidrológicas de poucas chuvas, as duas unidades foram despachadas a plena potência, pelo ONS (Operador Nacional do Sistema), durante todo o período.

Angra 1 operou durante 276,4 dias em 2017 sincronizada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e realizou sua Parada programada para reabastecimento de combustível, manutenções e testes periódicos com destaque para a substituição dos Transformadores Principais T1 A/B/C e reserva. A parada 1P23 foi realizada em 58 dias.

A Unidade realizou três paradas não programadas, equivalente a 30,6 dias.

A Unidade operou com potência reduzida, equivalente a 2,7 dias de potência máxima, devido à manutenção em linhas de transmissão de 500kV por Furnas Centrais Elétricas S/A, variação de carga após os desligamentos não programados, e para atender execução de testes periódicos obrigatórios.

A Unidade produziu 4.204.308,8 MWh de energia elétrica bruta gerada e fator de capacidade de 74,29%. Os períodos de indisponibilidade ocorridos durante o ano foram devido às paradas não programadas 1P22A (Parada para Troca do Rotor da Excitatriz / Reparo do Mancal 8 e 9), 1P22B (Reparo de vazamento no Sistema de Óleo de Selagem do Gerador Principal – OSG) e 1P23A (Parada para Alinhamento do Turbogenerador e Balanceamento da Excitatriz) e a parada programada 1P23 (Abastecimento), totalizando 88,6 dias. Angra 1 opera sem falha de elemento combustível desde 2010.

Angra 2 operou durante 355 dias em 2017 sincronizada ao Sistema Interligado Nacional - SIN, sem parada programada para reabastecimento de combustível. A unidade produziu 11.535.537,5 MWh de energia bruta, o melhor resultado na história de Angra 2. A energia gerada no ano superou em 982.365,5 MWh a sua garantia física. O fator de capacidade alcançou 97,48%, apesar de alguns eventos de indisponibilidade no início do ciclo, e também foi o melhor desempenho na história da Unidade. Angra 2 operou, no ano de 2017, sem falha de combustível.

Os principais períodos de indisponibilidade ocorridos durante o ano foram devidos a desarmes e reparos nas Bombas de Água de Refrigeração Principal – PAC; desarme do Reator devido à atuação da proteção de sobrepressão do Transformador de 525kV - BAT03; redução de potência e posterior desarme manual da Usina devido ao vazamento de óleo pelo diâmetro da válvula JEB10AA100 do Sistema de Óleo Lubrificante da Bomba de Refrigeração do Reator Redundância 10; desligamento do turbo-gerador (TUSA) para reparar vazamento no Sistema de Água de Refrigeração do Gerador Principal – MKF; desligamento da Usina para reparo no atuador da válvula de bloqueio LAB20AA003; desarme da usina devido à atuação espúria da proteção de sobrepressão de óleo do Transformador Auxiliar – BBT02; desligamento da Usina devido ao dano à estrutura do Tanque de Água de Alimentação – LAA; redução de potência devido à falha do circuito de refrigeração do Transformador do Gerador – BAT02; e teste de válvulas e dispositivos de proteção da turbina.

No ano de 2017, Angra 1 e 2 passaram por uma Missão de Suporte Técnico (TSM), conduzida pela World Association of Nuclear Operators -WANO, sobre redução de desarmes de reator. A missão teve como objetivo identificar lacunas nas usinas na referida área e, a partir dos pontos de melhoria encontrados, propor ações para as usinas elevarem seus desempenhos visando a redução de desarmes. Após a missão, a WANO enviou o relatório da missão à Eletronuclear detalhando as áreas para melhoria identificadas com suas respectivas ações propostas, cujo progresso das mesmas será avaliado durante a próxima WANO Peer Review, a ser realizada em julho de 2018.

No ano de 2017, a produção de 15.739.846,3 MWh de energia bruta representou a terceira melhor geração elétrica da história da CNAEA.

Neste ano ANEA ultrapassou o valor de 100 milhões de MWh brutos gerados em seus 35 anos de operação.

Destaca-se também o desempenho de Angra 2 neste ano, onde atingiu o recorde histórico de 11.535.537,5 MWh de energia bruta gerada e fator de capacidade de 97,48%, o melhor resultado dentre todos os anos de operação da Unidade.

A produção histórica acumulada das duas unidades alcançou o valor de 274,9 milhões de MWh.

### PLANO ESTRATÉGICO – A IDENTIDADE DA EMPRESA

#### MISSÃO, VISÃO E VALORES

A ELETRONUCLEAR adotou como sua a identidade empresarial do Sistema Eletrobras nas quais o Plano Estratégico contempla as questões socioambientais em seus principais elementos.

**MISSÃO** – Atuar nos mercados de energia de forma integrada, rentável e sustentável.

**VISÃO** – Em 2020, ser o maior sistema empresarial global de energia limpa, com rentabilidade comparável a das melhores empresas do setor elétrico.

### VALORES

- Foco em resultados;
- Empreendedorismo e inovação;
- Valorização e comprometimento das pessoas;
- Ética e transparência.

### Declaração de Posicionamento

Adicionalmente, a individualidade da ELETRONUCLEAR é explicitada por meio da Declaração de posicionamento que orienta seus negócios e ações:

“A ELETRONUCLEAR será o protagonista na expansão da geração nucleoeletrônica no Brasil, atuando de forma independente ou em parceria com outras empresas, contribuindo para a conquista da liderança global em energia limpa e segura pelo sistema Eletrobras.”

### Desenvolvendo conceitualmente os atributos dessa declaração:

#### - Protagonista

Pela sua trajetória no setor, a ELETRONUCLEAR concentra um inestimável capital de conhecimento em todas as fases de um empreendimento de geração nucleoeletrônica, da análise de viabilidade inicial até a excelência em operação, passando por todas as fases de escolha de sítios, de tecnologia, projeto, construção, comissionamento, operação e comercialização, colocando-a numa posição única de liderança na expansão dessa fonte de energia.

#### - Expansão da Geração Nucleoeletrônica

A orientação estratégica no sentido de ampliação da base de geração do Sistema Eletrobras contempla uma forte expansão da geração nucleoeletrônica, reforçando o papel fundamental que a ELETRONUCLEAR deverá desempenhar para a realização da Visão do Sistema Eletrobras.

#### - Investindo de forma independente ou em parceria

A realização dos investimentos previstos no Plano Nacional de Energia demandará um volume de recursos bastante expressivo. A ELETRONUCLEAR estará aberta as alternativas de viabilização dessa expansão.

#### - Energia limpa

Energia elétrica gerada com baixa emissão de carbono e outros gases causadores de efeito estufa. As usinas nucleares, ao longo de seu ciclo de vida útil, têm uma emissão insignificante, o que as coloca no centro das soluções ambientalmente adequadas para geração de grandes blocos de energia no século 21.

#### - Segurança

A ELETRONUCLEAR pautará suas ações de forma consistente com sua Política de Gestão Integrada de Segurança.

A segurança é um compromisso que está cristalizado na Política de Gestão Integrada da ELETRONUCLEAR. Ela é prioritária e precede a produtividade e a economia, não devendo nunca ser comprometida por qualquer razão.

Em complementação aos objetivos estratégicos e as estratégias associadas descritos no Plano Estratégico do Sistema Eletrobras, a ELETRONUCLEAR procedeu ao seu desdobramento em estratégias específicas, que visam alinhar as suas ações às das demais Empresas do Sistema.

Este trabalho foi realizado tanto para os objetivos finalísticos quanto para os de gestão. Adicionalmente, e em sintonia com sua declaração de posicionamento, a Companhia estabeleceu um conjunto de objetivos estratégicos específicos, de forma a completar o arcabouço do seu planejamento estratégico.

### Princípios e Normas Gerais de Conduta

A ELETRONUCLEAR tem o compromisso de agir sempre de forma correta e transparente com seus: empregados, fornecedores, prestadores de serviços, clientes, acionistas, comunidade, meio ambiente, órgãos governamentais, mídia e sindicatos, bem como exercer com responsabilidade sua função social.

Para tanto, exige-se dos empregados que observem princípios, normas e condutas consubstanciadas no Código de Ética Profissional do Servidor Público Civil do Poder Executivo Federal e no Código de Conduta da Alta Administração Federal, e principalmente no Código de Ética das Empresas do Sistema Eletrobras que é aplicado a todos os agentes com os quais a empresa se relaciona.

### Programa Anticorrupção das Empresas Eletrobras

Em dezembro de 2015, foi divulgado para todos os empregados do Sistema Eletrobras um Guia do Colaborador com o Programa Anticorrupção das Empresas Eletrobras, que foi aprovado pela Diretoria Executiva e endossado pelo Conselho da Administração da Holding. O Guia apresenta um conjunto de ações contínuas que visam identificar, corrigir e prevenir fraudes e corrupção, garantindo o cumprimento das leis anticorrupção por parte das empresas dos colaboradores, representantes, sócios de joint venture e outras afiliadas. Este guia em conjunto com o Código de Ética das Empresas Eletrobras reúne os principais conceitos e medidas adotados pelo programa e se destina a todos os colaboradores das empresas Eletrobras, sejam eles: conselheiros, diretores, gerentes, empregados, contratados, prestadores de serviços, estagiários ou jovens aprendizes.

### GOVERNANÇA CORPORATIVA

A estrutura de governança da ELETRONUCLEAR inclui as seguintes instâncias:

- **O Conselho de Administração**, constituído de 5 conselheiros, todos brasileiros, eleitos pela assembleia geral, com mandatos unificados de 2 anos, permitidas até no máximo 3 reconduções consecutivas, sendo um deles representante do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, e outro representante dos empregados, eleito por voto direto dentre empregados ativos, cabendo a um dos membros, que não poderá ser o Diretor-Presidente da ELETRONUCLEAR, a presidência do Conselho. O Conselho de Administração, ao qual a auditoria interna e a ouvidoria se reportam, se reúne, ordinariamente, uma vez ao mês e, extraordinariamente, sempre que se fizer necessário.

- **O Conselho Fiscal**, constituído de 3 membros efetivos e 3 suplentes, todos brasileiros, eleitos pela assembleia geral com mandatos unificados de 2 anos, permitidas no máximo 2 reconduções consecutivas. Entre os membros do Conselho Fiscal, um membro efetivo e o respectivo suplente são representantes do Tesouro Nacional.

- **A Diretoria Executiva**, constituída pelo Diretor-Presidente e mais 3 diretores, totalizando 4 membros, todos brasileiros, eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato unificados de 2 anos, permitidas até 3 reconduções consecutivas, exercem suas funções em regime de tempo integral, a saber:

- Presidência;
- Diretoria de Administração e Finanças;
- Diretoria de Operação e Comercialização;
- Diretoria Técnica.

As essas diretorias estão subordinadas superintendências, gerências e divisões responsáveis pelas atividades de linha da Companhia.

A ELETRONUCLEAR tem o compromisso de agir sempre em conformidade com as políticas corporativas, de forma transparente.

Em função disso, exige dos seus colaboradores que observem princípios, normas e condutas fixadas no seu Código de Ética das Empresas do Sistema Eletrobras, aplicado a todos com os quais a Companhia se relaciona.

No segundo semestre de 2016, constituiu a Superintendência de Governança, Gestão de Riscos e Conformidade, subordinada diretamente ao diretor-presidente e composta pelos Departamentos de Conformidade e de Gestão de Riscos e Controles internos.

A nova estrutura organizacional harmonizou as atividades em questão às disposições de Lei 13.303 e ao Decreto federal 8.945. Não obstante, tanto a Superintendência como os referidos Departamentos passaram por ajustes em 2017, devendo adentrarem no exercício de 2018 plenamente operacionais conforme os padrões determinados para as empresas do Sistema Eletrobras.

### Ambiente Institucional e Regulatório

Por meio da Lei no 12.111, de 09 de dezembro de 2009, a energia produzida pelas Usinas Angra 1 e Angra 2 passou a ser comercializada diretamente com as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição, em cotas-partes, no Sistema Interligado Nacional – SIN, a partir de 1º de janeiro de 2013.

Conforme a Resolução Normativa nº 530, de 21 de dezembro de 2012, que estabelece as condições para a comercialização da energia proveniente das usinas Angra 1 e Angra 2, pertencentes à ELETRONUCLEAR, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE apura anualmente a diferença entre a energia entregue no centro de gravidade e o somatório das garantias físicas das Usinas Angra 1 e Angra 2, descontados os respectivos consumos internos e as perdas na rede básica.

Quando a diferença for positiva, 50% da diferença deverá ser valorada pelo Preço de Liquidação de Diferenças - PLD médio anual, calculado pela CCEE, e será acrescida na Receita Fixa do ano seguinte. Quando negativa, 100% da diferença deverá ser valorada pelo maior valor entre a tarifa do PLD médio anual, e deduzida da Receita Fixa do ano seguinte. Em ambos os casos, a ELETRONUCLEAR receberá ou ressarcirá às distribuidoras cotistas, em duodécimos.

Em 2017, o montante de energia associado às cotas-partes proveniente das usinas Angra 1 e Angra 2 foi de 1.572,22 MWh médios, o equivalente a 13.772.647,20 MWh. A Receita Fixa estabelecida pela Resolução Homologatória ANEEL 2.193, de 16 de dezembro de 2016 foi de R\$ 3.087.988.768,76, acarretando uma tarifa de venda de energia elétrica no valor de 224,21 R\$/MWh.

O faturamento correspondente à Receita Fixa foi pago à ELETRONUCLEAR, em 12 parcelas mensais, descontadas dos devidos tributos, dos Custos Administrativos, Financeiros e Tributários - CAFT incorridos pela CCEE, e da parcela variável relativa a 2016, equivalente a R\$ 32.338.425,15.

No ano de 2017 o montante de energia entregue pela ELETRONUCLEAR, de 1.652,25 MWh médios, foi superior à garantia física regulatória, abatida do consumo interno de referência e das perdas apuradas, equivalente a 1.582,40 MWh médios, gerando um superávit de energia de 69,854 MWh médios (ou 611.920,840 MWh). Desta forma, em 2018, a Companhia receberá das distribuidoras cotistas, em duodécimos, o valor de R\$ 99.183.189,34 milhões, originado pelo cálculo da parcela variável, valorada ao PLD médio anual de 324,17 R\$/MWh em 2017.

As despesas relativas ao uso do sistema de transmissão e à conexão ao sistema de transmissão totalizaram, respectivamente, R\$ 109.203.011,72 e R\$ 2.259.718,35.

### Estrutura Societária

O capital social da ELETRONUCLEAR em 31 de dezembro de 2017, de R\$ 6,6 bilhões, está subscrito com cerca de 78% de ações ordinárias e 22% de ações preferenciais, sendo o acionista majoritário a Eletrobras, detentora de 99,91% do total das ações.

A seguir apresentamos a composição acionária e a distribuição do capital social relativa ao período de 2017:

Capital Social e Composição Acionária 2017			
CAPITAL SOCIAL E COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA EM 2017			
TIPO DE AÇÕES	QUANTIDADE DE AÇÕES	VALOR DO CAPITAL	RELAÇÃO %
ORDINÁRIAS	20.401.976.042	5.157.518.633,12	78,1051818527
PREFERENCIAIS	5.719.179.505	1.449.739.039,43	21,8948181473
TOTAL	26.121.155.547	6.607.257.672,55	100

As ações ordinárias são nominativas, com direito a voto.

As ações preferenciais são nominativas, sem direito a voto, não podendo ser convertidas em ações ordinárias, e terão as seguintes preferências ou vantagens, de acordo com o Estatuto da Companhia:

- Prioridade no reembolso do capital, sem direito a prêmio;
- Dividendo prioritário, mínimo cumulativo de 10% ao ano, e participação, em igualdade de condições, com as ações ordinárias nos lucros que remanescerem depois de pago um dividendo de 12% ao ano às ações ordinárias;
- Direito a voto nas deliberações das Assembleias Gerais Extraordinárias sobre alterações no Estatuto.

### GESTÃO EMPRESARIAL

No contexto da gestão empresarial, destacaram-se as seguintes ações:

#### - Plano de Negócios

O Plano de Negócios e Gestão 2018-2022 da ELETRONUCLEAR apresenta as principais estratégias de gestão da companhia voltadas para a recuperação de seu equilíbrio econômico-financeiro e a melhoria de desempenho empresarial refletida em seus indicadores operacionais, financeiros, de governança, de gestão e socioambientais. Essas estratégias cobrem também a manutenção da operação segura e com elevado desempenho de Angra 1 e Angra 2 e para a retomada, de acordo com definições superiores e no menor prazo possível, das obras do empreendimento Angra 3. Neste contexto, foi construído o programa de investimento da companhia nos próximos 5 anos, onde se procede a uma avaliação econômico-financeira com premissas macroeconômicas para um Cenário Base, projeções para o período 2018-2022 e a respectiva Análise (ver item 5.3.2).

No campo da geração nuclear, de acordo com os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, a participação da geração elétrica por fonte nuclear representou 2,54% (14.391 GWh) do SIN em 2017. O total da geração foi de 523.931 GWh, sendo que, as hidroelétricas participaram com 64,44% (365.822 GWh) em seguida pelas térmicas convencionais com 18,45% (104.725 GWh). A geração Eólica chegou a 6,78% (38.497 GWh), consolidando seu espaço na matriz.

#### - Ouvidoria

No ano de 2017, foram feitas 362 manifestações na Ouvidoria, no número 73% maior que o de 2016 que totalizou 209 manifestações.

Nos três canais da Ouvidoria, as manifestações foram inseridas da seguinte forma:

- 288 manifestações no sistema de ouvidoria- SOU;
- 65 manifestações no sistema e-SIC;
- 09 manifestações enviadas ao e-mail da ouvidoria.

Os tipos mais frequentes de manifestação foram as reclamações (42%), seguida por solicitações diversas (35%).

Os assuntos mais frequentes referiram-se à administração da Infraestrutura das Vilas (30%), seguida por assuntos diversos e informações sobre concurso público e estágio, totalizando 28%.

Encontra-se disponível desde agosto de 2017, o canal de denúncias. Trata-se de uma ferramenta específica e oficial para recebimento e gestão centralizada de denúncias relativas às empresas Eletrobras, cujo link está disponibilizado na Intranet e Internet da ELETRONUCLEAR.

Em dezembro de 2017, a Instrução Normativa que rege a Ouvidoria foi revista para incorporar conceitos como *compliance*, comitê de ética e canal de denúncias, entre outros.

#### • Gestão de Riscos

O Projeto de Gestão Integrada de Riscos (GIR) teve início na Eletrobras no primeiro trimestre de 2010. Em dezembro de 2009 (CGE 077/09), foi criado o Comitê de Riscos da ELETRONUCLEAR e em janeiro de 2010 (CGE 008/10) foram designados seus componentes. Em junho de 2010, (CGE 036/10) foi criada a Gerência de Gestão de Riscos e Conformidade de Controles. Foi feito pela Deloitte, consultoria contratada pela Eletrobras, um amplo levantamento de todos os riscos das empresas, com o objetivo de se elaborar a matriz de riscos do sistema Eletrobras. De um total de 124 riscos identificados para as empresas Eletrobras, 101 são aplicáveis à Eletronuclear. Uma vez concluída a matriz de riscos, o Conselho Fiscal da Eletrobras selecionou 5 riscos para serem trabalhados por todas as empresas no projeto piloto com a Deloitte. No caso da Eletronuclear, apenas 3 eram aplicáveis:

1. Gestão do Contencioso;
2. Demonstrações Financeiras;
3. Câmbio.

Na segunda fase deste projeto, foram selecionados pelas Empresas Eletrobras mais quatro riscos, da nossa matriz que foram estudados em profundidade em 2011:

1. Suprimentos Críticos;
2. Administração Fiscal Tributária;
3. Controles Ambientais;
4. Disponibilidade na Geração.

A metodologia usada no estudo, levantamento e monitoramento dos riscos trabalhados é da Consultoria Deloitte. A Gerência de Riscos se reúne com o Comitê de Riscos, periodicamente, para acompanhamento e validação dos trabalhos que estão sendo desenvolvidos na empresa. Os documentos já emitidos que balizam este trabalho são a política de riscos das Empresas Eletrobras, a matriz de riscos, e as atribuições da gerência e do comitê de riscos formalmente definidas no manual da organização.

Em novembro de 2011, foi concluída a matriz de controles com a situação atual da empresa em relação às melhores práticas do mercado para os riscos de administração fiscal tributária, disponibilidade de suprimentos críticos, controles ambientais e disponibilidade na geração. Na primeira quinzena de fevereiro de 2012, a consultoria Deloitte apresentou a consolidação dos trabalhos para avaliação dos gestores de riscos e das gerências de riscos das Empresas Eletrobras.

Em dezembro de 2013, a Diretoria Executiva da ELETRONUCLEAR definiu onze riscos críticos considerados prioritários, porém este trabalho teve que ser refeito, em função da mudança do cenário externo e a substituição da Diretoria Executiva da empresa.

O trabalho de gestão de riscos corporativos foi retomado em novembro de 2016 com a nova composição do comitê de Gestão de Riscos e Controles Internos. Após a definição dos riscos prioritários, as etapas previstas incluíram o estudo aprofundado destes riscos junto aos respectivos proprietários - *risk owners*, e a elaboração dos respectivos planos de ação mitigatórios com vistas a reduzir a exposição da ELETRONUCLEAR a estes riscos. Devido à falta de pessoal para conduzir tal volume de trabalho, a gerência estabeleceu como meta a contratação de uma empresa de consultoria para auxiliar na execução do serviço. A metodologia a ser utilizada neste trabalho já foi aplicada no projeto piloto de gestão de riscos corporativos que consiste basicamente na análise de controles implantados e na avaliação do impacto do risco. Como resultado deste estudo é gerado o mapa de Impacto " X" Vulnerabilidade para cada um dos riscos estudados.

A necessidade de acompanhar as determinações da gestão de riscos corporativos da Eletrobras foi outro fator que motivou a Gerência de Gestão de Riscos e Controles Internos (GGC.P) a desencadear o processo interno de gestão de riscos com maior contumância no ano de 2017. Além do alinhamento à política corporativa de gestão de riscos da Eletrobras e da homologação desta política e da matriz de riscos empresarial pela Diretoria Executiva da ELETRONUCLEAR, foi feito um recrutamento interno para incorporar mais um colaborador aos quadros da Gerência e iniciado o levantamento para contratação de consultoria em Gestão de Riscos. Em paralelo, foi bem sucedido o projeto piloto de implantação de um sistema automatizado de gestão de riscos que irá acelerar a capacidade de gestão de riscos da Gerência.

O processo licitatório da contratação da Consultoria de Gestão de Riscos está em andamento, e o início dos trabalhos está previsto para abril de 2018.

A iniciativa da Eletrobras em mapear riscos críticos como fraude e conformidade de modo uniforme para todas as subsidiárias, por meio de consultoria, está sendo acompanhada pelo Departamento de Gestão de Riscos e Controles Internos (DGC.P), nova nomenclatura da unidade organizacional a partir da reestruturação realizada em julho de 2017.

Da mesma forma, vem sendo mantida a participação da empresa no Comitê de Riscos Corporativos dirigido pela Eletrobras, com apresentação mensal do andamento dos trabalhos.

A Certificação SOX 2017 encontra-se em andamento e estima-se que o arquivamento do Formulário 20F na SEC (Securities and Exchange Commission) pela Eletrobras , ocorra até 30 de Abril de 2018.

Para a realização dos testes da Administração em 2017 e também para agilizar a remediação das deficiências apontadas pela Certificadora em 2016, a Eletrobras deu continuidade ao programa de remediação de deficiências e através de novo processo licitatório contratou a consultoria Deloitte para auxiliar as empresas neste trabalho.

#### Certificação SOX

A adequação à Lei Sarbanes-Oxley é uma condição essencial para que a Eletrobras permaneça no patamar ADR 2 - *American Depositary Receipt* Nível 2, da Bolsa de Valores de Nova York, alcançado em 2008. Na qualidade de empresa controlada, a ELETRONUCLEAR está também sujeita a essas normas. Em junho de 2010, a ELETRONUCLEAR criou a Gerência de Gestão de Riscos e Conformidade de Controles para atuar como facilitadora entre as áreas de negócios e a empresa Certificadora e tem, dentre outras, a atribuição de efetuar o aprimoramento do ambiente de controles sobre as demonstrações financeiras. Com este objetivo, executa as atividades de atualização da documentação SOX e elaboração e monitoramento dos Planos de Ação para mitigar as deficiências apontadas.

A Certificação consiste basicamente em duas fases de testes: os da Administração, conduzidos pela Auditoria Interna e os testes do Auditor Externo, a partir 2014, a KPMG. Ao final dos trabalhos, é emitida uma relação com as não conformidades identificadas, classificadas em três níveis de severidade, sendo deficiência de controle (CD), deficiência significativa (SD) e fraqueza material (MW), sendo esta última a mais severa.

Em outubro de 2016, a Gerência de Gestão de Riscos e Conformidade de Controles (GRC.G) passou a se chamar Gerência de Gestão de Riscos e Controles Internos (GGC.P), mudando de subordinação, passando da Superintendência de Planejamento (SP.G) para a Superintendência de Governança, Gestão de Riscos e Conformidade (SG.P), de forma a melhorar a integração nas ações relacionadas à conformidade, garantindo a transparência e o atendimento às demandas dos órgãos de controle, auditorias, e certificação SOX.

O reporte do andamento da Certificação anual SOX é feito, quinzenalmente, em reunião por videoconferência com as Empresas Eletrobras, bimensalmente, em apresentações ao Conselho Fiscal e ao Conselho de Administração da ELETRONUCLEAR.

A remediação das fraquezas materiais (MW's) apontadas pelo auditor externo na certificação SOX, assim como também a mitigação dos Riscos Críticos, é uma Diretriz Estratégica do PDNG 2018-2022, no 3º Pilar Estratégico – governança e conformidade tema Eliminar Fraquezas Materiais.

A ELETRONUCLEAR reestruturou as áreas de conformidade/riscos/compliance com o objetivo de, entre outros, aprimorar a gestão, e as atribuições destas áreas no Manual da Organização. No momento, as unidades organizacionais envolvidas neste trabalho estão recompondo seu quadro de pessoal de forma a cumprir com as atribuições que constam no Manual da Organização com equipes adequadamente dimensionadas e capacitadas.

#### • Revisões Internacionais e Intercâmbio de Experiência

O ano de 2017 foi mais um no qual o programa de suporte técnico e revisões efetuadas por organismos internacionais teve grande relevância para o processo de melhoria contínua da Segurança Operacional de Angra 1 e 2 e na preparação para a operação de Angra 3. Foram conduzidas, no Brasil e no exterior, as seguintes revisões e treinamentos por organismos internacionais:

- Em julho, Angra 1 e 2 passaram por uma Missão de Suporte Técnico (TSM), conduzida pela *World Association of Nuclear Operators* (WANO), sobre redução de desarmes de Reator. A missão teve como objetivo identificar lacunas nas Usinas na referida área e, a partir dos pontos de melhoria encontrados, propor ações para as Usinas elevarem seus desempenhos visando a redução de desarmes. Após a missão, a WANO enviou o relatório da missão à ELETRONUCLEAR detalhando as áreas para melhoria identificadas com suas respectivas ações propostas, cujo progresso das mesmas será avaliado durante a próxima WANO *Peer Review*, a ser realizada em julho de 2018.
- Participação no evento – 6º *International Outage Optimization Workshop 2017*, na França, para aprimoramento e troca de experiências sobre planejamento das paradas para reabastecimento de combustível.
- Participação no *Multi AREVA Costumer Meeting Event 2017* na Alemanha, que incluiu: reunião anual dos representantes de usinas KWU fora da Alemanha e das usinas na Alemanha que estão previstas operarem até 2022, em conjunto com a projetista AREVA, reunião do comitê técnico da VGB, reunião anual dos chefes de usina KWU e uma visita técnica à usina Nuclear de Erlangen;
- Participação em Missão de Suporte Técnico (TSM), promovida pela WANO, na usina de Borselle, na Holanda, na intenção de corrigir possíveis desvios relacionados à aderência às especificações técnicas, principalmente durante a preparação de trabalhos programados e atividades operacionais;
- Participação em missão de avaliação de segurança operacional designada como *WANO PEER REVIEW*, na usina de Hartlepool, na Inglaterra, como especialista na área de engenharia de sistemas;
- Participação, na Argentina, de visita ao Complexo Nuclear de Atucha com o objetivo de adquirir informações no gerenciamento, operação, treinamento e simulador de sala de controle de Usina nuclear com ambiente de operação digital;
- Participação em missão de suporte técnico (TSM), promovida pela WANO, na Central Nuclear de Ning De, visando o aperfeiçoamento das práticas estabelecidas nos 5 fundamentos do operador;
- Participação no seminário do *Nuclear HVAC Utility Group - NHUG*, nos Estados Unidos, e visita nas empresas NUCON e NCS, fabricantes de equipamentos para testes e ensaios de carvão ativado dos Sistemas de Ventilação da Área Controlada com filtros especiais de alta eficiência utilizados nas Usinas de Angra 1 e Angra 2;
- Participação em missão de avaliação de segurança operacional designada como *WANO PEER REVIEW*, na Central Nuclear Hongyanhe, na China, como especialista na área de proteção contra incêndio;
- Participação no evento *Nuclear Energy Management School Focusing on Nuclear Infrastructure Development*, promovido pela AIEA, em conjunto com a ROSATOM, na Rússia, com diversos tópicos abordados;
- Participação em workshop promovido pela AIEA, na Áustria, para troca de informações sobre assuntos relacionados a gerenciamento de água em usinas nucleares;
- Participação em workshop promovido pela WANO, na França, para troca de experiência sobre as ações que estão sendo tomadas na indústria nuclear para a redução de desarmes de Reatores nucleares;
- Participação em treinamento promovido pela Empresa *Izzytech Electric Power Engineering Consulting & Training*, nos Estados Unidos, para adquirir informações técnicas sobre Geradores Elétricos;
- Participação em *workshop* promovido pela WANO, no Canadá, do Grupo de Trabalho sobre Indicadores de Performance da WANO para troca de informações e experiências entre especialistas da indústria nuclear.

#### • O pacto global e os valores da empresa

A ELETRONUCLEAR aderiu ao Pacto Global da Organização das Nações Unidas – ONU, expressando o suporte da Empresa aos seus preceitos com relação aos direitos humanos, trabalho, ambiental e anticorrupção. A formalização da adesão ocorreu em 6 de dezembro de 2006.

Em demonstração de seu apoio ao Pacto Global a ELETRONUCLEAR apresenta a cada ano, desde 2008, ano base 2007, seu Relatório de Sustentabilidade Socioambiental à Organização das Nações Unidas - ONU que o avalia e publica em seu site correspondente. O relatório de Sustentabilidade Socioambiental da empresa a partir do ano de 2010 está classificado, após auto avaliação, como *Global Compact Advanced Level*.

#### • Sustentabilidade Socioambiental

A ELETRONUCLEAR edita o Relatório de Sustentabilidade Socioambiental, segundo o modelo GRI desde 2007.

Cabe acrescentar ainda o Índice de Sustentabilidade Empresarial - ISE, que é ferramenta para análise comparativa do desempenho das empresas listadas na Bovespa sob o aspecto de sustentabilidade. A ELETRONUCLEAR em conjunto com a Eletrobras e as demais subsidiárias participam, anualmente, do questionário ISE. No último ano a ELETRONUCLEAR aumentou sensivelmente sua pontuação em todas as dimensões do questionário: Geral (22%), Econômica (20%), Ambiental (3%), Social (7%) e Mudanças Climáticas (7%). Apesar do bom desempenho da ELETRONUCLEAR, a Eletrobras não foi incluída na carteira ISE de 2017.

A Gestão Ambiental na ELETRONUCLEAR tem total aderência aos objetivos estratégicos de planejamento empresarial sempre buscando efficientizar seus processos e sistemas internos.

Dentre as ações já em curso visando o aperfeiçoamento da gestão ambiental das suas instalações, a ELETRONUCLEAR está implementando na Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto - CNAEA o Sistema de Gestão Ambiental – SGA, em conformidade com a norma ABNT NBR ISO 14001:2015.

Adicionalmente, a ELETRONUCLEAR, atualmente, adota critérios de sustentabilidade em seus processos de aquisição de materiais e de forma mais pontual nas contratações de serviços, buscando alinhar suas práticas de mercado e garantir uma atuação sustentável em todo seu ciclo produtivo.

Como principal vetor de inclusão da variável socioambiental na sua atividade a ELETRONUCLEAR se pauta nos compromissos assumidos junto ao licenciamento ambiental, através de vários instrumentos e ferramentas de gestão ambiental, aos quais destacamos:

- Programa de Educação Ambiental;
- Programa de Qualidade de Águas - PMCQA;
- Programa de Saúde Pública;
- Programa de Recuperação de Áreas Degradadas;
- Programa de Inserção Regional;
- Programas de Gerenciamento de Resíduos Industriais;
- Programa de Apoio à Educação Municipal e Estadual;
- Auditorias Ambientais;
- Programa de Monitoração Ambiental Radiológico Operacional - PMARO;
- Programa de Monitoração de Tartarugas Marinhas - PROMONTAR.

A ELETRONUCLEAR segue um rigoroso programa de monitoração ambiental, baseado em estudos ambientais iniciados em 1978. Os resultados das análises ambientais atuais são comparados com os resultados dos dados obtidos nestes mais de

trinta anos de monitoração, demonstrando que a operação da CNAEA é segura.

O controle da qualidade das análises é realizado através de programas de intercomparação mantidos pela Agência Internacional de Energia Atômica, pela Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos e pelo Instituto de Radioproteção e Dosimetria, da Comissão Nacional de Energia Nuclear.

A realização deste trabalho potencializa a reputação, credibilidade e a confiança da ELETRONUCLEAR perante seus empregados, o mercado e a sociedade.

A ELETRONUCLEAR entende que a CNAEA é um importante vetor de desenvolvimento sustentável para sua área de entorno e para tal promove programas de desenvolvimento sustentável nas comunidades adjacentes.

Os diversos projetos sociais desenvolvidos pela empresa foram definidos sempre de acordo com as normas da Organização Internacional do Trabalho - OIT , sendo que a ELETRONUCLEAR trabalha no sentido de acelerar a inclusão social da população mais carente da região circunvizinha à CNAEA, contando com convênios com as prefeituras das cidades do entorno, Angra dos Reis, Paraty e Rio Claro.

#### INVESTIMENTOS

Em linhas gerais, os principais objetivos da ELETRONUCLEAR nos próximos anos, onde serão concentrados os seus investimentos são:

•**Manutenção das usinas Angra 1 e 2:** O aprimoramento da segurança e a preservação e melhoria de desempenho das usinas Angra 1 e Angra 2 são o foco principal dos investimentos realizados para manutenção. Para a preservação do desempenho das usinas são consideradas as necessidades de modificação, modernização ou substituição de sistemas e componentes, incorporação de avanços tecnológicos com base em avaliações de segurança, planos de melhoria, experiência operacional interna e externa e evolução dos requisitos de licenciamento. Os investimentos em projetos e estudos a serem realizados com o objetivo de analisar e incorporar medidas de prevenção de acidentes semelhantes ao ocorrido na usina nuclear Fukushima Daiichi também são considerados.

Além do foco na preservação e melhoria da segurança e produtividade, em vista do esgotamento da capacidade de armazenamento de combustível usado nas piscinas no interior das unidades Angra 1 e Angra 2, previsto para dezembro e julho de 2021 respectivamente, há a necessidade de estender a capacidade da Central de armazenamento de combustível usado, o que se fará através da implantação da Unidade de Armazenamento Complementar a Seco - UAS.

•**Aumento da capacidade de geração:** As características de Angra 1 e Angra 2 possibilitam elevar a oferta de energia através do aumento da potência nominal das Unidades ou da sua disponibilidade, pela extensão dos seus ciclos de operação ou pela redução de tempo das paradas programadas para troca de combustível e manutenções. Trata-se de projetos de grande relevância para a agregação de receitas alinhando-se com as tendências da indústria nuclear internacional.

#### Aumento da Capacidade das Usinas Existentes

##### Usina Angra 1

Tendo sido realizada em 2009 a substituição dos geradores de vapor e em janeiro de 2013 foi feita a troca da tampa do vaso de pressão do reator de Angra 1, desenvolveram-se estudos e projetos básicos para o aumento de potência da usina, uma vez que o circuito primário e os novos geradores de vapor já estarão comissionados para esse fim.

O projeto compreende alterações no circuito secundário, assim como a renovação das turbinas de baixa pressão. Sua implementação, entretanto ainda depende de demonstração do retorno do investimento a ser realizado, que está diretamente relacionado com o contrato de venda de energia a ser negociado.

Os investimentos para o aumento de capacidade de geração da usina Angra 1 estão previstos para serem iniciados a partir 2019.

##### Usina Angra 2

Encontram-se em curso iniciativas visando ao aumento de potência de Angra 2, iniciando com o processo de licenciamento e tendo continuidade com estudos sobre modificações de projeto necessárias e implicações relacionadas com a operação da Planta e infraestrutura da Central.

No caso de Angra 2, além do aspecto custo e benefício do aumento de potência, considera-se a questão relativa ao esgotamento da capacidade de armazenamento de combustível irradiado, que consiste em fator preponderante para o planejamento, particularmente quanto à definição da época ideal para o início da operação da planta com potência aumentada. Adicionalmente, consideram-se outras medidas que proporcionam um aumento na capacidade de geração através da redução do tempo das paradas para troca de combustível como, por exemplo, as modificações a serem implementadas no sistema de selagem das Bombas de Água de Refrigeração do Reator.

#### Extensão de Vida Útil das Usinas Existentes

A utilização de plantas nucleoeletrônicas por prazo superior ao tomado como base no projeto ou estabelecido por sua licença corrente vem sendo considerada, em vários países, tanto com o objetivo de otimizar o ciclo de vida das usinas em operação quanto como uma alternativa para a preservação dos níveis de geração nuclear com o parque existente enquanto novos empreendimentos encontram-se em fase de projeto ou de implementação.

No Brasil, ainda não se dispõe de regulamentação específica para a renovação de licença operacional de usinas nucleares. Propõe-se o modelo norte-americano como base para o desenvolvimento de um programa para a renovação de licença de Angra 1. O referido modelo seria, posteriormente, implantado em Angra 2, observadas as peculiaridades de cada planta, particularmente com relação ao sistema nuclear de geração de vapor, projetado, no primeiro caso, pela Westinghouse, e no segundo, pela AREVA. Considera-se a renovação da licença operacional das Unidades 1 e 2 por um período de 20 anos além do prazo de 40 anos da licença corrente.

Encontram-se em curso, na ELETRONUCLEAR, ações destinadas ao estabelecimento de um programa de gerenciamento do envelhecimento para ambas as plantas orientado para fornecer as bases técnicas para um processo de renovação de licença operacional a ser desenvolvido nos próximos anos.

Os investimentos destinados à extensão da vida operacional das usinas compreendem essencialmente avaliações técnicas (gerenciamento do envelhecimento dos sistemas, estruturas e componentes das plantas), avaliações ambientais e os processos de licenciamento nuclear e ambiental, além de um conjunto de modificações de projeto, substituições e reparos de sistemas e componentes a serem requeridos em decorrência dessas avaliações.

Parte dos investimentos para os processos de avaliação técnica relacionados com renovação de licença será realizada no escopo do programa de gerenciamento do envelhecimento das usinas. Com relação às modificações de projeto, substituições e reparos de sistemas e componentes a serem implementadas no âmbito do processo de renovação de licença operacional, estimam-se investimentos da ordem de R\$ 400 milhões para Angra 1 e R\$ 600 milhões para Angra 2, a serem realizados em período fora do horizonte do presente plano.

#### **Implantação de Angra 3:**

Apesar de o empreendimento Angra 3 permanecer paralisado, diversos compromissos assumidos anteriormente, adicionados a outros necessários à preservação das estruturas já edificadas e dos equipamentos e materiais já adquiridos, continuaram a ser honrados, a níveis mínimos, pela ELETRONUCLEAR, sempre com os recursos provenientes da comercialização da energia gerada por Angra 1 e Angra 2.

No que diz respeito à situação econômico-financeira da empresa, a ELETRONUCLEAR vem, há tempos, atravessando uma aguda crise econômico-financeira, que tem sua origem nos passivos decorrentes de Angra 3. O empreendimento teve sua construção suspensa progressivamente ao longo do ano de 2015 devido à dificuldade de fazer os aportes de capital demandados pelos contratos de financiamento junto ao Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES e Caixa Econômica Federal - CEF.

Até outubro de 2017 a ELETRONUCLEAR pagava apenas 30% do juros referente ao empréstimo do BNDES sem pagamento de nenhuma amortização. Contudo, em outubro expirou o *waiver* contratual, passando a empresa a ser obrigada a pagar também a parte relativa ao principal da dívida. Com isso, o desembolso mensal passou de R\$ 7 milhões para R\$ 30 milhões, o que representa aproximadamente 12% da receita bruta mensal auferida pela geração das usinas Angra 1 e 2. E a situação se agravará mais ainda em julho de 2018, quando expira o *waiver* da CEF. Esta, analogamente ao BNDES, também passará a exigir o pagamento mensal de R\$ 25 milhões referentes aos juros e amortização do principal relativo ao empréstimo contraído.

O déficit de caixa assim gerado compromete o pagamento de todas as demais obrigações financeiras da empresa, sendo os contratos com grandes fornecedores os que correm maior risco.

A companhia não possui garantias disponíveis para conseguir um novo empréstimo, visto que todos os seus ativos já estão comprometidos nos créditos existentes. O ativo em construção Angra 3 foi dado como garantia da dívida com o BNDES, as usinas Angra 1 e Angra 2 estão em contragarantia para a União decorrente do aval dado pela mesma para a operação com a CEF.

Assim, a retomada do empreendimento em condições sustentáveis depende de uma nova estruturação financeira que, dado o montante de investimentos ainda a realizar, da ordem de R\$ 14 bilhões, só se viabilizará com uma solução que atraia capital privado para compor as fontes de recursos que garantam o fluxo de caixa necessário à execução das atividades para sua conclusão.

Para tanto, a ELETRONUCLEAR tem realizado estudos para viabilizar uma parceria, provavelmente internacional, que atenda questões operacionais e financeiras de acordo com a visão societária definida pela empresa, bem como mantido intensa troca de informação com algumas empresas que são referências internacionais no tema por possuírem a efetiva experiência em projeto, construção e operação bem-sucedida de usinas, bem como capacidade de trazer capital para a retomada de Angra 3. São elas: *Rosatom Satate Nuclear Energy Corporation*, *China National Nuclear Corporation* - CNNC, AREVA (via Electricité de France - EDF) e KEPCO.

Nesse contexto, em outubro de 2017, foram assinados dois contratos: um com a consultoria Alvarez e Marsal – A&M e outro com o escritório de advocacia Veirano. A A&M é uma consultoria especializada na estruturação de empresas, com conhecimento na avaliação da construção e operação de usinas nucleares. Já o escritório Veirano Advogados subsidiou, até dezembro de 2017, o trabalho de modelagem realizado pela A&M através de análises da possível estrutura societária do negócio, do ambiente legal e regulatório.

Para que seja possível prosseguir rumo à efetivação de uma parceria para retomar o empreendimento de Angra 3, algumas questões necessitam ser sanadas urgentemente, tais como:

(a) O valor atual definido para a tarifa de Angra 3:

A tarifa estabelecida para Angra 3 é de R\$ 237/MWh (vigente entre novembro de 2016 e outubro de 2017), contudo esse valor apresenta defasagem em relação ao necessário para tornar a operação de Angra 3 sustentável, além de inviabilizar a renegociação com credores. Tendo isso em vista, a Eletronuclear pleiteou uma revisão tarifária para R\$ 387/MWh no ano de 2017, porém ainda sem resposta formal do MME. A tarifa de equilíbrio para o empreendimento gira em torno de R\$ 395,00/MWh, de acordo com os resultados preliminares de estudos em andamento. Dessa forma, a empresa necessita que o valor de tarifa para Angra 3 seja revisto, de forma a garantir a viabilidade e atratividade do empreendimento.

(b) Perda do acesso a recursos dos financiamentos e déficit de caixa:

Com a renegociação da dívida com o BNDES e CEF de forma que os *waiver* sejam renovados até a nova data prevista para o início de operação da usina, e também a revisão das contrapartidas exigidas, será possível ajustar o modelo financeiro do empreendimento de forma que a empresa prossiga com a construção.

No momento, a prorrogação do *waiver* da CEF encontra-se em negociação, mas o BNDES já sinalizou que a renegociação só é possível após o posicionamento do governo acerca da retomada do empreendimento e o efetivo reajuste da tarifa.

Cumpridas essas etapas, estima-se que em cerca de 24 meses as obras possam ser retomadas, considerando o tempo de duração do processo de efetivação de uma parceria.

Em termos contábeis, a Empresa vem realizando teste de *impairment* com a avaliação do valor justo do ativo investido no empreendimento, considerando as condições contratuais oficialmente em vigor, apurando o resultado financeiro que o mesmo proporcionará durante toda a sua vida útil econômica.

Quando o valor justo se mostra inferior ao ativo investido, está configurado um *impairment*. Caso o déficit do empreendimento seja superior ao próprio ativo, o excesso representa uma perda por contrato oneroso.

Essa é a situação da Usina Angra 3, cuja provisão total de perda de *impairment* e contrato oneroso, registrados nas demonstrações financeiras, representam em dezembro de 2017, os seguintes valores:

R\$ 9.900 milhões > Provisão para *impairment*  
R\$ 1.389 milhões > Provisão para contrato oneroso  
R\$ 11.289 milhões > Provisão total.

#### **Implantação de novas usinas:**

O Plano Nacional de Energia 2030, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, considera, além de Angra 3 em seus diversos cenários, o mínimo de 4 e um máximo de 8 novas usinas de geração nuclear em operação até o ano de 2030. Para tanto, o Ministério de Minas e Energia – MME determinou que a ELETRONUCLEAR conduzisse os estudos de localização para a construção de uma nova central nuclear a ser instalada na região Nordeste.

Posteriormente, também por solicitação do MME e da EPE, os estudos foram estendidos para outras regiões do país, visando fazer um inventário de áreas capazes de assentar uma central nuclear em todo o território nacional, para potencial utilização futura.

A seleção definitiva do sítio estará associada aos estudos de política energética da EPE, que definirá a região que receberá o primeiro empreendimento nuclear após Angra 3.

Está também em andamento uma série de estudos voltados à expansão da indústria de geração de eletricidade com fonte nuclear no país. Esses estudos abrangem o aspecto de política energética, de qualificação de tecnologias e o aspecto econômico-financeiro.

Estes trabalhos têm por objetivo maior estudar, profundamente, todos os aspectos relacionados com um novo empreendimento nuclear, fornecendo informações precisas, atualizadas e atuais, para que os tomadores de decisão do presente possam fazê-lo adequadamente, promovendo resultados positivos no futuro.

Em sintonia com o Plano Estratégico da Eletrobras e com o planejamento da expansão da geração da EPE, a ELETRONUCLEAR vem desenvolvendo uma série de ações para a viabilização da construção das futuras usinas nucleares brasileiras.

Essas ações deverão adquirir maior vulto, por exemplo, com a efetiva prospecção dos sítios identificados e outras ações necessárias para a viabilização das futuras centrais nucleares brasileiras. Os investimentos correlatos serão suportados pela receita proveniente da comercialização da energia produzida pelas usinas em operação. Entre essas ações destacam-se:

- Prospecção de Sítios Potenciais;
- Estudos de viabilidade e impactos socioambientais;
- Avaliação de alternativas para o Modelo de Negócios das novas usinas.

Cabe lembrar que, diferentemente do quadro atual de geração hidroelétrica, a geração nuclear continua sendo atribuição exclusiva da União, representada pela Eletrobras e sua controlada Eletronuclear. Assim, os investimentos em prospecção e viabilização são integralmente repassados ao empreendimento, de forma análoga ao que ocorria com os empreendimentos hidroelétricos em fase anterior ao marco regulatório.

#### 1 – Prospecção de Novos Sítios

Todo o território nacional foi estudado pela ELETRONUCLEAR, em parceria com o Instituto Luiz Coimbra de Pós Graduação e Pesquisa de Engenharia – COPPE /UFRJ Universidade Federal do Rio de Janeiro, mediante metodologia do instituto norte-americano *Electric Power Research Institute - EPRI*, visando identificar áreas a princípio adequadas para assentarem novas centrais nucleares.

Como resultado, um conjunto de áreas propícias ao desenvolvimento de centrais foi oferecido ao MME, que, a partir de seu planejamento energético de longo prazo, se manifestará sobre os sítios potenciais nas regiões previstas para novos empreendimentos de geração.

#### 2 – Estudos de Viabilidade e Impactos Socioambientais

A Fundação Getúlio Vargas - FGV desenvolveu uma série de estudos de viabilidade para a implementação de novas centrais nucleares no Brasil. Esses estudos abrangem desde a projeção da demanda futura até a efetiva viabilidade econômica dos empreendimentos, passando por seus impactos socioeconômicos, estudos de modelo de empreendimento e outros:

Estudos realizados pela FGV:

- Estratégias para ampliação da Geração Nuclear (set 2013);
- Avaliação Econômico Financeira da Implantação e Operação de Centrais Nucleares e seus Impactos Socioeconômicos (2014);
- Modelo de Negócio;
- Avaliação Econômico-Financeira da Implantação e Operação de Usinas Nucleares;
- Mensuração dos Impactos Socioeconômicos;
- Diretrizes do Plano de Desenvolvimento Regional.

#### 3 – Avaliação de Alternativas para o Modelo de Negócios das Novas Usinas

A FGV também desenvolveu estudos iniciais buscando identificar modelos de negócios alternativos para a implantação das novas usinas nucleares brasileiras.

Dentre os estudos a serem desenvolvidos até o início do licenciamento da nova usina, destacam-se:

- 1 – Elaboração do *Brazilian Utility Requirements -BUR*. Trata-se da elaboração de um conjunto de especificações técnicas que deverão ser atendidas pelos fornecedores das futuras usinas. Critérios como requisitos de segurança, características operacionais, de projeto, etc. Constituem esse conjunto. Este documento será baseado no *Europe Utility Requirements – EUR* e o *Utility Requirements Document – URD*;
- 2 – Análise qualitativa dos dados das usinas. Trata-se de uma análise qualitativa extensa dos dados comerciais e técnicos fornecidos pelas empresas em resposta ao *Request for Information* emitido pela ELETRONUCLEAR, em 2014, aos diversos projetistas de usinas. Essa análise evidenciará os pontos fortes e fracos de cada projeto, suas limitações e virtudes, buscando suportar uma eventual seleção ou qualificação;
- 3 – Aplicação complementar da metodologia de localização de sítios. Trata-se de visitar o território nacional com critérios mais refinados em busca de novas áreas potenciais localizadas no litoral. Esse trabalho será desenvolvido juntamente com a COPPE-UFRJ;
- 4 – Uma vez havendo a decisão governamental sobre o sítio a ser efetivamente desenvolvido, serão necessárias algumas atividades preliminares que comprovarão, ou não, a adequação do mesmo e para abrir o caminho para o seu futuro licenciamento. Algumas dessas atividades requerem a presença física nos locais para instalação de dispositivos de coleta de dados meteorológicos. É necessária também a realização de sondagens geológicas. Essas atividades requerem licença em nível estadual.

Os dados incluem, entre outros:

- Levantamento de séries meteorológicas e hidrológicas;
- Amostras e prospecções geológicas;
- Levantamento da questão fundiária (propriedade);
- Atividades iniciais de aceitação pública.

5 – Elaboração do *Plant Parameter Envelope – PPE*. Com os dados obtidos através do RFI -*Request for Information* será elaborado um envelope de parâmetros para permitir o licenciamento dos sítios de forma independente da seleção da tecnologia;

Em princípio, serão elaborados dois envelopes, um para reatores até 1200 MW e outro para reatores da classe 1500 MW.

6 – Início dos Licenciamentos Ambiental e Nuclear dos sítios. De posse dos dados coletados e outros estudos, além do Envelope de Parâmetros, será possível dar início aos processos de licenciamento dos sítios selecionados.

**Aprimoramento dos mecanismos de governança e gestão**, visando a eficiência na gestão da empresa e a racionalização de custos. A empresa está buscando uma maior eficiência nos seus processos, com diversos projetos em andamento, com vistas a uma melhoria do seu perfil de dispêndios com Pessoal Material Serviços e Outros – PMSO. Neste ponto destacam-se o Plano de Sucesso Programada de Empregados – PSPE que resultou numa redução significativa do custo de pessoal e a revisão de Contratos de Serviços.

A gestão empresarial aplicada na ELETRONUCLEAR tem por base a operação e manutenção de seus ativos de geração, com destaque para o enorme desafio de construir Angra 3. A empresa possui como característica expressiva demanda de investimentos para operar e manter suas usinas. São diversos projetos envolvendo engenharia, construção, substituição de componentes, atualização tecnológica, dentre outros.

Por isso, o modelo de gestão empresarial é caracterizado pela importância de gerenciamento de projetos. Cada agrupamento de projetos está alocado num determinado programa de investimentos e o conjunto de programas se organiza em um determinado portfólio. Atualmente, existem seis portfólios: Angra 1, Angra 2, Angra 3, Infraestrutura da Central, Gestão e Governança e Integridade. O orçamento de investimentos diretos para 2018 é de pouco mais de R\$ 450 milhões, para 2019 ultrapassa R\$ 900 milhões. São centenas de milhões de reais.

Outro vetor importante da gestão empresarial se baseia no alcance de metas nos indicadores do Contrato de Metas de Desempenho Empresarial – CMDE. Mensalmente, são apurados os resultados para diversos indicadores. Outros indicadores têm apuração anual de resultados. Os administradores fazem a gestão empresarial com aplicação, cuidando da disciplina financeira e seus limites, de aspectos importantes da governança e da integridade, não abrindo mão da excelência operacional e nem tampouco da diretiva de valorização das pessoas. Harmonizar todos esses fatores em busca de resultados empresariais é o desafio da gestão empresarial da ELETRONUCLEAR.

#### PROGRAMA DE DISPÊNDIOS GLOBAIS - PDG

No contexto do Programa de Dispêndios Globais - PDG a ELETRONUCLEAR teve seus limites fixados, em orçamento aprovado para o exercício de 2017, no Decreto Nº 8.933, de 16 de dezembro de 2016 (DOU de 19.12.2016) e revisado pela Portaria Nº 433, de 12 de dezembro de 2017 (DOU de 13.12.2017).

No exercício, as origens dos recursos econômicos necessários à cobertura dos dispêndios (correntes e de capital) foram fixadas em R\$ 4.025 milhões, distribuídas em R\$ 3.197,8 milhões de receitas operacionais (incluídas as receitas de venda de energia de Angra 1 e 2), R\$ 816 milhões em recursos de financiamentos de longo prazo e R\$ 11,2 milhões em receitas não operacionais.

Para as origens dos recursos econômicos fixadas, houve a realização do montante de R\$ 3.782,4 milhões dos quais se destacam a realização dos valores de R\$ 3.204,1 milhões de receitas operacionais (incluídas as receitas de venda de energia de Angra 1 e 2), R\$ 571,1 milhões em recursos de financiamentos de longo prazo e R\$ 7,2 milhões em receitas não operacionais.

Em relação aos dispêndios econômicos, foi fixado o limite de R\$ 3.505,5 milhões, distribuídos em R\$ 2.479,7 milhões para dispêndios correntes, R\$ 897,8 milhões para investimentos e R\$ 128,0 milhões para outros dispêndios de capital (amortizações de financiamentos).

Em termos de realizações, foram gastos R\$ 2.262,9 milhões em dispêndios correntes, R\$ 479,5 milhões em investimentos e R\$ 133,1 milhões em outros dispêndios de capital (amortizações de financiamentos), totalizando R\$ 2.875,5 milhões.

Os valores realizados com dispêndios correntes no montante de R\$ 2.258,4 milhões concentraram-se naqueles necessários à garantia de performance operacional, destacando-se: pessoal e encargos (R\$ 601,2 milhões), programa de desligamento voluntário (R\$ 52,1 milhões), serviços de terceiros (R\$ 377,4 milhões), combustível nuclear (R\$ 395,7 milhões), impostos/contribuições (R\$ 496,9 milhões), compra de energia (R\$ 109,8 milhões), materiais de consumo (R\$ 53,6 milhões), juros e outros (R\$ 76,8 milhões), utilidades e serviços (R\$ 12,9 milhões) e outros dispêndios correntes (R\$ 82 milhões).

Já as realizações dos dispêndios com investimentos no valor de R\$ 479,5 milhões se concentraram em quatro programas (ações): Implantação da Usina Termonuclear de Angra 3 (R\$ 332,3 milhões), Manutenção do Sistema de Geração de Energia Termonuclear de Angra 1 e 2 (R\$ 141,5 milhões), Estudos de Viabilidade para Ampliação da Geração de Energia Elétrica (R\$ 1 milhão) e Infra-Estrutura de Apoio (R\$ 4,7 milhões).

#### O FUTURO

Nos próximos anos, os esforços da ELETRONUCLEAR estarão concentrados na conclusão de Angra 3, na construção da Unidade de Armazenamento a Seco – UAS, na implantação das futuras usinas nucleares brasileiras, além da manutenção de elevados padrões de desempenho das usinas de Angra dos Reis. O Plano Nacional de Energia 2050, elaborado pela EPE, deverá contemplar, além de Angra 3, a entrada de novas usinas de geração nuclear até o ano de 2050. Anteriormente, ainda na vigência do PNE 2030, o MME havia determinado que a ELETRONUCLEAR conduzisse os estudos de localização para a construção de uma nova central nuclear a ser instalada na região Nordeste.

Posteriormente, também por solicitação do MME e da EPE os estudos foram estendidos para outras regiões do país, visando fazer um inventário de áreas capazes de assentar uma central nuclear em todo o território nacional, para potencial utilização futura. A seleção definitiva do sítio estará associada aos estudos de política energética da EPE, que indicará a região mais adequada a receber o primeiro empreendimento nuclear após Angra 3.

#### DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

##### a) Balanço patrimonial

Abaixo quadro sintético gerencial do Balanço Patrimonial:

BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 (em milhares de reais)			
ATIVO		PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	
<b>CIRCULANTE</b>	<b>1.275.681</b>	<b>CIRCULANTE</b>	<b>1.631.660</b>
Caixa e equivalentes de caixa	1.064	Fornecedores	794.180
Títulos e valores mobiliários	277.951	Empréstimos e Financiamentos	565.092
Clientes	359.210	Impostos e contribuições sociais	76.318
Impostos e contribuições sociais	24.827	Obrigações estimadas	70.585
Estoque de combustível nuclear	465.152	Encargos setoriais	29.395
Almoxarifado	83.331	Benefícios pós-emprego	3.069
Outros	64.146	Provisão PID	26.671
		Outros	66.350
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>7.539.709</b>	<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>12.331.269</b>
<b>Realizável a longo prazo</b>	<b>1.552.736</b>	Fornecedores	148.787
Títulos e valores mobiliários	631.806	Financiamentos e empréstimos	7.991.446
Estoque de combustível nuclear	831.008	Impostos e contribuições sociais	12.516
Cauções e depósitos vinculados	88.633	Provisões para riscos	200.499
Outros	1.289	Benefícios pós-emprego	67.484
		Contrato oneroso	1.388.843
<b>Imobilizado</b>	<b>5.919.528</b>	Obrigação desmobilização ativos	2.470.400
		Outros	51.294
<b>Intangível</b>	<b>67.445</b>	<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>(5.147.539)</b>
		Capital social	6.607.258
		Prejuízos acumulados	(11.495.803)
		Outros resultados abrangentes	(258.994)
	<b>8.815.390</b>		<b>8.815.390</b>

##### b) Resultado do Exercício

Abaixo quadro sintético gerencial do Resultado do Exercício:

RESULTADO DO EXERCÍCIO - R\$ MIL			
	31/12/2017	31/12/2016	
Receita operacional líquida	2.805.627	2.547.185	
Custo operacional	(1.722.926)	(1.632.224)	
Despesas operacionais	(1.408.347)	(4.714.082)	
Resultado do Serviço de Energia Elétrica	(325.046)	(3.799.121)	
Resultado financeiro	(147.843)	(276.555)	
Resultado antes dos impostos	(473.489)	(4.075.676)	
Imposto de renda e contribuição social	(69.451)		
Resultado líquido do exercício	(542.940)	(4.075.676)	

##### c) Prejuízos Acumulados

Em razão do montante dos prejuízos acumulados superar o valor do lucro líquido do exercício de 2017, não há proposta da Companhia para distribuição de dividendos no exercício.

##### d) Receita Operacional Líquida

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA		
	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Suprimento de energia elétrica	3.187.172	2.894.409
Outras receitas	-	123
Deduções da receita operacional		
PASEP/COFINS	(294.813)	(267.733)
RGR	(85.211)	(78.054)
Outras deduções	(1.521)	(1.560)
<b>TOTAL</b>	<b>2.805.627</b>	<b>2.547.185</b>

#### e) Custo Operacional e Despesas Operacionais

O montante dos custos e despesas operacionais fechou no exercício de 2017, em R\$ 3.131.273 mil, conforme quadro sintético abaixo.

CUSTO E DESPESA OPERACIONAL R\$ MIL		
	31/12/2017	31/12/2016
Encargos de uso da rede elétrica	109.789	93.908
Pessoal	596.227	518.150
Material	53.600	69.032
Serviços de terceiros	328.074	386.844
Depreciação e amortização	413.149	397.637
Combustível para produção de energia elétrica	395.668	371.902
Aluguéis (móveis, reprografia, veículos etc.)	36.733	33.427
Perdas de achados na investigação	-	141.313
Provisão para risco e benefício pós-emprego	49.140	116
Provisão para plano de incentivo ao desligamento	41.576	(12.060)
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	4.065	4.827
Provisão para impairment da Usina Angra 3	989.562	4.236.180
Demais provisões	29.127	20.196
Outros custos e despesas	84.563	84.834
<b>TOTAL</b>	<b>3.131.273</b>	<b>6.346.306</b>

#### f) Indicadores Financeiros e Econômicos

Abaixo quadro comparativo dos Indicadores Financeiros e Econômicos:

INDICADORES	2017	2016
Liquidez Corrente	0,78	0,68
Liquidez Geral	0,20	0,19
Endividamento Total	1,58	1,04
* Rentabilidade do Capital Próprio - %	*NA	*NA
Margem Operacional Bruta - %	38,59	35,92
Margem Operacional do Serviço - %	(11,61)	(149,15)
Margem Operacional Líquida - %	(16,88)	(160,01)
Taxa de Lucratividade Final - %	(19,35)	(160,01)

\*NA = Não Aplicável >> Patrimônio Líquido Negativo

#### A ELETRONUCLEAR E A SOCIEDADE

O cumprimento dos preceitos estatutários da ELETRONUCLEAR, como delegada da União para exploração de instalações nucleares para geração elétrica no País, está intrinsecamente associado ao desenvolvimento de atividades que garantam o atendimento de todos os requisitos de segurança inerentes às suas instalações, bem como a inserção equilibrada deste processo produtivo nas atividades sócioeconômicas da macrorregião de Angra dos Reis.

A ELETRONUCLEAR desenvolve ações e estabelece políticas que proporcionem benefícios não só à empresa, mas também para toda a sociedade. O comprometimento da Empresa com os municípios de Angra dos Reis, Paraty e Rio Claro, circunvizinhos à Central Nuclear, se traduz por ações de responsabilidade social, através de convênios, programas ou projetos voltados para a melhoria da qualidade de vida das comunidades, e ao lado de governos e do setor elétrico, em prol do desenvolvimento sustentável da região.

O comprometimento da ELETRONUCLEAR com o ambiente externo e com a melhoria da qualidade de vida da população, de seus empregados e dos prestadores de serviços, esta registrado em seu Balanço Social – Informações de Natureza Social e Ambiental, que expressam o compromisso de sua administração na busca da harmonia e da integração entre capital, trabalho e o meio ambiente conforme as informações contidas no Balanço Social (não auditado) a seguir:

#### Balanço Social - Informações de Natureza Social e Ambiental

(Valores expressos em milhares de reais)

1 - GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE RIQUEZA		2017		2016			
Distribuição do Valor Adicionado	56,9 % governo	54,6 % empregados	(37,0) % governo	(37,1) % empregados			
	(50,9) % acionistas	22,5 % financiadores	(307,1) % acionistas	(27,5) % financiadores			
		16,9 % outros		(105,5) % outros			
<b>2 - RECURSOS HUMANOS</b>		<b>2017</b>		<b>2016</b>			
<b>2.1 - Remuneração</b>							
Folha de pagamento bruta (FPB)		423.452		382.216			
- Empregados		421.507		379.588			
- Administradores		1.945		2.628			
Relação entre a maior e a menor remuneração:							
- Empregados		16,69		15,82			
- Administradores		-		-			
<b>2.2 - Benefício Concedidos</b>		<b>Valor (mil)</b>	<b>% sobre FPB</b>	<b>% sobre RL</b>	<b>Valor (mil)</b>	<b>% sobre FPB</b>	<b>% sobre RL</b>
Encargos Sociais		161.763	38,20%	5,77%	148.441	38,84%	5,83%
Alimentação		37.012	8,74%	1,32%	39.501	10,33%	1,55%
Transporte		19.467	4,60%	0,69%	21.018	5,50%	0,83%
Previdência privada		34.591	8,17%	1,23%	33.326	8,72%	1,31%
Saúde		75.228	17,76%	2,68%	75.844	19,83%	2,98%
Segurança e medicina do trabalho		17.194	4,06%	0,61%	14.582	3,82%	0,57%
Educação + Auxílio Creche		4.442	1,05%	0,16%	7.968	2,08%	0,31%
Cultura		177	0,05%	0,01%	313	0,09%	0,01%
Capacitação e desenvolvimento profissional		6.634	1,57%	0,24%	7.466	1,95%	0,29%
Habitação		40.412	9,54%	1,44%	50.315	13,16%	1,98%
Participação nos lucros ou resultados		34.500	8,15%	1,23%	23.252	6,08%	0,91%
Outros ( Inclui Plano de Incentivo ao Desligamento )		9.085	2,15%	0,32%	14.005	3,66%	0,55%
		<b>440.505</b>	<b>104,04%</b>	<b>15,70%</b>	<b>436.031</b>	<b>114,06%</b>	<b>17,12%</b>
<b>2.3 - Composição do Corpo Funcional</b>							
Nº de empregados no final do exercício		1.780		1.963			
Nº de admissões		8		35			
Nº de demissões		191		15			
Nº de estagiários no final do exercício		169		187			
Nº de empregados portadores de necessidade especiais no final do exercício		16		15			
Nº de prestadores de serviços terceirizados no final do exercício		-		-			
Nº de empregados por sexo:							
- Masculino		1.436		1.581			
- Feminino		344		382			
Nº de empregados por faixa etária:							
- Menores de 18 anos		0		0			
- De 18 a 35 anos		311		372			
- De 36 a 60 anos		1.312		1.377			
- Acima de 60 anos		157		214			
Nº de empregados por nível de escolaridade:							
- Analfabetos		-		-			
- Com ensino fundamental		24		24			
- Com ensino médio		206		325			
- Com ensino técnico		696		689			
- Com ensino superior		592		664			
- Pós-graduados		262		261			
Percentual de ocupantes de cargos de chefia, por sexo:							
- Masculino		87,20%		83,54%			
- Feminino		12,80%		16,46%			
<b>2.4 - Contingências e passivos trabalhistas:</b>							
Nº de processos trabalhistas movidos contra a entidade		221		110			
Nº de processos trabalhistas julgados procedentes		28		26			
Nº de processos trabalhistas julgados improcedentes		69		25			
Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça		771		4.014			
<b>3 - Interação da Entidade com o Ambiente Externo</b>		<b>Valor</b>	<b>% sobre RO</b>	<b>% sobre RL</b>	<b>Valor</b>	<b>% sobre RO</b>	<b>% sobre RL</b>
<b>3.1 - Relacionamento com a Comunidade</b>							
Totais dos investimentos em:							
Educação		145	0,0%	0,01%	116	0,00%	0,00%
Cultura		103					

**ENCERRAMENTO**

O desempenho operacional da Empresa, em 2017, indica que o caminho trilhado nos últimos anos segue a direção correta.

Temos pela frente importantes desafios que serão decisivos para o sucesso em longo prazo da ELETRONUCLEAR. Dentre estes desafios destaca-se a extensão da vida útil da usina Angra 1 em operação e a conclusão de Angra 3, um empreendimento fundamental para a ELETRONUCLEAR e por extensão para a sua controladora. A viabilização das futuras usinas nucleares brasileiras é outro ponto importante, haja vista a comprovação da necessidade de complementação térmica à matriz elétrica brasileira.

O despacho de nossas usinas ao longo de todo o ano de 2017, esteve acima dos 100 % da energia contratada, o que evidencia o papel que a geração térmica de base vem desempenhando na garantia da segurança do suprimento de energia elétrica.

No encerramento do exercício, a Diretoria Executiva da Eletrobras Termonuclear S.A. – ELETRONUCLEAR vem agradecer

aos empregados que se engajaram nas conquistas da Empresa, pelo elevado espírito de participação e empenho em suas funções; à população da macrorregião da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto, pelo apoio às nossas atividades e pelas diversas parcerias empreendidas na busca do desenvolvimento econômico e social da região; a todos os nossos clientes, acionistas, parceiros e fornecedores, aos Conselheiros de Administração e Fiscal, pela diligente condução da gestão da empresa, Diretoria da Eletrobras e ao Ministério de Minas e Energia, pela confiança em nós depositada.

Leonam dos Santos Guimarães

Diretor-Presidente

Mônica Regina Reis

Diretor de Administração e Finanças

João Carlos da Cunha Bastos

Diretor de Operação e Comercialização

Leonam dos Santos Guimarães

Diretor Técnico

**BALANÇOS PATRIMONIAIS EM  
(em milhares de reais)**

ATIVO	NOTA	31/12/2017	31/12/2016
<b>CIRCULANTE</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	5a	1.064	15.323
Títulos e valores mobiliários	5b	277.951	14.921
Clientes	6	359.210	266.715
Impostos e contribuições sociais	7	24.827	132.701
Estoque de combustível nuclear	8	465.152	455.737
Almoxarifado	9	83.331	79.247
Outros	10	64.146	70.084
		<b>1.275.681</b>	<b>1.034.728</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
<b>Realizável a longo prazo</b>			
Títulos e valores mobiliários	11	631.806	494.715
Estoque de combustível nuclear	8	831.008	675.269
Cauções e depósitos vinculados	12	88.633	88.546
Outros	10	1.289	1.289
		<b>1.552.736</b>	<b>1.259.819</b>
<b>Imobilizado</b>	14	5.919.528	5.215.112
<b>Intangível</b>	15	67.445	65.146
		<b>7.539.709</b>	<b>6.540.077</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>8.815.390</b>	<b>7.574.805</b>

(As notas explicativas da administração integram o conjunto das demonstrações financeiras)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	NOTA	31/12/2017	31/12/2016
<b>CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	16	794.180	948.635
Financiamentos e empréstimos	17	565.092	326.927
Impostos e contribuições sociais	18	76.318	79.903
Obrigações estimadas	19	70.585	75.502
Encargos setoriais	20	29.395	12.221
Benefícios pós-emprego	21	3.069	2.853
Provisão para plano de incentivo de desligamento	22	26.671	10.961
Outros		66.350	69.143
		<b>1.631.660</b>	<b>1.526.145</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	16	148.787	136.537
Financiamentos e empréstimos	17	7.991.446	7.391.903
Impostos e contribuições sociais	18	12.516	18.173
Provisões para riscos	23	200.499	165.818
Benefícios pós-emprego	21	67.484	69.951
Contrato Oneroso	24	1.388.843	1.350.241
Obrigações para desmobilização de ativos	25	2.470.400	1.402.470
Provisão para plano de incentivo de desligamento	22	51.294	25.428
		<b>12.331.269</b>	<b>10.560.521</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO (PASSIVO A DESCOBERTO)</b>	26		
Capital social		6.607.258	6.607.258
Prejuízos acumulados		(11.495.803)	(10.952.863)
Resultados abrangentes		(258.994)	(166.256)
		<b>(5.147.539)</b>	<b>(4.511.861)</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>8.815.390</b>	<b>7.574.805</b>

(As notas explicativas da administração integram o conjunto das demonstrações financeiras)

**DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS DOS EXERCÍCIOS FINDOS  
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016  
( em milhares de reais )**

	NOTA	2017	2016
Receita Operacional Líquida	27	2.805.627	2.547.185
Custo Operacional	28	(1.722.926)	(1.632.224)
<b>Lucro Operacional Bruto</b>		<b>1.082.701</b>	<b>914.961</b>
Despesas Operacionais	29	(1.408.347)	(4.714.082)
<b>Resultado do Serviço de Energia Elétrica</b>		<b>(325.646)</b>	<b>(3.799.121)</b>
Resultado Financeiro	30	(147.843)	(276.555)
<b>Resultado antes dos Impostos</b>		<b>(473.489)</b>	<b>(4.075.676)</b>
Imposto de renda e contribuição social	31	(69.451)	-
<b>Resultado líquido do exercício</b>		<b>(542.940)</b>	<b>(4.075.676)</b>
Resultado atribuível aos acionistas controladores		(542.940)	(4.075.676)

(As notas explicativas da administração integram o conjunto das demonstrações financeiras)

**DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS ABRANGENTES DOS EXERCÍCIOS FINDOS  
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016  
( em milhares de reais )**

	NOTA	2017	2016
Resultado do exercício		(542.940)	(4.075.676)
Outros resultados abrangentes			
Ganho/Perda em benefícios pós-emprego	21	(92.738)	(84.597)
Efeitos fiscais sobre benefícios pós-emprego		-	-
		(92.738)	(84.597)
<b>Resultado abrangente do exercício</b>		<b>(635.678)</b>	<b>(4.160.273)</b>

(As notas explicativas da administração integram o conjunto das demonstrações financeiras)

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

	CAPITAL SOCIAL	PREJUÍZOS ACUMULADOS	OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES	TOTAL
<b>SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015</b>	<b>6.607.258</b>	<b>(6.877.187)</b>	<b>(81.659)</b>	<b>(351.588)</b>
Resultado líquido do exercício	-	(4.075.676)	-	(4.075.676)
Perda em benefícios pós-emprego	-	-	(84.597)	(84.597)
<b>SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016</b>	<b>6.607.258</b>	<b>(10.952.863)</b>	<b>(166.256)</b>	<b>(4.511.861)</b>
<b>SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016</b>	<b>6.607.258</b>	<b>(10.952.863)</b>	<b>(166.256)</b>	<b>(4.511.861)</b>
Resultado líquido do exercício	-	(542.940)	-	(542.940)
Ganho em benefícios pós-emprego	-	-	(92.738)	(92.738)
<b>SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017</b>	<b>6.607.258</b>	<b>(11.495.803)</b>	<b>(258.994)</b>	<b>(5.147.539)</b>

(As notas explicativas da administração integram o conjunto das demonstrações financeiras)

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

ATIVIDADES OPERACIONAIS	31/12/2017	31/12/2016
<b>Resultado antes dos impostos</b>	<b>(473.489)</b>	<b>(4.075.676)</b>
<b>Ajustes na conciliação do lucro com o caixa gerado</b>		
Depreciação de ativo imobilizado	405.589	389.128
Baixas e outros ajustes de imobilizado	683	(182.393)
Achados da Investigação	-	141.313
Impairment do Imobilizado	950.960	2.885.939
Contrato Oneroso	38.602	1.350.241
Amortização do intangível	7.560	8.509
Baixas e atualização monetária de depósito judicial	8.242	(23.563)
Consumo de matéria-prima e material do estoque	439.708	422.088
Variações monetárias e cambiais - fornec. , perda transmissão e dif. de tarifa	32.965	57.600
Varição monetária - financiamento	47	-
Encargos - financiamentos e empréstimos	76.847	94.865
Rendimentos do fundo para desmobilização de ativos	(48.546)	53.638
Rendimentos dos títulos e valores mobiliários de curto prazo	(6.296)	(3.168)
Benefícios pós-emprego - provisão atuarial	14.459	(8.160)
Participação nos lucros e resultados	50.217	-
Provisão de férias	(5.162)	7.563
Provisão para plano de incentivo de desligamento	41.576	(12.060)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	4.065	4.827
Ajuste a valor presente de obrigação para desmobilização de ativos	89.051	84.083
Provisões para risco	34.681	8.276
	<b>1.661.759</b>	<b>1.203.050</b>
<b>Varição - (acréscimo) e decréscimo - nos ativos operacionais</b>		
Clientes	(89.270)	(161.552)
Estoques	(608.946)	(558.350)
Impostos e taxas a recuperar - PASEP,COFINS, IRPJ, CSLL e outros	183.310	46.894
Cauções e depósitos vinculados	(8.329)	(5.541)
Outras variações nos ativos operacionais	(1.352)	14.537
	<b>(524.587)</b>	<b>(664.012)</b>
<b>Varição - acréscimo e (decrécimo) - nos passivos operacionais</b>		
Fornecedores	(110.717)	141.937
Impostos e taxas, exceto imposto de renda e contribuição social	(9.242)	22.184
Obrigações de folha de pagamento e provisão de férias	245	982
Pagamento de dívida à entidade de previdência privada	(4.137)	(4.013)
Pagamento de IR e CSLL	(75.436)	(116.621)
Pagamento de PLR	(34.498)	(23.252)
Pagamento de Incentivo de Desligamento	(62.534)	(9.974)
Pagamento de IOF e encargos de dívida	(293.485)	(214.290)
Outras variações nos passivos operacionais	(113.567)	87.592
	<b>(703.371)</b>	<b>(115.455)</b>
<b>Recursos provenientes das atividades operacionais</b>	<b>433.801</b>	<b>423.583</b>
<b>ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO - acréscimo e (decrécimo)</b>		
Empréstimos e financiamentos obtidos a longo prazo	571.100	611.000
Pagamento de financiamentos de natureza de curto prazo	(130.221)	(160.733)
<b>Recursos provenientes das atividades de financiamentos e empréstimos</b>	<b>440.879</b>	<b>450.267</b>
<b>ATIVIDADES DE INVESTIMENTO - acréscimo e (decrécimo)</b>		
Aquisição de ativo imobilizado	(542.070)	(947.389)
Aquisição de ativo intangível	(9.859)	(13.383)
Aplicação em títulos e valores mobiliários	(1.211.721)	(860.631)
Resgate de títulos e valores mobiliários	874.711	955.992
<b>Recursos aplicados nas atividades de investimento</b>	<b>(888.939)</b>	<b>(865.411)</b>
<b>REDUÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>(14.259)</b>	<b>8.439</b>
- Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	15.323	6.884
- Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	1.064	15.323
<b>REDUÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>(14.259)</b>	<b>8.439</b>

(As notas explicativas da administração integram o conjunto das demonstrações financeiras)

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

	31/12/2017	31/12/2016
<b>GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO</b>		
Receitas de venda de energia e serviços	3.187.172	2.894.532
Receita relativa à construção de ativos - usina Angra 3	71	(1.621.952)
Provisão para devedores duvidosos	(4.065)	(4.827)
	<b>3.183.178</b>	<b>1.267.753</b>
<b>MENOS:</b>		
<b>INSUMOS</b>		
Serviços de terceiros	328.074	386.844
Serviços de terceiros - usina Angra 3	90.846	331.449
Materiais	53.600	69.032
Materiais - usina Angra 3	156.968	403.180
Combustível para produção de energia	395.668	371.902
Encargos da rede de transmissão	109.789	93.908
Seguros das usinas Angra 1 e 2	19.816	20.124
Luz, telefone, água e esgoto	12.629	11.992
Outros custos operacionais	6.212	5.371
Achados da Investigação	-	141.313
Juros/Encargos sobre capitais de terceiros - usina Angra 3	605.150	500.512
Perda de valores ativos (Impairment) - usina Angra 3	950.960	2.885.939
Outros custos - usina Angra 3	(934.986)	(2.935.952)
	<b>1.794.726</b>	<b>2.285.614</b>
<b>VALOR ADICIONADO BRUTO</b>	<b>1.388.452</b>	<b>(1.017.861)</b>
<b>RETENÇÕES</b>		
Depreciação e amortização	(413.149)	(397.637)
	<b>975.303</b>	<b>(1.415.498)</b>
<b>VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO</b>	<b>975.303</b>	<b>(1.415.498)</b>
<b>VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA</b>		
Receitas financeiras	92.300	88.434
<b>VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR</b>	<b>1.067.603</b>	<b>(1.327.064)</b>
<b>DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO</b>		
Remuneração do trabalho	500.844	413.569
Remuneração do trabalho - usina Angra 3	82.093	78.859
Impostos, taxas e contribuições	606.744	491.115
Remuneração de capitais de terceiros		
- Despesas financeiras	240.143	364.989
- Aluguéis	36.733	33.427
- Contrato Oneroso	38.602	1.350.241
- Outras	105.384	16.412
Remuneração de capitais próprios		
- Resultado líquido do exercício	(542.940)	(4.075.676)
<b>VALOR ADICIONADO DISTRIBUÍDO</b>	<b>1.067.603</b>	<b>(1.327.064)</b>

(As notas explicativas da administração integram o conjunto das demonstrações financeiras)

**NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS RELATIVAS AO EXERCÍCIO FINDO  
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017  
(em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

**NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL**

A ELETROBRAS TERMONUCLEAR S.A. - ELETRONUCLEAR, (denominada "ELETRONUCLEAR" ou "Companhia"), empresa de capital fechado, controlada pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS, com sua sede fixada na Rua da Candelária, nº 65 - 2º ao 14º andares - Centro - Rio de Janeiro - RJ - CEP 20.091-020 tem como atividade principal a construção e operação de usinas nucleares, a geração de energia elétrica delas decorrentes e a realização de serviços de engenharia e correlatos, sendo essas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Dentro do escopo desse objeto, a Companhia vem exercendo basicamente as atividades de exploração das usinas Angra 1 e Angra 2, com potência nominal de 1.990 MW, bem como a construção da terceira unidade nucleoeletrônica, denominada usina Angra 3, cujo estágio está descrito na Nota 14g, todas integrantes da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto - CNAEA.

A seguir, detalhes sobre as autorizações para construção e operação das usinas componentes da Central Nuclear:

USINA	POTÊNCIA NOMINAL	LICENÇA PARA EXPLORAÇÃO		DATA DE INÍCIO DE OPERAÇÃO	VALIDADE DA LICENÇA
		INICIAL	ATUAL		
ANGRA 1	640 MW	Portaria MME Nº 416 de 13/07/70	Portaria DNAEE Nº 315 de 31/07/97	Janeiro 1985	40 anos
ANGRA 2	1.350 MW	Exp.Mot. MME Nº 300 - 28/05/74	Portaria DNAEE Nº 315 de 31/07/97	Setembro 2000	40 anos
ANGRA 3	1.405 MW Previsão	Decreto Nº 75.870 de 13/06/75	Portaria DNAEE Nº 315 de 31/07/97	Em fase de construção	

A energia elétrica gerada pela Companhia, a partir de 1º de janeiro de 2013, foi rateada entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN, de acordo com a metodologia estabelecida na Resolução Normativa nº 530, editada em 21 de dezembro de 2012, pela ANEEL, para o cálculo das cotas-partes anuais referentes à energia das centrais de geração Angra 1 e Angra 2 e as condições para a comercialização dessa energia na forma do art.11, da Lei nº 12.111/2009.

*\*Informação não auditada por auditoria independente*

Essas cotas-partes representam o percentual da energia proveniente das usinas, a ser alocado a cada distribuidora, calculado pela razão entre o seu mercado faturado dos consumidores e a soma dos mercados faturados dos consumidores cativos de todas as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional - SIN.

A ANEEL estabeleceu as cotas-partes anuais referentes à geração para os anos de 2013 a 2023, bem como os montantes de energia a serem alocadas às distribuidoras do SIN, através das Resoluções Homologatórias:

- 1.407/2012 de 21 de dezembro de 2012 (cotas-partes de 2013 a 2018)
- 1.663/2013 de 03 de dezembro de 2013 (cotas-partes de 2019)
- 1.830/2014 de 25 de novembro de 2014 (cotas-partes de 2020)
- 2.011/2015 de 15 de dezembro de 2015 (cotas-partes de 2021)
- 2.179/2016 de 29 de novembro de 2016 (cotas-partes de 2022)
- 2.354/2017 de 05 de dezembro de 2017 (cotas-partes de 2023).

A Companhia apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 355.979 em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 491.417, negativo, em 31 de Dezembro de 2016).

**NOTA 2 – PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**

**a) Base de preparação**

As demonstrações financeiras estão sendo apresentadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP) emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, referenciadas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

As demonstrações financeiras foram preparadas considerando o custo histórico como base de valor, à exceção de certos ativos e passivos financeiros (inclusive instrumentos derivativos) mensurados a valor justo conforme segue:

- Instrumentos financeiros não derivativos designados pelo valor justo por meio do resultado são mensurados pelo valor justo;
- 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.

As presentes demonstrações financeiras foram aprovadas pelo Conselho de Administração da Companhia em 19 de Março de 2018.

A preparação de demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e, também, o exercício de julgamento por parte da administração da Companhia no processo de aplicação das políticas contábeis. Aquelas áreas que requerem maior nível de julgamento e possuem maior complexidade, bem como as áreas nas quais premissas e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras, estão divulgadas na Nota 3.1.

A Administração da Companhia confirma que todas as informações relevantes próprias das Demonstrações Financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e que correspondem às utilizadas por ela na sua gestão.

**- Transações em moeda estrangeira**

A moeda funcional da Companhia é o Real. Transações em moeda estrangeira são convertidas para a moeda funcional pelas taxas de câmbio nas datas das transações. Ativos e passivos monetários denominados e apurados em moedas estrangeiras na data do balanço são convertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio naquela data. Ativos e passivos não monetários que são mensurados pelo valor justo em moeda estrangeira são convertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio na data em que o valor justo foi determinado. Itens não monetários que são mensurados com base no custo histórico em moeda estrangeira são convertidos pela taxa de câmbio na data da transação. As diferenças de moedas estrangeiras resultantes da conversão são geralmente reconhecidas no resultado.

As taxas utilizadas na conversão da moeda estrangeira para a moeda de apresentação estão apresentadas abaixo:

Moeda	Nome	País	Taxa Final		Taxa Média	
			31/12/2017	31/12/2016	4º Trim./17	4º Trim./16
USD	Dólar Americano	Estados Unidos	3,3080	3,2591	3,2466	3,2953
EUR	Euro	União Europeia	3,9693	3,4384	3,8235	3,5475

**- Demonstração do Valor Adicionado ("DVA")**

A Companhia elaborou Demonstração do Valor Adicionado (DVA) nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como informação suplementar das demonstrações financeiras conforme BRGAAP aplicável.

**b) Mudanças nas políticas contábeis e divulgações**

**IFRS 9/CPC 48 - Instrumentos Financeiros**

A IFRS 9/CPC 48 aborda a classificação, a mensuração e o reconhecimento de ativos e passivos financeiros. As principais alterações que este pronunciamento traz são:

- Novos critérios de classificação de ativos financeiros;
- Novo modelo de *impairment* para ativos financeiros, híbrido de perdas esperadas e incorridas, em substituição ao modelo atual de perdas incorridas; e
- Flexibilização das exigências para adoção da contabilidade de *hedge*.
  - Ativos financeiros

A IFRS 9/CPC 48 possui uma nova abordagem de classificação e mensuração de ativos financeiros que refletem o modelo de negócios em que os ativos são administrados e suas características de fluxo de caixa.

Instrumentos mantidos segundo um modelo de negócios, cujo objetivo é receber os fluxos de caixa contratuais, e que possuem tais fluxos referentes, exclusivamente, a pagamentos do principal e dos juros sobre esse valor devido são geralmente mensurados ao custo amortizado ao final dos períodos contábeis subsequentes.

Já aqueles mantidos dentro de um modelo de negócios cujo objetivo é alcançado tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros, e possuírem termos contratuais que estabelecem datas para fluxos de caixa unicamente de pagamentos de principal e juros sobre o principal remanescente são geralmente mensurados a "valor justo reconhecido através de outros resultados abrangentes" (FVTOCI).

Todos os outros instrumentos de dívida e investimentos em títulos patrimoniais são mensurados ao valor justo ao final dos períodos contábeis subsequentes.

A Companhia está avaliando e documentando os modelos de negócios para os seus ativos financeiros, divulgados na nota 4. Com base na sua avaliação preliminar, a Companhia não considera que os novos requerimentos de classificação terão um impacto significativo na contabilização de seus ativos financeiros.

Com a IFRS 9/CPC 48, a companhia avaliou que o ativo financeiro proveniente da receita oriunda do direito incondicional de receber caixa, atualmente classificado como empréstimos e recebíveis, continuará a ser avaliado pelo custo amortizado.

- Redução no valor recuperável (*impairment*) - Ativos Financeiros

Em relação ao *impairment* de ativos financeiros, a IFRS 9/CPC 48 requer o modelo de perda esperada dos ativos financeiros, ao contrário do modelo de perda incorrida estabelecido na IAS 39/CPC 38. O modelo de perda esperada requer que a empresa registre contabilmente a expectativa de perdas em ativos financeiros desde o seu reconhecimento inicial. Em outras palavras, não é mais necessário que o evento ocorra antes para que seja reconhecida a perda no crédito.

O novo modelo de perda esperada se aplicará aos ativos financeiros mensurados ao custo amortizado ou ao FVTOCI, com exceção de investimentos em instrumentos patrimoniais.

De acordo com a IFRS 9/CPC 48, as provisões para perdas esperadas serão mensuradas em uma das seguintes bases:

- Perdas de crédito esperadas para 12 meses, ou seja, perdas de crédito que resultam de possíveis eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data base; e
- Perdas de crédito esperadas para a vida inteira, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro. Este é o modelo obrigatório no caso de instrumentos financeiros que não contenham um componente significativo de financiamento, como é o caso dos ativos financeiros da Companhia.

A Companhia prevê que a aplicação do modelo referente a perdas de crédito esperadas contido na IFRS 9/CPC 48 resultará em reconhecimento antecipado de certas perdas de crédito, assim como requer que a Companhia revise suas atuais políticas de provisionamento. Todavia, até este momento, a Companhia ainda não concluiu a mensuração do eventual impacto desta alteração.

- Passivos financeiros

A IFRS 9/CPC 48 retém grande parte dos requerimentos da IAS 39/CPC 38 para a classificação de passivos financeiros. Contudo, de acordo com a IAS 39/CPC 38, todas as variações de valor justo dos passivos designados como valor justo através do resultado são reconhecidas no resultado, entretanto de acordo com a IFRS 9/CPC 48, estas alterações de valor justo são geralmente apresentadas da seguinte forma:

- o valor da variação do valor justo que é atribuível às alterações no risco de crédito do passivo financeiro são apresentados em Outros Resultados Abrangentes - ORA; e
- o valor remanescente da variação do valor justo é apresentado no resultado.

Adicionalmente, caso um contrato contenha um ou mais derivativos embutidos e o contrato principal não seja um ativo financeiro conforme IFRS 9/CPC 48, a Companhia poderá designar o contrato híbrido inteiro ao Valor Justo por meio do Resultado - VJR. No entanto, isso não se aplica caso o derivativo embutido seja insignificante, ou se for óbvio que a separação do derivativo embutido seria proibida.

A Companhia não espera designar passivos financeiros como valor justo através do resultado. Desta forma, não são esperados impactos materiais relacionados à classificação dos passivos financeiros quando da adoção da IFRS 9/CPC 48.

- Divulgações

A IFRS 9 requer novas divulgações, notadamente acerca do risco de crédito e perdas de crédito esperadas, contabilidade de *hedge* e mensuração de ativos e passivos financeiros. A Companhia está realizando uma análise para identificar possíveis alterações nos processos atuais em decorrência destas novas normas e trabalhará na implementação de mudanças em seus sistemas e controles para atender as mesmas nas demonstrações financeiras a partir do período da sua adoção.

*\*Informação não auditada por auditoria independente*

- Transição

A Companhia adotará a isenção que permite não reapresentar 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/CPC 48 serão reconhecidas no patrimônio líquido em 1º de janeiro de 2018.

**IFRS 15/CPC 47 - Receitas de contratos com clientes**

A IFRS 15/CPC 47 substituirá as orientações atuais de reconhecimento da receita presente na IAS 18/CPC 30 (R1) - Receitas, IAS 11/CPC 17 (R1) - Contratos de Construção e as interpretações relacionadas, quando se tornar efetiva.

Os princípios fundamentais da IFRS 15/CPC 47 são que uma entidade deve reconhecer a receita para representar a transferência ou promessa de bens ou serviços a clientes no montante que reflète sua consideração de qual valor espera ser capaz de trocar por aqueles bens ou serviços. Especificamente, a norma introduz um modelo de 5 passos para o reconhecimento da receita:

1. Identificar o(s) contrato(s) com o cliente.
2. Identificar as obrigações de desempenho definidas no contrato.
3. Determinar o preço da transação.
4. Alocar o preço da transação às obrigações de desempenho previstas no contrato.
5. Reconhecer a receita quando (ou conforme) a entidade atende cada obrigação de desempenho.

Com a IFRS 15/CPC 47, a entidade reconhece a receita quando o "controle" dos bens ou serviços de uma determinada operação são transferidos ao cliente.

A Companhia auferir receita proveniente da seguinte fonte:

- Suprimento de energia elétrica (geração nuclear)

A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber, sendo seu faturamento mensal registrado pelo valor correspondente a um doze avos de sua Receita Fixa, que é aprovada por meio de Resolução Homologatória da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para o exercício em curso, além de reconhecer, mensalmente, também a parcela correspondente a um doze avos da receita não faturada através da estimativa do excedente anual da energia contratada. Quando a estimativa deste excedente for positiva, 50% da diferença deverá ser valorada pela estimativa do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD médio anual. Quando negativa, 100% da diferença deverá ser valorada pelo maior valor entre a tarifa equivalente a Receita Fixa e a estimativa do PLD médio anual. Ao final do exercício, os montantes finais dos desvios positivos ou negativos são calculados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, e eventuais ajustes das estimativas são reconhecidos no exercício. Em ambos os casos, sejam os desvios apurados positivos ou negativos, a ELETRONUCLEAR receberá ou ressarcirá as distribuidoras cotistas, em duodécimos no exercício seguinte.

A companhia ressalta que por meio da Lei no 12.111, de 09 de dezembro de 2009, a energia produzida pelas usinas Angra 1 e Angra 2 passou a ser comercializada diretamente com as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição, em cotas-partes, no Sistema Interligado Nacional – SIN, a partir de 1º de janeiro de 2013.

Conforme a Resolução Normativa nº 530, de 21 de dezembro de 2012, que estabelece as condições para a comercialização da energia proveniente das usinas Angra 1 e Angra 2, pertencentes à ELETRONUCLEAR; a CCEE apura, anualmente, a diferença entre a energia entregue no centro de gravidade e o somatório das garantias físicas das usinas Angra 1 e Angra 2, descontados os respectivos consumos internos e as perdas na rede básica.

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. Ao avaliar se a possibilidade de recebimento do valor da contraprestação é provável, deve-se considerar apenas a capacidade e a intenção do cliente de pagar esse valor. Assim, contratos celebrados com clientes que apresentam longo histórico de inadimplência e que por diversos motivos não estão com o fornecimento de energia suspenso, poderão deixar de ter as respectivas receitas reconhecidas no momento do faturamento (por não ser provável o recebimento da contrapartida) e sim no momento do efetivo recebimento. A Companhia não identificou algum cliente que se encontrasse nessa situação e espera que os eventuais impactos, se houver, não serão relevantes para as demonstrações financeiras.

- Transição

A Companhia adotará 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.

**NOTA 3 – DESCRIÇÃO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS**

As práticas contábeis e os métodos de cálculo utilizados na preparação dessas demonstrações financeiras estão definidos abaixo. Essas práticas foram aplicadas de modo consistente ao exercício anterior, salvo disposição em contrário.

**3.1 - Estimativas contábeis críticas**

**a) Benefícios pós-emprego**

O valor atual de obrigações de planos de pensão e assistência médica depende de uma série de fatores que são determinados com base em cálculos atuariais que utilizam determinadas premissas.

Entre as premissas usadas na determinação do custo (receita) líquido para os planos de pensão, está a taxa de desconto. Quaisquer mudanças nessas premissas afetarão o valor contábil das obrigações dos planos de pensão.

A Companhia determina a taxa de desconto apropriada ao final de cada exercício. Essa é a taxa de juros que deveria ser usada para determinar o valor presente de futuras saídas de caixa estimadas necessárias para liquidar as obrigações de planos de pensão. Ao determinar a taxa de desconto apropriada, a Companhia considera as taxas de juros de títulos privados de alta qualidade, sendo esses mantidos na moeda em que os benefícios serão pagos e que têm prazos de vencimento próximos dos prazos das respectivas obrigações de planos de pensão.

Outras premissas importantes para as obrigações de planos de pensão se baseiam, em parte, nas condições atuais do mercado. Mais detalhes estão apresentados na nota 3.16.

**b) Obrigação para desmobilização de ativos**

O valor atual dessa obrigação depende de fatores, tais como: a taxa de desconto, determinada ao final de cada exercício e as condições atuais do mercado para desmobilização de usinas nucleares semelhantes.

Se a taxa de desconto estimada, após o imposto, aplicada na apuração do valor presente da obrigação para desmobilização de ativos fosse 1,00% maior que a estimativa da administração (6,88% em substituição a 5,88%), a Companhia deveria reconhecer uma redução do passivo de R\$ 216.827 em contrapartida do ativo imobilizado.

**c) Impairment de ativos**

Anualmente, a Companhia testa eventuais perdas (*impairment*) no imobilizado de acordo com a política contábil apresentada na Nota 3.4.3. Os valores recuperáveis de Unidades Geradoras de Caixa (UGCs) foram determinados com base em cálculos do valor em uso, efetuados com base em estimativas (Nota 14c).

No exercício de 2017 foram identificadas perdas (*impairment*) relativo a Angra 3.

**3.2 - Caixa e equivalentes de caixa**

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários e outros investimentos de curto prazo de liquidez imediata, integrantes das atividades de gerenciamento de caixa da Companhia, com vencimentos originais de até três meses e com risco insignificante de mudança de valor.

**3.3 – Títulos e valores mobiliários de curto prazo**

Tratam-se das aplicações financeiras destinadas à compra de ativo fixo e outras atividades de investimento. Os rendimentos auferidos nessas aplicações financeiras são capitalizados no ativo imobilizado.

**3.4 - Ativos financeiros**

A Companhia classifica seus ativos financeiros, no reconhecimento inicial, sob as seguintes categorias: mensurados ao valor justo por meio do resultado e empréstimos e recebíveis. A classificação depende da natureza do instrumento e da finalidade para a qual os ativos financeiros foram adquiridos.

**a) Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado**

Os ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado são ativos financeiros mantidos para negociação. Um ativo financeiro é classificado nessa categoria se foi adquirido, principalmente, para fins de venda no curto prazo. Os ativos dessa categoria são classificados como ativo circulante.

**b) Empréstimos e recebíveis**

Os empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e não cotados em um mercado ativo. São incluídos como ativo circulante, exceto aqueles com prazo de vencimento superior a 12 meses após a data de emissão do balanço (estes são classificados como ativos não circulantes). Os empréstimos e recebíveis da Companhia estão detalhados na Nota 4.

**3.4.1 - Reconhecimento e mensuração**

As compras e as vendas regulares de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação - data na qual a Companhia se compromete a comprar ou vender o ativo. Os investimentos são, inicialmente, reconhecidos pelo valor justo, acrescidos dos custos da transação para todos os ativos financeiros não classificados como valor justo por meio do resultado. Os ativos financeiros ao valor justo por meio de resultado são, inicialmente, reconhecidos pelo valor justo, e os custos da transação são debitados ao resultado.

Os ativos financeiros são baixados quando os direitos de receber fluxos de caixa dos investimentos tenham vencido ou tenham sido transferidos; neste último caso, desde que a Companhia tenha transferido, significativamente, todos os riscos e os benefícios da propriedade. Os ativos financeiros mensurados ao valor justo através do resultado são, subsequentemente, contabilizados pelo valor justo. Os empréstimos e recebíveis são contabilizados pelo custo amortizado, usando o método da taxa efetiva de juros.

Os ganhos ou as perdas decorrentes de variações no valor justo de ativos financeiros mensurados ao valor justo através do resultado são apresentados na demonstração do resultado em "receita (despesa) financeira" no período em que ocorrem.

Os valores justos dos investimentos com cotação pública são baseados nos preços atuais de compra. Se o mercado de um ativo financeiro (e de títulos não listados em Bolsa) não estiver ativo, a Companhia estabelece o valor justo através de técnicas de avaliação.

Essas técnicas incluem o uso de operações recentes contratadas com terceiros referentes a outros instrumentos que são substancialmente similares, análise de fluxos de caixa descontados e modelos de precificação de opções que fazem o maior uso possível de informações geradas pelo mercado e contam com o mínimo possível de informações geradas pela administração da própria Companhia.

A Companhia avalia, na data do balanço anual, se há evidência objetiva de perda (*impairment*) em um ativo financeiro ou um grupo de ativos financeiros.

**3.4.2 - Compensação de instrumentos financeiros**

Ativos e passivos financeiros são compensados e o valor líquido é reportado no balanço patrimonial quando há um direito legalmente aplicável de compensar os valores reconhecidos e há uma intenção de liquidá-los numa base líquida, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

**3.4.3 – Redução ao valor recuperável (Impairment)**

**(i) Ativos financeiros não-derivativos**

Ativos financeiros não classificados como ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado, incluindo investimentos contabilizados pelo método da equivalência patrimonial, são avaliados em cada data de balanço para determinar se há evidência objetiva de perda por redução ao valor recuperável.

Evidência objetiva de que ativos financeiros tiveram perda de valor inclui:

- Inadimplência ou atrasos do devedor;
- Reestruturação de um valor devido à Companhia em condições não consideradas em condições normais;
- Indicativos de que o devedor ou emissor irá entrar em falência;
- Mudanças negativas na situação de pagamentos dos devedores ou emissores;
- O desaparecimento de um mercado ativo para o instrumento, ou;
- Dados observáveis indicando que houve um declínio na mensuração dos fluxos de caixa esperados de um grupo de ativos financeiros.

## (ii) Ativos financeiros mensurados ao custo amortizado

A Companhia avalia, ao final do exercício, se há evidência objetiva de que o ativo financeiro ou o grupo de ativos financeiros está deteriorado.

Um ativo ou grupo de ativos financeiros está deteriorado e os prejuízos de *impairment* são incorridos somente se há evidência objetiva de *impairment* como resultado de um ou mais eventos ocorridos após o reconhecimento inicial dos ativos (um "evento de perda") e aquele evento (ou eventos) de perda tem um impacto nos fluxos de caixa futuros estimados do ativo financeiro ou grupo de ativos financeiros que pode ser estimado de maneira confiável.

A Companhia avalia em primeiro lugar se existe evidência objetiva de *impairment*.

O montante do prejuízo é mensurado como a diferença entre o valor contábil dos ativos e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados (excluindo os prejuízos de crédito futuro que não foram incorridos), descontados à taxa de juros em vigor original dos ativos financeiros. O valor contábil do ativo é reduzido e o valor do prejuízo é reconhecido na demonstração do resultado. Se um empréstimo ou investimento, mantido até o vencimento, tiver uma taxa de juros variável, a taxa de desconto para medir uma perda por *impairment* é a atual taxa efetiva de juros determinada de acordo com o contrato.

Como um expediente prático, a Companhia pode mensurar o *impairment* com base no valor justo de um instrumento utilizando um preço de mercado observável.

Se, num período subsequente, o valor da perda por *impairment* diminuir e a diminuição puder ser relacionada objetivamente com um evento que ocorreu após o *impairment* ser reconhecido (como uma melhoria na classificação de crédito do devedor), a reversão da perda por *impairment* reconhecida anteriormente será reconhecida na demonstração do resultado.

## (iii) Ativos não financeiros

Os valores contábeis dos ativos não financeiros da Companhia, que não os estoques e imposto de renda e contribuição social diferidos ativos, são revistos a cada data de balanço para apurar se há indicação de perda no valor recuperável. Caso ocorra tal indicação, então o valor recuperável do ativo é estimado.

Para testes de redução ao valor recuperável, os ativos são agrupados no menor grupo possível de ativos que gera entradas de caixa pelo seu uso contínuo, entradas essas que são, em grande parte, independentes das entradas de caixa de outros ativos, ou UGCs. O ágio de combinações de negócios é alocado às UGCs ou grupos de UGCs que se espera irão se beneficiar das sinergias da combinação.

O valor recuperável de um ativo ou UGC é o maior entre seus valores em uso ou seu valor justo menos custos para vender. O valor em uso é baseado em fluxos de caixa futuros estimados, descontados ao seu valor presente, usando-se uma taxa de desconto antes dos impostos que reflete as avaliações atuais de mercado do valor do dinheiro no tempo e os riscos específicos do ativo ou da UGC.

Uma perda por redução ao valor recuperável é reconhecida se o valor contábil do ativo ou UGC exceder o seu valor recuperável.

Perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas no resultado. Perdas reconhecidas referentes às UGCs são inicialmente alocadas para redução de qualquer ágio alocado a esta UGC (ou grupo de UGCs), e então para redução do valor contábil dos outros ativos da UGC (ou grupo de UGCs) de forma pro rata.

Uma perda por redução ao valor recuperável relacionada a ágio não é revertida. Quanto aos outros ativos, as perdas por redução ao valor recuperável são revertidas somente na extensão em que o valor contábil do ativo não exceda o valor contábil que teria sido apurado, líquido de depreciação ou amortização, caso a perda de valor não tivesse sido reconhecida.

Atualmente, a vida útil adotada pela Companhia está de acordo com as práticas determinadas pela ANEEL, aplicáveis sobre os ativos não financeiros vinculados à prestação do serviço público de energia elétrica, que podem variar em decorrência da análise periódica do prazo de vida útil econômica de bens em vigor. Adicionalmente, a vida útil é limitada ao prazo de licença de operação de suas usinas.

Também impactam na determinação das variáveis e premissas utilizadas pela Administração da Companhia na determinação dos fluxos de caixa futuro descontados, para fins de reconhecimento do valor recuperável de ativos de longa duração, diversos eventos inerentemente incertos, dentre estes eventos destacam-se: a manutenção dos níveis de consumo de energia elétrica, taxa de crescimento da atividade econômica no país e disponibilidade de recursos hídricos; além daquelas inerentes ao fim dos prazos de concessão de serviços públicos de energia elétrica, em especial quanto ao valor de sua reversão ao final do prazo de concessão.

## 3.5 - Clientes

A conta de clientes corresponde ao valor líquido a receber das concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN pela venda de energia no decurso normal das atividades da Companhia.

As contas a receber de clientes são normalmente reconhecidas ao valor faturado.

Se o prazo de recebimento é equivalente a um ano ou menos, tais créditos são classificados no ativo circulante. Caso contrário, estão apresentadas no ativo não circulante, conforme detalhado na Nota 6.

## 3.6 - Estoques de combustível nuclear e almoxarifado

Os estoques são demonstrados ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor, segregado da seguinte forma:

- Concentrado de urânio e serviços em curso (para a transformação do concentrado de urânio em elementos de combustível nuclear) estão registrados pelos seus custos de aquisição;
- Elementos de combustível nuclear – estão disponíveis no núcleo do reator e o estoque da Piscina de Combustível Usado – PCU. São apropriados ao resultado do exercício em função da sua utilização no processo da geração de energia elétrica (Nota 8);
- Almoxarifado, classificado no ativo circulante, está registrado ao custo médio de aquisição, que não excede o valor de mercado (Nota 9).

## 3.7 - Paradas programadas

Os custos incorridos antes e durante as paradas programadas das usinas Angra 1 e 2, para troca de combustível e manutenção, são apropriados ao resultado no exercício em que forem incorridos. O montante dos custos referentes às paradas foi de R\$ 96.549 em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 156.713 em 31 de dezembro de 2016).

## 3.8 - Fundo financeiro para descomissionamento (Títulos e valores mobiliários)

A Companhia possui, com o Banco do Brasil, um fundo exclusivo de investimento para prover os recursos destinados a custear as atividades de descomissionamento das usinas Angra 1 e 2, classificados como títulos e valores mobiliários no ativo não circulante realizável a longo prazo. A titularidade deste fundo é da Eletrobras, conforme determinado pelo CNPE - Conselho Nacional de Política Energética. A carteira desse fundo exclusivo encontra-se detalhada na Nota 11 e o seu uso é restrito para futuro custeio das atividades de descomissionamento.

## 3.9 - Depósitos vinculados

Os depósitos judiciais, atualizados monetariamente, estão consignados em conta específica apresentada no grupo depósitos vinculados no ativo não circulante e estão detalhados na Nota 12.

## 3.10 – Imobilizado

### (i) Reconhecimento e mensuração

Itens do imobilizado são mensurados pelo custo histórico de aquisição ou construção, deduzido de depreciação acumulada e quaisquer perdas acumuladas por redução ao valor recuperável (*impairment*), quando aplicável.

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

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

### (ii) Depreciação

A depreciação é calculada para amortizar o custo de itens do ativo imobilizado, menos seus valores residuais estimados, utilizando o método linear baseado na vida útil estimada dos itens. A depreciação é geralmente reconhecida no resultado. Ativos arrendados são depreciados pelo menor período entre a vida útil estimada do bem e o prazo do contrato, a não ser que seja, razoavelmente, certo que a Companhia obterá a propriedade do bem ao final do prazo de arrendamento. Terrenos não são depreciados.

O imobilizado está demonstrado ao custo de aquisição líquido da depreciação acumulada. A depreciação é calculada pelo método linear e apropriada ao resultado do exercício.

As taxas anuais de depreciação estão determinadas na tabela XVI, do anexo a Resolução Normativa ANEEL Nº 674, de 11.08.2015 (DOU 18.08.2015 e 07.12.2015 retificação) e na Resolução Normativa ANEEL Nº 529, de 21.12.2012 (DOU 28.12.2012), sendo 3,93% ao ano a taxa média praticada para o imobilizado em serviço das Usinas de Angra 1 e 2; 16,67 % para ativos de informática; 14,29% para os veículos e 6,25% para os demais ativos utilizados administrativamente. A administração reconhece ainda como custo adicional de depreciação, através de testes individuais realizados em seus ativos, as parcelas de depreciações que, segundo os critérios estabelecidos pela ANEEL, excedam as datas das licenças de operação das Usinas de Angra 1 e 2, sendo estas respectivamente 12/2024 e 06/2041. Desta forma, a parcela de depreciação assim considerada excedente é reconhecida de forma linear ao prazo de vida útil remanescente de cada ativo, respeitando-se os limites individuais das licenças de operação de cada Unidade Geradora de Caixa - UGC. A adoção deste procedimento a partir do exercício de 2013 implicou no reconhecimento de uma depreciação adicional no montante de R\$ 66.250 em 2017.

### (iii) Custos subsequentes

Os custos subsequentes são incluídos no valor contábil do ativo ou reconhecidos como um ativo separado, somente quando forem prováveis que fluam benefícios econômicos futuros associados ao item, e que, o custo do item possa ser mensurado com segurança. O valor contábil de itens ou peças substituídas é baixado.

Todos os outros reparos e manutenções são lançados em contrapartida ao resultado do exercício, quando incorridos.

Os custos do imobilizado incluem a estimativa de custos de desmobilização de suas unidades operativas, nos termos do que estabelece o Pronunciamento Técnico CPC 27 - Ativo imobilizado.

Os ganhos e as perdas de alienações são determinados pela comparação dos resultados com o valor contábil e são reconhecidos em "Outras receitas (despesas) operacionais, líquidos" na demonstração do resultado.

Os encargos financeiros e as variações monetárias são apropriados ao resultado do exercício, sendo transferida para o imobilizado em curso a parcela correspondente aos financiamentos dos bens alocados nesse grupo contábil, nos termos da Instrução contábil 6.3.6 item 2 letra d, do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico expedido pela ANEEL e de acordo com o Pronunciamento Contábil CPC 20 (R1) – Custos dos Empréstimos.

A ELETRONUCLEAR funciona por meio de autorização concedida pela União Federal e que não possui prazo para finalização, diferentemente do que ocorre com as concessões de serviços públicos. Sendo assim, a Companhia entende que não atende às condições estabelecidas pela Interpretação Técnica ICPC 01(R1) e, portanto, não está inserida em seu alcance.

## 3.11 - Intangível - Software

As licenças de softwares são capitalizadas com base nos custos incorridos para adquirir os softwares e fazer com que eles estejam prontos para serem utilizados. Esses custos são amortizados durante a vida útil estimada dos softwares de 5 anos.

Os custos associados à manutenção de softwares são reconhecidos como despesa, conforme incorridos. Os custos de desenvolvimento, que são diretamente atribuíveis ao projeto e aos testes de produtos de *software* identificáveis e exclusivos controlados pela Companhia, são reconhecidos como ativos intangíveis quando os seguintes critérios são atendidos:

- É tecnicamente viável concluir o software para que ele esteja disponível para uso;
- A administração pretende concluir o software para usá-lo ou vendê-lo;
- O Software pode ser vendido ou usado;
- Pode-se demonstrar que é provável que o software gere benefícios econômicos futuros;
- Estão disponíveis adequadamente recursos técnicos, financeiros e outros recursos para concluir o desenvolvimento e para usar ou vender o software;
- O gasto atribuível ao software durante seu desenvolvimento pode ser mensurado com segurança.

Os custos diretamente atribuíveis, que são capitalizados como parte do produto de software, incluem os custos com empregados alocados no desenvolvimento de software e uma parcela adequada das despesas indiretas aplicáveis. Os custos também incluem os custos de financiamento incorridos durante o período de desenvolvimento do software.

Outros gastos de desenvolvimento que não atendam a esses critérios são reconhecidos como despesa conforme incorridos.

Os custos de desenvolvimento previamente reconhecidos como despesa não são reconhecidos como ativo em período subsequente.

Os custos de desenvolvimento de softwares, reconhecidos como ativos, são amortizados durante sua vida útil estimada não superior a 5 anos.

## 3.12 - Contas a pagar aos fornecedores

As contas a pagar aos fornecedores são obrigações a pagar por bens ou serviços que foram adquiridos de fornecedores no curso normal dos negócios, sendo classificadas como passivos circulantes se o pagamento for devido no período de até 12 meses. Caso contrário, as contas a pagar são apresentadas como passivo não circulante. Elas são, inicialmente, reconhecidas pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado utilizando o método de taxa efetiva de juros. Na prática, são normalmente reconhecidas ao valor da fatura correspondente.

## 3.13 - Financiamentos e empréstimos

Os financiamentos e empréstimos são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos incorridos na transação e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado. Qualquer diferença entre os valores captados (líquidos dos custos da transação) e o valor de liquidação é reconhecida na demonstração de resultado durante o período em que os empréstimos estejam em aberto utilizando o método da taxa efetiva de juros. Os empréstimos são classificados como passivo circulante, a menos que a Companhia tenha um direito incondicional de diferir a liquidação do passivo, por prazo superior a 12 meses, após a data do balanço.

## 3.14 – Provisões

As provisões para restauração ambiental e ações judiciais (trabalhistas, cíveis e tributárias) são reconhecidas quando: a Companhia tem uma obrigação presente ou não formalizada (*constructive obligation*) como resultado de eventos passados, for provável que uma saída de recursos seja necessária para liquidar a obrigação, e o valor tiver sido estimado com segurança.

Já as provisões para eventuais contratos onerosos são mensuradas a valor presente pelo menor valor entre o custo esperado na rescisão do contrato e o custo líquido esperado caso o contrato fosse mantido. Antes de a provisão ser constituída, a ELETRONUCLEAR reconhece qualquer perda por redução ao valor recuperável dos ativos relacionados aquele contrato.

Quando houver uma série de obrigações similares, a probabilidade de liquidá-las é determinada levando-se em consideração a classe de obrigações como um todo.

Uma provisão é reconhecida mesmo que a probabilidade de liquidação relacionada com qualquer item individual incluído na mesma classe de obrigações seja pequena. As provisões são mensuradas pelo valor presente dos gastos que devem ser necessários para liquidar a obrigação, usando uma taxa antes de impostos, a qual reflete as avaliações atuais de mercado do valor temporal do dinheiro e dos riscos específicos da obrigação. O aumento da obrigação em decorrência da passagem do tempo é reconhecido como despesa financeira.

## 3.15 - Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

As despesas de imposto de renda e contribuição social do exercício compreendem o imposto corrente e o diferido.

Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto na proporção em que estiverem relacionados com itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente. Nesse caso, o imposto também é reconhecido no patrimônio líquido ou no resultado abrangente.

O encargo de imposto de renda e contribuição social corrente é calculado com base nas leis tributárias promulgadas, ou substancialmente promulgadas. A administração avalia, periodicamente, as posições assumidas pela Companhia nas declarações de imposto de renda com relação às situações em que a regulamentação fiscal aplicável dá margem a interpretações. Estabelece provisões, quando apropriado, com base nos valores estimados de pagamento às autoridades fiscais.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são reconhecidos usando-se o método do passivo sobre as diferenças temporárias decorrentes de diferenças entre as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis nas demonstrações financeiras. Esses tributos diferidos são determinados usando alíquotas de imposto (e leis fiscais) promulgadas, ou substancialmente promulgadas, na data do balanço, e que devem ser aplicadas quando o respectivo imposto diferido ativo for realizado ou quando o imposto diferido passivo for liquidado.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos ativos são reconhecidos somente na proporção da probabilidade de que o lucro tributável futuro esteja disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser usadas.

## 3.16 - Benefícios a funcionários - Obrigações de aposentadoria

Os benefícios concedidos a empregados, incluindo os planos de complementação de aposentadoria e pensão, junto à REAL GRANDEZA - Fundação de Previdência e Assistência Social e ao NUCLEOS - Instituto de Seguridade Social, são determinados com base em cálculos atuariais elaborados por atuários independentes (Nota 21).

A obrigação líquida da Companhia quanto aos planos de benefícios definidos é calculada individualmente para cada plano através da estimativa do valor do benefício futuro que os empregados receberão como retorno pelos serviços prestados no período atual e em períodos anteriores. Esse benefício é descontado para determinar o seu valor presente utilizando taxa de desconto apropriada ao final de cada exercício. As premissas básicas aplicadas aos cálculos desenvolvidos pelos atuários são estabelecidas pela Eletrobras para todas as controladas. Quaisquer custos de serviços passados não reconhecidos e os valores justos de quaisquer ativos do plano são deduzidos.

O cálculo da obrigação de plano de benefício definido é realizado anualmente por um atuário qualificado utilizando o método de crédito unitário projetado. Quando o cálculo resulta em um potencial ativo para a Companhia, o ativo a ser reconhecido é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos futuros do plano ou redução nas futuras contribuições ao plano. Para calcular o valor presente dos benefícios econômicos são levadas em consideração quaisquer exigências de custeio mínimas aplicáveis.

Mensurações da obrigação líquida de benefício definido, que incluem ganhos e perdas atuariais, o retorno dos ativos do plano (excluindo juros) e o efeito do teto do ativo (se houver, excluindo juros), são reconhecidos imediatamente em outros resultados abrangentes. O atuário determina os juros líquidos sobre o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido no período multiplicando o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido pela taxa de desconto utilizada na mensuração da obrigação de benefício definido, ambos conforme determinados no início do período a que se referem as demonstrações financeiras, levando em consideração quaisquer mudanças no valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido durante o período em razão de pagamentos de contribuições e benefícios. Juros líquidos e outras despesas relacionadas aos planos de benefícios definidos são reconhecidos em resultado.

Quando os benefícios de um plano são incrementados, a porção do benefício incrementado relacionada a serviços passados prestados pelos empregados é reconhecida imediatamente no resultado. A Companhia reconhece ganhos e perdas na liquidação de um plano de benefício definido quando a liquidação ocorre.

## 3.17- Obrigação para desmobilização de ativos (passivo para descomissionamento)

A Companhia revisa, anualmente, os valores da provisão para o passivo para descomissionamento.

Mensurada pelo valor presente dos gastos e classificada no passivo não circulante, essa provisão destina-se ao custeio dos gastos com a desmobilização das usinas nucleares, quais sejam: o desmantelamento e a descontaminação dos materiais, equipamentos e instalações; os quais incorrerão no término da vida útil econômica das usinas, tendo como contrapartida o imobilizado.

## 3.18 - Dividendos

A distribuição de dividendos para os acionistas da Companhia é reconhecida como um passivo nas demonstrações financeiras ao final do exercício, com base no estatuto social da Companhia. Qualquer valor acima do mínimo obrigatório somente é provisionado na data em que são aprovados pelos acionistas em Assembleia Geral.

## 3.19 - Participação nos lucros e resultados

A Companhia reconhece uma provisão quando está contratualmente obrigada ou quando há uma prática passada que criou uma obrigação não formalizada.

A Companhia reconhece um passivo e uma despesa de participação nos resultados com base em uma fórmula que leva em conta o lucro atribuível aos acionistas da Companhia, após certos ajustes.

No presente exercício, a Companhia está reconhecendo uma provisão contábil passiva para pagamento de participação nos lucros e resultados aos seus empregados. Essa provisão decorre de uma obrigação construtiva, configurada pela prática frequente desse benefício, realizada em diversos exercícios anteriores, não tendo ocorrido no presente qualquer alteração dessas características.

## 3.20- Reconhecimento da receita

A receita operacional é reconhecida quando (i) os riscos e benefícios mais significativos inerentes a propriedade dos itens transacionados forem transferidos para o comprador, (ii) for provável que os benefícios econômicos financeiros fluirão para a Companhia, (iii) os custos associados puderem ser estimados de maneira confiável, (iv) não haja envolvimento contínuo com os itens vendidos e (v) o valor da receita operacional possa ser mensurado de maneira confiável. A receita é medida líquida de devoluções de vendas, abatimentos sobre vendas, descontos incondicionais e impostos e contribuições sobre vendas.

A receita da Companhia compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber pela comercialização de energia no curso normal de suas atividades. A receita proveniente da venda da geração de energia é registrada com base na energia assegurada e com tarifas especificadas nos termos do contrato de fornecimento.

## 3.21- Receita financeira

A receita financeira é reconhecida conforme o prazo decorrido, usando o método da taxa efetiva de juros. Quando uma perda (*impairment*) é identificada em relação a uma conta a receber, a Companhia reduz o valor contábil para seu valor recuperável, que corresponde ao fluxo de caixa futuro estimado, descontado à taxa efetiva de juros original do instrumento.

Subsequentemente, à medida que o tempo passa, os juros são incorporados às contas a receber em contrapartida de receita financeira. Essa receita financeira é calculada pela mesma taxa efetiva de juros utilizada para apurar o valor recuperável, ou seja, a taxa original do contas a receber.

## 3.22 – Riscos ambientais, socioambientais e trabalhistas

### • Riscos ambientais e socioambientais

A ELETRONUCLEAR está sujeita a diversas leis e normas ambientais e em particular a operação da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto - CNAEA está submetida às condicionantes da Licença de Operação emitida pelo IBAMA e às exigências das Autorizações emitidas pela CNEN, detalhadas na Nota 14 (item d).

Este conjunto normativo tem como objetivo evitar, mitigar ou compensar os efeitos da operação da CNAEA sobre o meio ambiente e a sociedade.

O não atendimento à legislação vigente pode causar sanções e multas aplicadas pelos órgãos reguladores e fiscalizadores e afetar a imagem da empresa perante os seus trabalhadores, as comunidades do entorno e a sociedade em geral.

A ELETRONUCLEAR, através de estudos e programas ambientais de monitoramento, está atenta às eventuais interferências que o funcionamento das suas usinas possa causar ao meio ambiente. Para isso investe no aprimoramento contínuo de suas atividades, adotando vários instrumentos e ferramentas de gestão ambiental que minimizem os riscos ambientais e sociais, dentre os quais se destacam:

- Estudos de Impacto Ambiental;
- Auditorias Ambientais;
- Programa de Monitoração Ambiental Radiológico Operacional – PMARO;
- Programa de Monitoração de Fauna e Flora Marinha – PMFFM;
- Programa de Monitoração e Controle da Qualidade das Águas – PMCQA;
- Programa de Medida de Temperatura da Água do Mar;
- Programa de Medida de Cloro;
- Programa de Sedimentos Marinhos;
- Programa de Monitoração de Tartarugas Marinhas – PROMONTAR;
- Programa de Educação Ambiental;
- Programa de Recuperação de Áreas Degradadas;
- Programa de Saúde Pública;
- Programa de Inserção Regional;
- Programas de Gerenciamento de Resíduos;
- Programa de Apoio a Educação Municipal e Estadual.

Adicionalmente, encontra-se em andamento a implantação, com apoio de consultoria externa, de um Sistema de Gestão Ambiental (SGA) na CNAEA – Unidades 1, 2 e instalações de apoio.

### • Risco trabalhista

A Companhia está sujeita às leis e normas trabalhistas vigentes que devem ser corretamente seguidas. O não atendimento

à legislação vigente pode causar: sanções e multas aplicadas pelos órgãos reguladores e fiscalizadores, insatisfação dos empregados e perda da imagem da Companhia.

### 3.23- Riscos relacionados à conformidade com leis e regulamentos

#### 3.23.1 – Operação Lava Jato

Em resposta a investigações no âmbito da “Operação Lava Jato” sobre irregularidades envolvendo funcionários, empreiteiros e fornecedores da Eletrobras (controladora) e de Sociedades de Propósito Específico - SPE nas quais a Eletrobras detém participações acionárias minoritárias, em 2015, o Conselho de Administração da Empresa - CAE decidiu por iniciar um procedimento investigativo, em face do risco de tais irregularidades apontadas poderem afetar alguns dos principais investimentos da Eletrobras.

Para conduzir a investigação foi contratado escritório de advocacia norte-americano, *Hogan Lovells US LLP*, com notória especialização em ações investigativas e, instaurada a Comissão Independente de Gestão da Investigação - CIGI, composta de especialistas notórios e independentes, contratados para exercerem a supervisão do processo de investigação.

O procedimento investigatório seguiu os princípios adotados pela *Securities and Exchange Commission - SEC* e *Department of Justice - DOJ*, para procedimentos desta natureza, em vista de que, após 2008, quando a Eletrobras passou a ser listada na Bolsa de Valores de Nova Iorque por meio de *American Deposit Receipts - ADR's*, tornou-se sujeita às leis norte-americanas que regulam o mercado de capitais, em especial, a toda a regulamentação fixada pelo *U.S. Securities and Exchange Act*, dentre ela a *Foreign Corrupt Practices Act - FCPA* que, em síntese, criminaliza os atos de corrupção, tais como: o pagamento a funcionários de governos estrangeiros, partidos políticos, candidatos a cargos políticos estrangeiros em troca de vantagens comerciais ou econômicas.

No decorrer de 2015 e 2016, no âmbito da operação Lava Jato, as operações Radioatividade e *Prípyat* resultaram no indiciamento de 06 ex-executivos da ELETRONUCLEAR, bem como de outros envolvidos. Muito embora, os processos ainda se encontrem em andamento, já foram proferidas sentenças condenatórias contra quatro desses ex-funcionários, ainda não transitadas em julgado. A Eletrobras vem cooperando com as autoridades no compartilhamento de informações levantadas pela investigação independente, participando, inclusive, como assistente de acusação contra os réus nestes processos criminais.

Visando facilitar e garantir o andamento das investigações, a administração da Companhia vem adotando as medidas de governança requeridas e/ou recomendadas pelo *Hogan Lovells* e pela Comissão Independente. Desde o início da investigação, a Eletrobras substituiu todo o seu Conselho de Administração, contratou um novo CEO e vem reforçando sua estrutura de *compliance*. Em meados de 2016, foi criada a Diretoria de Conformidade, responsável pela coordenação do programa de *compliance* e pelo gerenciamento de riscos na Companhia e nas suas subsidiárias.

No mesmo sentido, a Eletrobras revisou contratos específicos nos quais as investigações identificaram possíveis irregularidades tendo sido os mesmos suspensos, quando tais suspeitas se confirmaram.

Em relação aos empregados e diretores envolvidos nas situações identificadas pela investigação, a Eletrobras tomou medidas punitivas na esfera administrativa, incluindo a suspensão do contrato de trabalho e o desligamento dos envolvidos. Atualmente, estão sendo estudadas as possibilidades jurídicas de responsabilização e ressarcimento da Companhia, frente aos ex-executivos e fornecedores acusados de corrupção, na esfera cível, tendo sido protocolado pela ELETRONUCLEAR, protesto judicial para interrupção da prescrição, em relação às empresas integrantes do Consórcio Angramon (Construtora Norberto Odebrecht S/A, UTC Engenharia S/A, Techint Engenharia e Construção S/A, Construtora Andrade Gutierrez S/A, Empresa Brasileira de Engenharia S/A - EBE, Construtora Queiroz Galvão S/A e Construções e Comércio Camargo Correa S/A), a fim de preservar o direito de ressarcimento, face aos potenciais prejuízos causados em decorrência de denúncias e investigações oriundas da “Operação Lava Jato”.

Em outubro de 2016, a investigação independente completou uma etapa que tinha como objetivo identificar atos ilícitos que pudessem causar eventuais distorções significativas nas demonstrações financeiras da Companhia, levando em consideração fatos e circunstâncias conhecidos até aquele momento. Nesta etapa, foram considerados certos valores estimados como relacionados a ilícitos atribuídos pela investigação independente como oriundos da prática de cartel e propinas que teriam sido pagas, desde 2008, por certos empreiteiros e fornecedores contratados por subsidiárias e por algumas das SPEs nas quais a Eletrobras não é controladora majoritária.

A ELETRONUCLEAR registrou como baixa de custos capitalizados no ativo imobilizado o total de R\$ 141.313 representando valores estimados pagos indevidamente em períodos anteriores. Esse montante já havia sido reconhecido como *impairment* em períodos anteriores, ocasionando a reversão dessa provisão.

O resumo desses ajustes no balanço patrimonial e na demonstração do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2016 é o seguinte:

Achados da Investigação	31/12/2016
Angra 3	(141.313)
<b>Balanco</b>	<b>31/12/2016</b>
Ativo Imobilizado	
Custos	(141.313)
Provisão de Impairment	141.313
<b>Demonstração de Resultado</b>	<b>31/12/2016</b>
Achados da Investigação	141.313
Encargos de Impairment (Provisões Operacionais)	(141.313)

Em abril de 2017, em decorrência dos acordos de delação celebrados entre os executivos da Odebrecht, principal grupo de construção do Brasil, o Supremo Tribunal Federal solicitou que fossem iniciadas investigações sobre a conduta dos políticos que participaram desses acordos. Essas investigações referem-se exclusivamente aos indivíduos sobre os quais o Supremo Tribunal Federal tem jurisdição exclusiva. Além disso, outras investigações oficiais podem ser iniciadas contra indivíduos que estão sujeitos à jurisdição dos tribunais comuns.

Como não haviam informações suficientes que permitissem à Companhia determinar com razoável precisão os períodos específicos em que teriam ocorrido os pagamentos indevidos estimados, a Companhia entendeu que, após ter enviado esforços razoáveis, foi impraticável determinar os efeitos por períodos específicos anteriores relativos a tais pagamentos em suas demonstrações financeiras, tendo registrado o ajuste desses pagamentos indevidos e, portanto, incorretamente capitalizados, nos períodos em que tais informações relevantes chegaram ao conhecimento da Companhia.

Além de avaliar as possibilidades de ressarcimento face aos danos sofridos em razão de condutas ilícitas, praticadas tanto pelos empregados que contribuíram para o ilícito quanto pelas empreiteiras contratadas, a Eletrobras vem implementando diversas ações de governança e remediações.

As investigações da “Operação Lava Jato” ainda não foram concluídas e o Ministério Público Federal poderá levar um tempo considerável para concluir todos os procedimentos de apuração e divulgação dos fatos. Dessa forma, novas informações relevantes podem ser reveladas no futuro, o que poderá levar a Eletrobras a reconhecer ajustes adicionais nas suas demonstrações financeiras.

A Eletrobras permanece com o contrato em vigor junto ao escritório norte-americano *Hogan Lovells* visando o encerramento das ações de investigação independente em curso com a consequente resolução do caso perante as autoridades norte-americanas. Adicionalmente, o atual contrato também prevê o acompanhamento das medidas de remediação, especialmente a implementação do programa de *compliance*, bem como as interações necessárias, com autoridades brasileiras e americanas, com vistas à resolução de ações de investigação.

#### NOTA 4 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCO

As descrições dos saldos contábeis e dos valores de mercado dos instrumentos financeiros incluídos nas demonstrações financeiras estão identificadas a seguir:

DESCRIPTIVO	Mensuração	2017		2016	
		Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo
<b>Empréstimos e recebíveis</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	Custo Amortizado	1.064	1.064	15.323	15.323
Cientes	Custo Amortizado	359.210	359.210	266.715	266.715
<b>Ativos financeiros mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado</b>					
Títulos e Valores Mobiliários	Valor Justo	909.757	909.757	509.636	509.636
<b>Passivos financeiros mensurados pelo custo amortizado</b>					
Fornecedores	Custo Amortizado	942.967	942.967	1.085.172	1.085.172
Financiamentos e empréstimos	Custo Amortizado	8.556.538	8.556.538	7.718.830	7.718.830

Os saldos contábeis e os valores de mercado dos instrumentos financeiros, em 31 de dezembro de 2017, se aproximam do valor registrado nas Demonstrações Financeiras. A Companhia não realizou operações com derivativos.

#### 4.1 - Fatores de risco

O Conselho de Administração da Companhia (CA) tem a responsabilidade global para o estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de risco da Companhia. A Auditoria Interna e a Superintendência de Governança, Gestão de Riscos e Conformidade são responsáveis pelo desenvolvimento e acompanhamento das políticas de gerenciamento de risco da Companhia. O reporte de suas atividades é feito regularmente ao Conselho de Administração.

As políticas de gerenciamento de risco da Companhia são estabelecidas para identificar e analisar os riscos aos quais a ELETRONUCLEAR está exposta, para definir limites de riscos e controles apropriados, e para monitorar os riscos e a aderência aos limites definidos. As políticas de gerenciamento de risco e os sistemas são revisados regularmente para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia. A ELETRONUCLEAR, através de suas normas e procedimentos de treinamento e gerenciamento, busca manter um ambiente de disciplina e controle, no qual todos os funcionários tenham consciência de suas atribuições e obrigações.

A Companhia possui exposição aos seguintes riscos:

- Riscos de mercado
- Risco de crédito
- Risco de liquidez
- Risco operacional

#### a) Riscos de mercado

Risco de mercado é o risco de alterações nos preços de mercado, tais como: as taxas de câmbio e taxas de juros e outros riscos de preço que irão afetar os ganhos da Companhia ou o valor de suas participações em instrumentos financeiros. O objetivo do gerenciamento de risco de mercado é gerenciar e controlar as exposições a riscos de mercados, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno, a saber:

##### a.1) Risco de taxa de câmbio

Os riscos de flutuação nas taxas de câmbio podem estar associados às exposições de algumas moedas em relação a ativos e passivos da Companhia, basicamente com relação ao dólar dos Estados Unidos (fundo financeiro para descomissionamento e fornecedores) e ao euro (fornecedores).

Com exceção de compra de dólar futuro, detalhado na Nota 11, que compõem a carteira do fundo exclusivo para descomissionamento, não há operações financeiras contratadas que protejam a Companhia dessa exposição.

A exposição total do risco de câmbio pode ser resumida na análise de sensibilidade abaixo:

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE FUNDO FINANCEIRO - 31 de Dezembro de 2017								
MOEDA	SALDO	SALDO R\$ MIL	CENÁRIO PROVÁVEL		CENÁRIO POSSÍVEL		CENÁRIO REMOTO	
			CÂMBIO PROVÁVEL 2017	GANHO ESTIMADO	CÂMBIO POSSÍVEL 2017	PERDA ESTIMADA	CÂMBIO REMOTO 2017	GANHO ESTIMADO
Dólar								
Americano	(398)	(1.316)	3.2600	19	3.5860	(111)	3.2836	9
TOTAL		(1.316)		19		(111)		9

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE FUNDO FINANCEIRO - 31 de Dezembro de 2016								
MOEDA	SALDO	SALDO R\$ MIL	CENÁRIO PROVÁVEL		CENÁRIO POSSÍVEL		CENÁRIO REMOTO	
			CÂMBIO PROVÁVEL 2017	PERDA ESTIMADA	CÂMBIO POSSÍVEL 2017	PERDA ESTIMADA	CÂMBIO REMOTO 2017	PERDA ESTIMADA
Dólar								
Americano	(1.635)	(5.329)	3.4500	(312)	3.7950	(876)	3.5820	(527)
TOTAL		(5.329)		(312)		(876)		(527)

A taxa de câmbio utilizada no cenário provável foi extraída da divulgação efetuada pelo *OECD Economic Outlook*; a taxa de câmbio do cenário possível é uma estimativa 10% superior ao cenário provável; e a taxa no cenário remoto foi calculada com base na média simples do fechamento de câmbio do ano corrente e anterior divulgados pelo Banco Central.

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE FORNECEDOR - 31 de Dezembro de 2017									
MOEDA	SALDO	SALDO R\$ MIL	SALDO EM 31/12/2017	CENÁRIO I			CENÁRIO II		
				CAMBIO PROVÁVEL 2017	SALDO PROVÁVEL R\$ MIL	GANHO ESTIMADO	CAMBIO MÉDIO 2016/2017	SALDO PROVÁVEL R\$ mil	GANHO ESTIMADO
Euro	(21.735)	(72.083)	(85.920)	3,9100	(84.983)	937	3,7039	(80.502)	5.418
Dólar									
Americano	(7.036)	(22.659)	(23.276)	3,2600	(22.938)	338	3,2836	(23.104)	172
TOTAL		(94.742)	(109.196)		(107.921)	1.275		(103.606)	5.590

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE FORNECEDOR - 31 de Dezembro de 2016									
MOEDA	SALDO	SALDO R\$ MIL	SALDO EM 31/12/2016	CENÁRIO I			CENÁRIO II		
				CAMBIO PROVÁVEL 2016	SALDO PROVÁVEL R\$ MIL	PERDA ESTIMADA	CAMBIO MÉDIO 2015/2016	SALDO PROVÁVEL R\$ mil	PERDA ESTIMADA
Euro	(60.857)	(195.782)	(209.250)	3,5700	(217.258)	(8.008)	3,8444	(233.958)	(24.708)
Dólar									
Americano	(6.174)	(20.354)	(20.124)	3,4500	(21.302)	(1.178)	3,5820	(22.117)	(1.993)
TOTAL		(216.136)	(229.374)		(238.560)	(9.186)		(256.075)	(26.701)

A taxa de câmbio utilizada no cenário I foi extraída da divulgação efetuada pelo *OECD Economic Outlook* e a taxa de câmbio do cenário II foi calculada com base na média simples do fechamento de câmbio do ano corrente e anterior divulgados pelo Banco Central.

#### a.2) Risco de juros

A Administração da ELETRONUCLEAR entende que a exposição a risco de juros não é significativa, visto que o maior montante dos empréstimos e financiamentos contratados estão indexados à Unidade de Referência Fiscal - UFIR e Taxa de Juros de Longo - TJLP ou não possuem qualquer indexador, como é o caso do contrato de financiamento com a CAIXA ECONÔMICA FEDERAL - CEF, que possui taxa de juros fixa ao longo do contrato; enquanto os demais estão indexados à taxa *Di-Over*. Além disso, todos os recursos são captados em moeda nacional, o que reduz a exposição cambial.

A UFIR não sofreu qualquer variação no período, visto que foi extinta em 2000 e está congelada desde então. A TJLP, que é fixada pelo Conselho Monetário Nacional (CMN), foi mantida em 7,00% para o terceiro e quarto trimestres de 2017. O impacto para a ELETRONUCLEAR é suavizado pelo fato do contrato de financiamento com o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES prever que qualquer valor da TJLP que exceda o patamar de 6,00% ao ano é capitalizado ao saldo devedor. Além da taxa referente à TJLP, o contrato com o BNDES prevê o pagamento de um spread fixo de 1,72%.

Aproximadamente 8,5% do montante dos empréstimos e financiamentos contratados pela ELETRONUCLEAR estão indexados à taxa *Di-Over*, apurada pela CETIP, que registrou variação negativa de 12,5% durante o quarto trimestre de 2017, refletindo a trajetória de redução dos juros básicos da economia brasileira (Taxa Selic). Os prazos de vencimento dos contratos indexados à esta taxa são mais curtos que os demais contratos de financiamento da empresa. Além disso, apenas 0,4% da dívida total contratada está indexada à SELIC. Outra pequena fração de aproximadamente 0,6% do total da dívida da ELETRONUCLEAR está indexada ao IPCA.

Segue abaixo a exposição total do risco de juros:

EXPOSIÇÃO A RISCO DE JUROS									
FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS	Moeda	Indexador	Taxa Efetiva	31/12/2017		31/12/2016		Juros *	Juros *
				Principal	Juros *	Principal	Juros *		
<b>ANGRAS 1 e 2:</b>									
ELETROBRAS-ECF 2278/ECF 2507/ECF 2579	R\$	UFIR	5,00%	306.164	94.471	335.704	116.874		
ELETROBRAS - PSPE - ECF 3278	R\$	Taxa Di-Over	12,78%	42.106	1.546	66.667	4.381		
ELETROBRAS - PSPE - ECR 286	R\$	Taxa Di-Over	12,78%	136.561	36.335	143.447	73.295		
ELETROBRAS - INB - ECF 3284	R\$	Taxa Di-Over	16,13%	112.325	8.667	133.000	16.710		
ELETROBRAS - PAE - ECF 3247	R\$	IPCA	7,83%	53.478	2.400	-	-		
<b>ANGRA 3:</b>									
ELETROBRAS - RGR - ECF 2878	R\$	UFIR	5,00%	596.973	330.923	594.250	363.606		
ELETROBRAS - ECR 286	R\$	Taxa Di-Over	12,78%	269.820	71.804	283.426	144.845		
ELETROBRAS - ECF 3341	R\$	Taxa Di-Over	16,13%	162.154	37.334	-	-		
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcréditos A e B	R\$	TJLP	8,72%	3.616.475	3.507.509	3.462.173	3.217.792		
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito C	R\$	SELIC	10,20%	15.766	812	18.165	1.590		
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito D	R\$	SELIC	10,32%	18.199	1.022	-	-		
CEF - Nº 0410.351-27/13	R\$	Sem	6,70%	3.226.517	2.618.075	2.678.656	2.318.260		
<b>TOTAL</b>		<b>indexador</b>		<b>8.556.538</b>	<b>6.711.098</b>	<b>7.715.488</b>	<b>6.257.353</b>		

\* Montante de juros até o término das amortizações dos empréstimos calculado conforme taxas contratuais

#### b) Risco de crédito

Risco de crédito é o risco de a Companhia incorrer em perdas financeiras decorrentes de um cliente ou de uma contraparte em um instrumento financeiro que falhe ao cumprir com suas obrigações contratuais. Esse risco é principalmente proveniente das contas a receber de clientes e instrumentos financeiros da Companhia. O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito.

A ELETRONUCLEAR, conforme descrito nas Notas 1 e 6, tem a totalidade da sua geração de energia elétrica, a partir de janeiro de 2013, comercializada através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, com todas as distribuidoras do Sistema Interligado Nacional - SIN.

A Resolução Normativa nº 530, de 21 de dezembro de 2012, evidencia que apesar de o faturamento ser repassado pela CCEE, o risco de crédito final é da ELETRONUCLEAR.

Dessa forma, a ELETRONUCLEAR monitora constantemente os possíveis efeitos e a eventual necessidade de contratação de instrumentos de proteção.

Até o quarto trimestre de 2017, não houve o registro de inadimplência por parte das distribuidoras.

Abaixo, apresentamos as principais contas sujeitas a risco de crédito:

PRINCIPAIS CONTAS SUJEITAS A RISCO DE CRÉDITO			
COMPOSIÇÃO		SALDO EM 31/12/2017	SALDO EM 31/12/2016
Caixa e equivalentes de Caixa		1.064	15.323
Cientes - Venda de Energia		359.210	266.715
<b>TOTAL</b>		<b>360.274</b>	<b>282.038</b>

CAIXA E EQUIVALENTE DE CAIXA 2017			
COMPOSIÇÃO		SALDO	ATRASO EM DIAS
1	Caixa	-	-
2	Banco	1.020	-
3	Fundo Fixo	44	-
<b>TOTAL</b>		<b>1.064</b>	

#### CLIENTES 2017

QTD	CONCESSIONÁRIAS	FATURAMENTO	PARCELA VARIÁVEL	TOTAL	ATRASO EM DIAS
1	Amazonas Distribuidora de Energia S.A	4.474	1.707	6.181	0
2	Ampla Energia e Serviços S.A.	7.408	2.826	10.234	0
3	CEB Distribuição S.A.	4.595	1.753	6.348	0
4	Celesc Distribuição S.A.	13.303	5.074	18.377	0
5	CELG Distribuição S.A.	8.357	3.187	11.544	0
6	CEMIG Distribuição S.A	20.315	7.749	28.063	0
7	Centrais Elétricas de Rondônia S.A.	2.148	819	2.968	0
8	Centrais Elétricas do Pará S.A.	5.294	2.019	7.314	0
9	Companhia de Eletricidade do Acre	642	245	887	0
10	Companhia de Eletricidade do Amapá	715	273	988	0
11	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	12.357	4.714	17.071	0
12	Companhia Energética de Alagoas	2.363	901	3.264	0
13	Companhia Energética de Pernambuco	8.354	3.186	11.540	0
14	Companhia Energética do Ceará	7.092	2.705	9.797	0
15	Companhia Energética do Maranhão	3.852	1.469	5.322	0
16	Companhia Energética do Piauí	2.074	791	2.865	0
17	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	3.413	1.302	4.714	0
18	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	6.448	2.459	8.908	0
19	Companhia Hidroelétrica São Patrício (CHESP)	74	28	102	0
20	Companhia Jaguarí de Energia	359	137	497	0
21	Companhia Leste Paulista de Energia	221	84	305	0
22	Companhia Luz e Força Moococa	170	65	235	0</

### c) Risco de liquidez

Risco de liquidez é o risco da Companhia encontrar dificuldades em cumprir com as obrigações associadas a seus passivos financeiros que são liquidados com pagamentos à vista ou com outro ativo financeiro. A abordagem da Companhia na administração de liquidez é de garantir, o máximo possível, que sempre tenha liquidez suficiente para cumprir com suas obrigações ao vencerem, sob condições normais e de estresse, sem causar perdas inaceitáveis ou com risco de prejudicar a reputação da entidade.

Os planos da administração da Companhia estão descritos na nota 4.1 d, que incluem dentre outras, a necessidade de suporte financeiro de terceiros.

#### - Índices de liquidez:

A Companhia monitora seu nível de liquidez considerando os fluxos de caixa esperados em contrapartida ao montante disponível em caixa e equivalentes de caixa. A gestão deste risco implica manter caixa e equivalentes, além de aplicações que permitam à Companhia ter capacidade de liquidar suas posições de mercado nos respectivos vencimentos. Abaixo, apresentamos os principais indicadores:

- a comparação entre os direitos realizáveis e as exigibilidades, de curto prazo, aponta um índice de liquidez corrente de 0,78 (0,68 em 31 de Dezembro de 2016) e

- a comparação entre os direitos realizáveis e as exigibilidades, de curto e de longo prazo, revela um índice de liquidez geral de 0,20 (0,19 em 31 de Dezembro de 2016).

A administração da ELETRONUCLEAR entende que os riscos de liquidez corrente estão administrados. O índice de liquidez geral está afetado pelos financiamentos das obras da Usina Angra 3, com entrada em operação e consequente início de receita previstas para 01 de janeiro de 2025.

No quadro abaixo, estão demonstrados os passivos financeiros da Companhia por faixas de vencimento, correspondente ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual de vencimento. Os valores divulgados no quadro são os fluxos de caixa não descontados contratados:

PASSIVOS FINANCEIROS POR VENCIMENTO				
DESCRITIVO	R\$ MIL			
	Menos de um ano (ii)	Entre um e dois anos (ii)	Entre dois e cinco anos (ii)	Acima de cinco anos (ii)
Em 31 de dezembro de 2016 (i)				
- Empréstimos	687.597	709.621	2.530.234	10.402.555
- Fornecedores (iii)	948.635	68.268	68.269	-
<b>TOTAL</b>	<b>1.636.232</b>	<b>777.889</b>	<b>2.598.503</b>	<b>10.402.555</b>
Em 31 de dezembro de 2017 (i)				
- Empréstimos	1.032.704	958.296	2.660.151	10.294.761
- Fornecedores (iii)	471.483	471.484	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1.504.187</b>	<b>1.429.780</b>	<b>2.660.151</b>	<b>10.294.761</b>

(i) Como os valores incluídos na tabela são os fluxos de caixa não descontados contratuais, esses não serão conciliados com os valores divulgados no balanço patrimonial para empréstimos e fornecedores.

(ii) A divisão das faixas de vencimento não são determinadas pelas normas e sim baseadas em uma opção da administração de acordo com os contratos.

(iii) A análise dos vencimentos aplica-se somente aos instrumentos financeiros e, portanto não estão incluídas as obrigações decorrentes de legislação.

#### - Redução do Patrimônio Líquido (Passivo a descoberto)

Face ao passivo a descoberto decorrente do saldo de prejuízos acumulados da ELETRONUCLEAR, provocados essencialmente pelo aumento progressivo do valor do *Impairment*, e ainda pelo registro de provisão passiva adicional por contrato oneroso, ambos relacionados diretamente ao empreendimento de Angra 3 (ver nota 14 c.3), desperta-se um risco financeiro quanto à leitura do endividamento da Companhia junto ao seu acionista, o que poderá acarretar em dificuldades para a tomada futura de financiamentos para a continuidade do empreendimento Angra 3. Entretanto, a administração da Companhia entende que resolvida a questão das iniciativas previstas no Plano de Ação para a viabilidade econômica e financeira, e, com a consequente retomada do empreendimento Angra 3 em sua plenitude, conforme elucidado na nota 14 g, ficarão atendidas as condições necessárias para que o BNDES e a CEF possam efetuar novos aditamentos aos contratos de empréstimos, hoje existentes, de forma a garantir o financiamento restante para a consecução do empreendimento, bem como na possibilidade de redução ou reversão dos valores registrados como *Impairment* e de provisão passiva por contrato oneroso. Eventualmente e, na hipótese de serem encontradas outras soluções de continuidade, estas, igualmente, terão como pilares o reequilíbrio econômico-financeiro do empreendimento Angra 3.

#### d) Risco operacional

A ELETRONUCLEAR tem como atividade principal a operação das usinas Angra 1 e 2, e em razão disso, tem apresentado nos últimos anos um excelente nível de eficiência, com destaque até no cenário internacional.

Toda a energia produzida por essas usinas tem fornecimento contratual de longo prazo firmado com as distribuidoras de energia elétrica, contratos esses, regidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. A ELETRONUCLEAR entende que o risco de inadimplência fica mitigado na quitação desse faturamento, face à atividade de administração financeira estar sob o controle da CCEE, que possui autonomia sobre os recursos reservados pelas distribuidoras para esse fim.

A receita fixa das Usinas Angra 1 e 2 é regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, através do modelo PRORET - Módulo 6 - Submódulo 6.7, com reajustes inflacionários anuais e revisões tarifárias trienais. A receita fixa de 2017 foi definida pela Resolução Homologatória nº 2.193 de 16.12.2016 (DOU 21.12.2016), no montante de R\$ 3.087.989.

Salienta-se que, conforme regras de comercialização das energias de Angra 1 e 2, os desvios eventuais (sobras ou faltas) são apurados em cada exercício e são faturados ou devolvidos em duodécimos no exercício seguinte.

Assim considerando, entende a administração da ELETRONUCLEAR, não haver nenhuma expectativa econômica e financeira que possa indicar um risco de descontinuidade operacional das usinas Angra 1 e 2.

Quanto à Usina Angra 3, em fase de construção, terá a totalidade de sua produção de energia elétrica comercializada sob o égide da Portaria MME Nº 980, de 23/12/2010, que culminou com a celebração do Contrato de Energia de Reserva - CER com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Esse regime de comercialização determina o fornecimento de uma quantidade de energia firme a uma tarifa regulada. Tal tarifa encontra-se em fase de revisão no MME/ANEEL, de modo que possa incluir a totalidade dos custos necessários a tornar o empreendimento com retorno assegurado.

Portanto, a modalidade de comercialização de Energia de Reserva da Usina Angra 3 assegura a esse projeto todas as garantias e compromissos de um modelo não exposto ao mercado de energia elétrica de curto prazo.

A administração da Empresa ressalva que diante da dificuldade da ELETRONUCLEAR em alocar recursos próprios em montantes suficientes para suportar as atividades de Angra 3, agravadas pela elevação da exigência de contrapartidas pelo BNDES, uma das instituições financeiras financiadora do empreendimento, que alterou de 20% para 40%, o percentual de participação financeira com recursos próprios, aplicáveis aos itens considerados financeiros, levaram a empresa a decidir, no terceiro trimestre de 2015, pela suspensão da maior parte de seus contratos com fabricantes nacionais e a reduzir sensivelmente os dispêndios associados aos contratos de serviços, de maneira a melhor compatibilizar a relação dos desembolsos ao fluxo de caixa existente e a conter a escalada de pagamentos em aberto. As suspensões foram efetuadas em duas etapas, sendo a primeira amparada pelo inciso XIV, do artigo 78, da Lei 8.666/93 que, resumidamente, prevê a suspensão contratual, de forma unilateral, sem ônus para a Administração, e, a segunda, finalizada em junho de 2016, em termos consensuais, sendo assegurado o ressarcimento dos custos incorridos, pela suspensão, às empresas contratadas. Atualmente, gestões estão sendo efetuadas pela administração da companhia para que novas extensões de suspensões consensuais sejam viabilizadas, de forma a serem preservadas a continuidade dos contratos então vigentes.

Importante frisar que, em 10.01.2017, foi sancionada, pelo Presidente da República, a Lei nº 13.414 (DOU de 11.01.2017), onde foi estimada a receita e fixadas as despesas da União para o exercício financeiro de 2017, nela incluindo em seu inciso III, do artigo 1º, o Orçamento de Investimento das empresas em que a União, direta ou indiretamente, detém a maioria do capital social com direito a voto, incluindo-se na mesma, a aprovação de dotação e execução orçamentária para a ação de Investimento no projeto de "Implantação da Usina Termonuclear de Angra III", pertencente à ELETRONUCLEAR, a qual se compreende que, após avaliação da Comissão Mista de Planos, Orçamentos Públicos e Fiscalização do Congresso Nacional, bem como pelo plenário do Congresso Nacional, a obra de "Implantação da Usina Termonuclear de Angra III" está apta a manter sua execução física, orçamentária e financeira, excetuando-se contratos de nºs 4500146846 (Serviços de engenharia do Pacote Eletromecânico 2) e 4500160692 (Serviços técnicos especializados de engenharia relativos ao Pacote Civil 2) listados, no Anexo VI, da referida Lei nº 13.414, como subtítulos relativos a obras e serviços com Índices de Irregularidades Graves - IGP.

Com o objetivo de caracterizar a situação atual de Angra 3, e as implicações de sua paralisação para a ELETRONUCLEAR e para o Sistema Eletrobras, a administração da ELETRONUCLEAR vem conduzindo iniciativas para a implantação de um Plano de Ações para o equacionamento das condições necessárias à plena retomada e conclusão do empreendimento.

Este Plano de Ações visou a atender, entre outros, a condição requerida pelo BNDES, para a suspensão do início do pagamento do principal da dívida e a suspensão parcial do pagamento dos juros em seu contrato de financiamento, cujo desfecho será mencionado na nota 17.

O Plano de Ações está estruturado em duas partes. Na primeira parte é apresentado um breve histórico da evolução do empreendimento, destacando as principais dificuldades enfrentadas no seu desenvolvimento e que levaram à sua situação atual de paralisação. São abordadas ainda as consequências para a ELETRONUCLEAR e para o Sistema Eletrobras desta condição de paralisação e de indefinição quanto à conclusão da obra, que motivam o estabelecimento de um Plano de Ações para viabilização das condições para retomada e conclusão do empreendimento.

Na segunda parte, detalha as ações em três frentes: a) ações jurídicas e de *compliance*; b) atividades preparatórias para retomada e c) equacionamento dos recursos para conclusão do empreendimento.

No Plano de Ações, as iniciativas a serem empreendidas são definidas de forma objetiva, indicando as metas a serem alcançadas, os prazos e as instituições envolvidas na sua consecução.

A ELETRONUCLEAR, juntamente com sua *holding* Eletrobras, vêm participando de um fórum que analisa alternativas de cenários para a viabilização do Empreendimento, tendo como demais componentes o Ministério de Minas e Energia, o Ministério da Fazenda, o Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, o BNDES e a CEF. Várias soluções estão sendo estudadas na esfera superior no sentido de que as necessidades econômicas e de ordem conjuntural possam ser viabilizadas para a retomada do projeto de construção da usina.

Considerando que a autorização para o prosseguimento do Empreendimento Angra 3 em 2010, partiu do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, novamente será submetido ao Conselho os estudos em andamento para nova avaliação e aprovação.

Para garantir uma avaliação adequada do cronograma e orçamento atualizado do projeto, a ELETRONUCLEAR contratou a Deloitte para realização dos trabalhos de consultoria independentes necessários a dar segurança e consistência à formalização dos estudos ao CNPE.

Além disso, a ELETRONUCLEAR contratou a Empresa Alvarez & Marsal do Brasil LTDA para estudar e definir o modelo ideal de negócio que possa trazer a participação de investimento de terceiros como participante do empreendimento.

É importante destacar que a tarifa inicial de R\$ 148,65/MWh, base setembro de 2009 e homologada em 2010, não trouxe equivalência com o custo do serviço da Usina Angra 3.

### 4.2 - Gestão de capital

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

Condizente com outras companhias do setor, a ELETRONUCLEAR monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à dívida líquida dividida pelo capital total.

A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazo, conforme demonstrado no balanço patrimonial), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários de curto prazo.

O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial, com a dívida líquida. Os índices de alavancagem financeira podem ser assim sumariados:

ÍNDICE DE ALAVANCAGEM FINANCEIRA		
DESCRITIVO	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Total dos financiamentos e empréstimos (Nota 17a)	8.556.538	7.718.830
(-) Caixa e equivalentes de caixa (Nota 5a)	(1.064)	(15.323)
(-) Títulos e val. mobiliários de curto prazo (Nota 5b)	(277.951)	(14.921)
Dívida líquida	8.277.523	7.688.586
Total do patrimônio líquido	(5.147.539)	(4.511.861)
Total do capital total	3.129.984	3.176.725
Índice de alavancagem financeira - %	2,64	2,42

### 4.3 - Estimativa do valor justo

Pressupõe-se que os saldos das contas a receber de clientes e contas a pagar aos fornecedores pelo valor contábil, menos a perda (*impairment*), estejam próximos de seus valores justos. A Administração entende que os valores justos de seus passivos financeiros são próximos dos seus valores contábeis, tendo em vista a disponibilidade de instrumentos financeiros similares no mercado e, portanto, de juros e condições equivalentes.

#### Valor justo hierárquico

Existem três níveis para classificação do Valor Justo referente a instrumentos financeiros, sendo que a hierarquia fornece prioridade para preços cotados não ajustados em mercado ativo referente a ativos ou passivos financeiros. A classificação dos Níveis Hierárquicos pode ser apresentada conforme exposto a seguir:

- Nível 1: Dados provenientes de mercado ativo (preço cotado não ajustado) de forma que seja possível acessar diariamente, inclusive na data da mensuração do valor justo.
- Nível 2: Dados diferentes dos provenientes de mercado ativo (preço cotado não ajustado) incluídos no Nível 1, extraídos de modelo de precificação, baseado em dados observáveis de mercado.
- Nível 3: Dados extraídos de modelo de precificação, baseado em dados não observáveis de mercado.

Em 31 de dezembro de 2017, a classificação por Nível Hierárquico apresenta-se da seguinte forma para os instrumentos financeiros valorizados a valor justo:

DESCRITIVO	INSTRUMENTOS FINANCEIROS				Total
	R\$ MIL				
	Nível 1		Nível 2		
Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil		
Títulos e valores mobiliários de curto prazo	14.921	14.921	-	-	14.921
Títulos e valores mobiliários de longo prazo	494.715	494.715	-	-	494.715
<b>Total de ativos em 31/12/2016</b>	<b>509.636</b>	<b>509.636</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>509.636</b>
Títulos e valores mobiliários de curto prazo	277.951	277.951	-	-	277.951
Títulos e valores mobiliários de longo prazo	631.806	631.806	-	-	631.806
<b>Total de ativos em 31/12/2017</b>	<b>909.757</b>	<b>909.757</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>909.757</b>

#### Gerenciamento do capital

A política da Administração, bem como as demais áreas, procura um equilíbrio entre a rentabilidade vis-à-vis o risco incorrido, de modo a não expor seu patrimônio, ou de sofrer aumento súbito ou flutuações do mercado. Visando a gestão do capital saudável, a Companhia adota a política de preservar a liquidez, com o acompanhamento de perto do fluxo de caixa de curto e longo prazo.

#### NOTA 5 - CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS DE CURTO PRAZO

Conforme estabelecido pela Resolução nº 3.284/05, emitida pelo Banco Central do Brasil - BACEN, em 25 de maio de 2005, as aplicações financeiras resultantes das receitas próprias das empresas públicas e das sociedades de economia mista, integrantes da Administração Federal Indireta, somente podem ser efetuadas por intermédio da Caixa Econômica Federal, do Banco do Brasil S.A. ou por instituição integrante do conglomerado financeiro por eles liderados.

As aplicações financeiras da Companhia, apresentadas no quadro abaixo ("b - Títulos e valores mobiliários de curto prazo"), resultam de recursos oriundos de financiamento concedido pelo BNDES e pela CEF, que são mantidos no Banco do Brasil e na CEF por força contratual. Estão aplicados em Extramercado FAE - Fundo de Investimento em Renda Fixa, que oferece liquidez diária e são compostas, principalmente, de títulos do governo brasileiro e certificados de depósitos bancários. O fundo de investimento possui possibilidade de resgate com liquidez imediata e sem carência.

#### a) Caixa e equivalentes de caixa

CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
Composição	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Caixa e bancos	1.064	15.323
<b>SALDO</b>	<b>1.064</b>	<b>15.323</b>

#### b) Títulos e valores mobiliários de curto prazo

TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS		
Composição	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Investimento em renda fixa:		
* BB Extramercado FAE 2	94.181	14.352
** Fundo de Investimento Caixa Extramercado VI IRF-M 1 RF: FINANCIAMENTO	183.770	569
<b>TOTAL</b>	<b>277.951</b>	<b>14.921</b>

\* Rentabilidade no ano de 2017: 11,04% e 12,58% nos últimos 12 meses

\*\* Rentabilidade no ano de 2017: 10,98% e 12,51% nos últimos 12 meses

Em 2017, houve aplicação em títulos e valores mobiliários de curto prazo no valor de R\$ 1.123.000, rendimento bruto de R\$ 14.567, resgate de investimentos, incluso IRRF e pagamento de IOF, no montante R\$ 874.455.

#### NOTA 6 - CLIENTES

CLIENTES - CONTAS A RECEBER		
BALANÇO	R\$ MIL	
	Ativo Circulante 31/12/2017	Ativo Circulante 31/12/2016
Energia contratada	257.332	238.506
Inadimplência	-	6.235
(-) Desvio negativo 2015	-	(7.139)
Desvio positivo 2016	2.695	32.338
Desvio positivo 2017	99.183	-
(-) Perdas Estimadas Créditos de Liq. Duvidosa	-	(3.225)
<b>TOTAL</b>	<b>359.210</b>	<b>266.715</b>

a) O faturamento da Companhia é realizado, mensalmente, com base na Resolução Normativa nº 530, editada em 21 de dezembro de 2012, pela ANEEL, para todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional - SIN. No exercício de 2017, não houve inadimplência por parte das distribuidoras.

b) No exercício de 2016, foi apurado um desvio positivo no valor total de R\$ 32.338, para faturamento em doze parcelas iguais a partir do mês de fevereiro de 2017. Em 31 de dezembro de 2017, o saldo a receber das distribuidoras participantes do Sistema Interligado Nacional - SIN, referente a este desvio, é de R\$ 2.695.

c) O desvio positivo (reembolso) de R\$ 99.183, provisionados em dezembro de 2017, é em decorrência da energia fornecida ter sido maior que a energia garantida para 2017. Ele corresponde a 50% do montante apurado e valorado ao PLD médio do ano de 2017 e deverá ser cobrado a todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional - SIN em doze parcelas, no período de fevereiro de 2018 a janeiro de 2019.

#### NOTA 7 - IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS - ATIVO

IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	R\$ MIL	
	ATIVO CIRCULANTE	
	31/12/2017	31/12/2016
IRRF sobre aplicações financeiras	570	3.334
IRRF sobre serviços prestados a terceiros	-	2.461
CSLL retida sobre serviços prestados a terceiros	-	2.020
Saldo de antecipações de IRPJ	4.554	85.713
Saldo de antecipações de CSLL	1.431	30.908
FGTS a Recuperar	-	131
Créditos fiscais PASEP e COFINS	885	8.024
PASEP e COFINS Compensáveis Recolhidos a maior	17.259	-
Outros	128	110
<b>TOTAL</b>	<b>24.827</b>	<b>132.701</b>

#### NOTA 8 - ESTOQUE DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR

O combustível nuclear utilizado nas usinas nucleares Angra 1 e Angra 2 é constituído de elementos fabricados com componentes metálicos e pastilhas de urânio em seu interior.

Na sua etapa inicial de formação, são adquiridos o minério de urânio e os serviços necessários a sua fabricação, e classificados contabilmente no ativo não circulante, nas contas de estoque de concentrado de urânio e serviço em curso - combustível nuclear, respectivamente. Depois de concluído o processo de fabricação, tem-se o elemento de combustível nuclear pronto, cujo valor é classificado em dois grupos contábeis: no ativo circulante, é registrada a parcela relativa à previsão do consumo para os próximos 12 meses e, no não circulante, a parcela restante.

A amortização do combustível nuclear ocorre pela perda do potencial de energia térmica dos elementos, que proporciona a geração de energia elétrica. A amortização não é linear, não havendo geração de energia, não há amortização.

COMBUSTÍVEL NUCLEAR		
BALANÇO	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Concentrado de urânio	194.047	50.965
Elementos prontos	5.076.097	4.876.285
Serviços em curso	318.732	100.803
Consumo Acumulado	(4.292.716)	(3.897.048)
<b>TOTAL</b>	<b>1.296.160</b>	<b>1.131.006</b>
Ativo circulante	465.152	455.737
Ativo não circulante	831.008	675.269
<b>TOTAL</b>	<b>1.296.160</b>	<b>1.131.006</b>

A movimentação dos elementos de combustível nuclear prontos está apresentada a seguir:

MOVIMENTAÇÃO DOS ELEMENTOS PRONTOS				
BALANÇO	R\$ MIL			
	SALDO EM 31/12/2016	ADIÇÕES	BAIXA	SALDO EM 31/12/2017
Ativo circulante	455.737	9.415	-	465.152
Ativo não circulante	4.420.549	190.396	-	4.610.945
<b>TOTAL BRUTO</b>	<b>4.876.286</b>	<b>199.811</b>	<b>-</b>	<b>5.076.097</b>
Consumo acumulado	(3.897.048)	-	(395.668)	(4.292.716)
<b>VALOR LÍQUIDO</b>	<b>979.238</b>	<b>199.811</b>	<b>(395.668)</b>	<b>783.381</b>

#### NOTA 9 - ALMOXARIFADO

O saldo do almoxarifado é composto por materiais utilizados para consumo, nos montantes de R\$ 67.180 (R\$ 64.136, em 31 de dezembro de 2016) das usinas no curto prazo, assim como, os adiantamentos efetuados a fornecedores para a aquisição dos correspondentes materiais, nos montantes de R\$ 16.151 (R\$ 15.111, em 31 de dezembro de 2016), totalizando R\$ 83.331 (R\$ 79.247, em 31 de dezembro de 2016).

#### NOTA 10 - OUTROS ATIVOS

OUTROS ATIVOS	R\$ MIL		R\$ MIL	
	ATIVO CIRCULANTE		ATIVO NÃO CIRCULANTE	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Prêmios de seguros	15.055	14.147	-	-
Partes relacionadas	31.240	38.550	1.289	1.289
Adiantamentos a fornecedores	5.006	3.450	-	-
INEPAR - multa contratual	4.141	4.141	-	-
Desativações em curso	2.302	2.302	-	-
Devedores diversos	23.015	16.818	-	-
Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa				

usinas Angra 1 e 2, foi constituído contabilmente uma obrigação para desmobilização de ativos, com base em estudos técnicos elaborados pela Companhia, conforme Nota 25.

De acordo com a determinação do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, as atribuições pelas atividades de instituir e viabilizar o fundo, para fazer face ao efetivo descomissionamento das usinas nucleares Angra 1 e 2, ao final da vida útil econômica das referidas usinas, foram atribuídas à Eletrobras.

Em 15 de janeiro de 2008, a Eletrobras fixou as diretrizes para implementação do fundo financeiro, informando a conta corrente para os depósitos, as datas de recolhimentos, bem como os valores das quotas mensais a serem recolhidas no exercício de 2008. Assim sendo, a ELETRONUCLEAR, em 20 de fevereiro de 2008, iniciou o processo de pagamento à Eletrobras, para o devido recolhimento ao fundo financeiro para o descomissionamento.

Anualmente, a Eletrobras estabelece o montante a ser recolhido ao fundo financeiro do Banco do Brasil para o descomissionamento das Usinas Angra 1 e Angra 2, considerando como base de cálculo, a parcela considerada pela ANEEL, na receita fixa das mencionadas usinas. Para o exercício de 2017, o valor fixado para depósito foi o montante R\$ 62.890.

O mencionado fundo é mantido com o Banco do Brasil, através de um fundo de investimento extra mercado de longo prazo, exclusivo para acumular os recursos destinados a custear as atividades de descomissionamento das usinas Angra 1 e Angra 2. A titularidade deste fundo pertence à Eletrobras, conforme determinado pelo CNPE.

A seguir, demonstramos o detalhamento de carteira do mencionado fundo:

FUNDO DE DESCOMISSIONAMENTO		
DESCRITIVO	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Conta-corrente	-	4
Dólar Comercial Futuro	(1.316)	(5.338)
LTN	468.950	321.758
NTNF	46.224	176.396
Operações Compromissadas	117.963	1.908
Outros	(15)	(13)
<b>TOTAL</b>	<b>631.806</b>	<b>494.715</b>

Mensalmente, a Eletrobras informa à ELETRONUCLEAR, os rendimentos financeiros incorridos durante o período sobre as aplicações do fundo, com a devida tributação do imposto de renda na fonte.

Em dezembro de 2017, o fundo apresenta um ganho financeiro de R\$ 48.546 (Nota 30), (perda financeira de R\$ 53.638, em 31 de dezembro de 2016), em função da carteira do Fundo Financeiro do Banco do Brasil para descomissionamento conter título vinculado à variação da moeda dólar norte-americano, sem saldo final representativo, porém com forte movimentação durante o período. Em 2017, foram aplicados R\$ 89.385 no fundo para descomissionamento.

Abaixo, apresentamos o quadro da composição do fundo para descomissionamento:

FUNDO FINANCEIRO PARA O DESCOMISSIONAMENTO		
DESCRITIVO	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Parcelamento quotas de 2005/2006/2007	102.365	88.530
Quotas de 2008 a 2016	270.995	208.105
<b>Total de quotas recolhidas</b>	<b>373.360</b>	<b>296.635</b>
Planos de Recolhimentos Adicionais	28.011	17.693
Aplicação do IRRF	2.342	-
Ganhos líquidos auferidos acumulados	228.093	180.387
<b>Patrimônio líquido do fundo</b>	<b>631.806</b>	<b>494.715</b>
<b>Saldo da Carteira de Aplicativos do Fundo</b>	<b>631.806</b>	<b>494.715</b>

#### NOTA 12 – DEPÓSITOS VINCULADOS

##### a) Composição

DEPOSITOS VINCULADOS		
COMPOSIÇÃO	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Depósitos judiciais		
Contingências trabalhistas	26.047	21.441
Contingências civis	1.143	196
Contingências tributárias	28.233	32.629
	55.423	54.266
Outros depósitos	130	125
Atualização monetária sobre os depósitos judiciais	33.080	34.155
<b>TOTAL</b>	<b>88.633</b>	<b>88.546</b>

##### b) Movimentação

MOVIMENTAÇÃO DOS DEPOSITOS VINCULADOS				
COMPOSIÇÃO	SALDO EM 31/12/2016	31/12/2017		
		BAIXAS	INCLUSÕES	SALDO
Depósitos judiciais	54.265	(7.166)	8.324	55.423
Outros depósitos	125	-	5	130
Atualização monetária s/ depósitos judiciais	34.156	(6.375)	5.299	33.080
<b>TOTAL</b>	<b>88.546</b>	<b>(13.541)</b>	<b>13.628</b>	<b>88.633</b>

#### NOTA 13 – ATIVOS FISCAIS DIFERIDOS SOBRE PREJUÍZOS FISCAIS

A Companhia possui prejuízo fiscal no montante de R\$ 900.062 (R\$ 981.046 em 31 de dezembro de 2016) e base negativa de contribuição social no montante de R\$ 1.113.459 (R\$ 1.194.361 em 31 de dezembro de 2016).

Pela legislação tributária em vigor, o prejuízo fiscal e a base negativa da CSL são compensáveis com lucros tributáveis futuros, até o limite de 30% do resultado tributável do exercício, sem prazo de prescrição.

A Companhia não reconhece impostos diferidos ativos sobre prejuízos fiscais e base negativa, por não apresentar um histórico de resultados positivos nos três últimos anos e não ter expectativa de reverter a situação em curto prazo, conforme prevê a Instrução CVM nº 371/2002.

O cálculo da taxa efetiva de imposto de renda, da contribuição social e a composição dos impostos diferidos passivos encontram-se detalhados na Nota 18.

#### NOTA 14 – IMOBILIZADO

Os bens e instalações utilizados na produção são vinculados ao serviço público de energia elétrica, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador, segundo a legislação federal vigente.

##### a) Composição do saldo do imobilizado

DESCRITIVO	% taxa anual de depreciação	IMOBILIZADO			
		31/12/2017			31/12/2016
		Custo	Depreciação e amortização acumuladas	Valor Líquido	Valor Líquido
<b>EM SERVIÇO</b>					
Terrenos		34.380	-	34.380	34.446
Ed.Obras Cíveis Benfeitorias		1.536.796	(892.146)	644.650	678.377
Máquinas e Equipamentos - Inst.Fixas		8.432.667	(3.860.638)	4.572.029	3.894.960
Máquinas e Equipamentos - Equip.Geral		137.839	(91.924)	45.915	61.319
Veículos		12.985	(9.287)	3.698	3.248
Móveis e Utensílios		21.745	(12.734)	9.011	9.709
<b>Angras 1 e 2</b>	<b>3,3</b>	<b>10.176.412</b>	<b>(4.866.729)</b>	<b>5.309.683</b>	<b>4.682.059</b>
<b>EM CURSO</b>					
Terrenos		-	-	-	-
Ed.Obras Cíveis Benfeitorias		47.683	-	47.683	55.043
Máquinas e Equipamentos - Inst. Fixas		182.018	-	182.018	150.720
Máquinas e Equipamentos - Equip.Geral		4.596	-	4.596	4.021
Veículos		683	-	683	1.229
Móveis e Utensílios		158	-	158	167
A Ratear		333.822	-	333.822	287.400
Transf/fab e rep/mat em processo		3.002	-	3.002	3.002
Compras em andamento		1.472	-	1.472	1.330
Adiantamento a fornecedores		36.411	-	36.411	30.141
<b>Angras 1 e 2</b>		<b>609.845</b>	<b>-</b>	<b>609.845</b>	<b>533.053</b>
Terrenos		115	-	115	115
Ed.Obras Cíveis Benfeitorias		1.552.115	-	1.552.115	1.541.736
Máquinas e Equipamentos - Inst. Fixas		1.404.246	-	1.404.246	1.295.838
Máquinas e Equipamentos - Equip.Geral		-	-	-	-
Veículos		-	-	-	-
Móveis e Utensílios		-	-	-	-
A Ratear		4.835.880	-	4.835.880	4.054.322
Transf/fab e rep/mat em processo		-	-	-	-
Compras em andamento		105.761	-	105.761	97.255
Adiantamento a fornecedores		2.002.236	-	2.002.236	1.960.127
<b>Angra 3</b>		<b>9.900.353</b>	<b>-</b>	<b>9.900.353</b>	<b>8.949.393</b>
Impairment Angra 3		(9.900.353)	-	(9.900.353)	(8.949.393)
<b>Total Angra 3</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Angras 1, 2 e 3</b>		<b>609.845</b>	<b>-</b>	<b>609.845</b>	<b>533.053</b>
<b>TOTAL</b>		<b>10.786.257</b>	<b>(4.866.729)</b>	<b>5.919.528</b>	<b>5.215.112</b>

##### b) Movimentação do imobilizado

MOVIMENTAÇÃO DO IMOBILIZADO EM 2017 - R\$ MIL							
DESCRITIVO	SALDO EM 31/12/2016	ADICÕES / DEPRECIAÇÃO	ENCARGOS FINANCEIROS E RENDIMENTOS CAPITALIZADOS	DEPRECIAÇÃO CAPITALIZADA	TRANSF. PARA SERVIÇO	BAIXAS / OUTROS *	SALDO EM 31/12/2017
Em curso	9.482.446	477.616	605.151	962	(55.389)	(588)	10.510.198
Impairment Angra 3	(8.949.393)	(950.960)	-	-	-	-	(9.900.353)
Em serviço: custo	9.142.264	-	-	-	55.389	978.759	10.176.412
Depreciação	(4.460.205)	(405.590)	-	(962)	-	28	(4.866.729)
<b>Total em serviço</b>	<b>4.682.059</b>	<b>(405.590)</b>	<b>-</b>	<b>(962)</b>	<b>55.389</b>	<b>978.787</b>	<b>5.309.683</b>
<b>TOTAL</b>	<b>5.215.112</b>	<b>(878.934)</b>	<b>605.151</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>978.199</b>	<b>5.919.528</b>

\* O montante de R\$ 978.759 está composto por: R\$ 978.880 (revisão da estimativa de descomissionamento e ajuste a valor presente conforme NOTA 25) e R\$ 121 (baixa e outros movimentos no imobilizado)

MOVIMENTAÇÃO DO IMOBILIZADO EM 2016 - R\$ MIL							
DESCRITIVO	SALDO EM 31/12/2015	ADICÕES / DEPRECIAÇÃO	ENCARGOS FINANCEIROS E RENDIMENTOS CAPITALIZADOS	DEPRECIAÇÃO CAPITALIZADA	TRANSF. PARA SERVIÇO	BAIXAS / OUTROS *	SALDO EM 31/12/2016
Em curso	8.141.699	947.389	560.081	879	(25.686)	(603)	9.623.759
Achados da investigação	-	-	-	-	-	(141.313)	(141.313)
Impairment Angra 3	(6.063.454)	(2.885.939)	-	-	-	-	(8.949.393)
Em serviço: custo	8.933.609	-	-	-	25.686	182.969	9.142.264
Depreciação	(4.070.201)	(389.151)	-	(879)	-	26	(4.460.205)
<b>Total em serviço</b>	<b>4.863.408</b>	<b>(389.151)</b>	<b>-</b>	<b>(879)</b>	<b>25.686</b>	<b>182.995</b>	<b>4.682.059</b>
<b>TOTAL BRUTO</b>	<b>6.941.653</b>	<b>(2.327.701)</b>	<b>560.081</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>41.079</b>	<b>5.215.112</b>
Obrigações especiais	(23)	-	-	-	-	23	-
Depreciação	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>6.941.630</b>	<b>(2.327.701)</b>	<b>560.081</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>41.102</b>	<b>5.215.112</b>

#### c) Valor recuperável dos ativos de longo prazo

A Companhia estimou o valor recuperável de seus ativos de longo prazo com base em valor em uso, tendo em vista não haver mercado ativo para a infraestrutura. O valor em uso é avaliado com base no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado.

Os valores alocados às premissas representam a avaliação da Administração da Companhia sobre as tendências futuras do setor elétrico e, são baseadas, tanto em fontes externas de informações como dados históricos. O fluxo de caixa foi projetado com base no resultado operacional e projeções da Companhia até o término da concessão.

c.1) Crescimento orgânico compatível com os dados históricos e reajustes tarifários contratuais de inflação;

c.2) Taxa de desconto

A taxa de desconto (após os impostos) para as Usinas Angra 1 e 2 - foi utilizada a taxa específica para o segmento de geração de 5,88%, obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado.

Para a Usina Angra 3, em função das características peculiares de financiamento, a taxa de desconto foi calculada considerando a estrutura de capital específica do projeto, o que resultou na taxa de desconto para a base dezembro de 2017, de 5,39 % (5,41% na base dezembro 2016). Nesses cálculos foram utilizados, além dos parâmetros tradicionais, conforme Informação Técnica Eletrobras DFPP 005/2017, de 09/10/2017, o beta calculado pela ANEEL, conforme Nota Técnica ANEEL 381/2012, alavancando a estrutura de capital do projeto. A opção do beta utilizado pela ANEEL consiste no fato de que nenhuma empresa de geração de energia elétrica com capital aberto no Brasil possui ativos de geração de energia nuclear, ao contrário da amostra de empresas utilizada no cálculo do beta pela ANEEL, que considera empresas americanas com o mínimo de duas plantas nucleares de geração de energia.

c.3) Registro do Impairment

Os eventos e as circunstâncias que levaram ao reconhecimento da perda por desvalorização do ativo relacionado à usina Angra 3 foram:

Durante o exercício de 2017, o empreendimento sofreu alteração cronológica na expectativa de sua conclusão, sendo a nova previsão de data de entrada em operação para 01 de janeiro de 2025, aprovada em reunião da Diretoria Executiva, conforme RDE 1379.007/17 de 14 de novembro de 2017. Até então, a previsão de data de entrada em operação da usina era 01 de janeiro de 2024.

Nesse mesmo período, o orçamento total do projeto foi atualizado para a base dezembro de 2017, de modo a refletir a realidade do projeto, além da, reprogramação de atividades devido ao novo cronograma da obra. Essa alteração foi também aprovada conforme RDE 1390.008/18 de 23 de janeiro de 2018.

Tendo em vista a utilização de um câmbio fixo para avaliação dos custos em moeda estrangeira na elaboração desse orçamento direto, foi necessário proceder a um ajuste adicional nos valores a realizar de 2018 a 2024 dos contratos externos, considerando um diferencial de câmbio projetado. Esse procedimento acrescentou o valor de R\$ 181,4 milhões no orçamento de custos diretos aprovado, que passou de R\$ 20.859,4 milhões para R\$ 21.050,8 milhões.

A taxa de desconto de 5,39 % utilizada no teste de impairment em 31 de dezembro 2017, foi calculada pela metodologia WACC (Weighted Average Cost of Capital/Custo Médio Ponderado de Capital), considerando os parâmetros tradicionais e usualmente utilizados no mercado conforme Informação Técnica Eletrobras DFPP 005/2017, de 09/10/2017. A taxa de desconto utilizada no teste de impairment de dezembro de 2016 foi de 5,41%.

Os custos a realizar até o término da construção, prevista para 01 de janeiro de 2025, foram adicionados ao fluxo de caixa do empreendimento como CAPEX (Capital Expenditure/Despesa de Capital ou Investimentos em bens de Capital) durante os períodos de anos de realização de janeiro de 2018 a dezembro de 2024. A partir daí, o fluxo de caixa segue com a projeção de resultado do empreendimento até dezembro de 2064.

Foi desenvolvido um fluxo de caixa, a partir dos valores do resultado projetado a partir de janeiro de 2025, a preços de dezembro de 2017, durante a vida útil econômica da usina em análise. O prazo estimado é de 40 anos, por sua semelhança à Usina Angra 2, que dispõe de licença de operação nesse prazo. Esse prazo é considerado razoável ou mesmo conservador perante a expectativa conhecida de vida operacional desse tipo de instalação.

Os valores anuais obtidos no fluxo de caixa descontado foram acumulados, ano a ano, para serem comparados com o saldo do Ativo Imobilizado recuperável, representado pelo custo contábil realizado até 31 de dezembro de 2017.

A análise elaborada pela Companhia apurou um Valor Presente Líquido (VPL) negativo no valor de R\$ 11.289.195 para o empreendimento, determinando um registro negativo total no resultado findo em 31 de dezembro de 2017, de R\$ 989.562.

A contabilização de provisão para perda por impairment limita-se ao total do ativo realizado R\$ 9.900.353, e, considerando as provisões para perda por impairment acumuladas até dezembro de 2016 de R\$ 8.949.393, a baixa complementar no imobilizado em 2017 foi de R\$ 950.960 contra o resultado do período.

Após ter zerado o imobilizado, ainda existe um excesso de expectativa de perda até o final da vida útil da usina. Isto significa que a Companhia terá um déficit de R\$ 1.388.843 (R\$ 1.350.241 em 31 de dezembro de 2016) acima do valor já investido. Nesse caso, fica configurado que trata-se de um contrato oneroso e cuja legislação contábil prevê um registro adicional de perda no resultado, além do impairment.

Considerando o saldo de provisão para perda por contrato oneroso em dezembro de 2016 no valor de R\$ 1.350.241, foi realizado um complemento líquido de R\$ 38.602, ficando o exercício de 2017 com o valor de R\$ 1.388.843.

Portanto, os registros contábeis no resultado de 2017 totalizam o valor líquido de R\$ 989.562, compostos por baixa no imobilizado de R\$ 950.960 e complemento de provisão de contrato oneroso de R\$ 38.602.

A Companhia continua monitorando as estimativas e os riscos associados na determinação do valor recuperável desse empreendimento e, na medida que novas negociações, novos estudos ou novas informações se concretizem e requeiram modificações no plano de negócio dos empreendimentos, as mesmas serão atualizadas para refletir tais alterações.

##### c.4) Tarifa

A receita calculada para o teste de impairment de dezembro de 2017, teve base na tarifa contratual de 2009, R\$ 148,65 / MWh, devidamente ajustada pelos índices estabelecidos contratualmente. Esse procedimento é o mesmo padrão que vem sendo utilizado desde o início dessa avaliação. Em dezembro de 2017, a tarifa ajustada representa R\$ 244,51/MWh. A tarifa a ser praticada pela Usina Angra 3 foi instituída quando da assinatura do fornecimento da energia da usina em 2009, e foi regulamentada através da Portaria MME 980/2010, com o valor original de R\$ 148,65 / MWh.

A base utilizada na ocasião para o cálculo dessa tarifa, não teve equivalência com o custo do serviço da usina, assim como, também, não foi compatível com a média praticada nos leilões de térmicas da ocasião e, portanto, encontra-se em um patamar distinto e inferior ao seu seguimento e não proporcionando o equilíbrio econômico financeiro do empreendimento.

Conforme detalhado na nota 4.1.d, a ELETRONUCLEAR, juntamente com sua holding Eletrobras, vêm participando de um fórum que analisa alternativas de cenários para a viabilização do Empreendimento, tendo como componentes diversos órgãos superiores envolvidos com o empreendimento.

##### c.5) Sinergia

As Usinas Angra 2 e Angra 3 são oriundas de projetos similares e, por isso, tem sido utilizado o parâmetro de custos de Angra 2 em Angra 3. Ocorre que, existirá um ganho de custo/produzibilidade na entrada de Angra 3 por não haver necessidade de duplicar todas as atividades geradoras de custo, pois áreas comuns estarão atendendo as duas usinas.

A sinergia apurada para o projeto, considerando estudos internos, baseados na utilização da mão de obra da Companhia, apontou para um patamar de cerca de 25,4% conforme Nota Técnica SFA 022/2016; sendo esse percentual utilizado para estimativa do custo operacional PMSO, da Usina Angra 3, no teste de impairment de dezembro de 2015 e nos testes posteriores, com ajustes inflacionários.

##### d) Licenciamento das usinas Angra 1 e 2

As usinas nucleares são submetidas a dois processos de licenciamento: Licenciamento Ambiental, de competência do IBAMA e Licenciamento Nuclear, conduzido pela Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN).

Atualmente, a Usina Angra 1 possui a Autorização para Operação Permanente (AOP), emitida pela CNEN, em 1994 e renovada por 14 anos, pelo Ofício CNEN nº 124/2010 – CGRC/CNEN, de 09/08/2010 e a Usina Angra 2 possui a Autorização para Operação Permanente (AOP), concedida pela Resolução CNEN nº 106/2011, válida por 30 anos a partir de 15/06/2011.

Em 12 de março de 2014, o IBAMA emitiu a Licença de Operação nº 1217/2014, que autorizou a operação das Usinas Angra 1 e 2, válida por 10 anos.

##### e) Interpretação Técnica ICPC 12 – Mudanças em Passivos

A Interpretação Técnica ICPC 12 – Mudanças em passivos, aprovada pela Deliberação CVM 621, de 22 de dezembro de 2009, determina que a alteração de taxa de desconto aplicada em passivo de desativação deve refletir como atualização do ajuste a valor presente desse passivo, devendo tal alteração ser adicionada ao ativo correspondente.

A taxa de desconto atual para ajuste a valor presente é de 5,88 % ao ano, estabelecida para aplicação por todas as Empresas do Sistema Eletro

#### NOTA 15 – INTANGÍVEL

O ativo intangível da Companhia compõe-se, basicamente: da aquisição de licença de uso do software do seu sistema corporativo central, denominado SAP R/3, e de outros softwares aplicativos de uso específico e geral, de valores substanciais, estando os mesmos registrados pelo custo de aquisição.

A movimentação do ativo intangível está assim constituída:

MOVIMENTAÇÃO DO INTANGÍVEL EM 2017 - R\$ MIL							
DESCRIPTIVO	SALDO 31/12/2016	ADIÇÃO	TRANSF P/ SERVIÇO	AMORTIZAÇÃO	AMORTIZAÇÃO CAPITALIZADA	OUTROS	SALDO 31/12/2017
Em curso	48.348	9.859	-	-	59	-	58.266
Em serviço - custo	102.198	-	-	-	-	-	102.198
Amortização	(85.400)	-	-	(7.560)	(59)	-	(93.019)
Total em serviço	16.798	-	-	(7.560)	(59)	-	9.179
<b>TOTAL LÍQUIDO</b>	<b>65.146</b>	<b>9.859</b>	<b>-</b>	<b>(7.560)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>67.445</b>

#### NOTA 16 – FORNECEDORES

- O saldo de fornecedores está composto de contas a pagar a empresas que fornecem materiais para o estoque do almoxarifado da operação, concentrado de urânio e serviços para o estoque de combustível nuclear e para aplicação direta no investimento e nas atividades estruturais da ELETRONUCLEAR.
- Também está composta nessa rubrica, a provisão do valor de R\$ 223.180 (R\$ 204.805, em 31 de dezembro de 2016), a ser pago à Furnas. Essa provisão, entendida como devolução líquida a Furnas de faturamento a maior, decorre do seguinte:
  - Diferença a favor de Furnas entre as tarifas provisórias, que deram base ao faturamento da ELETRONUCLEAR de 2010, 2011 e 2012, e as tarifas definitivas recentemente, divulgadas pela Resolução Homologatória nº 1.585, de 13 de agosto de 2013, a crédito desta rubrica, no valor de R\$ 211.060;
  - Complemento de faturamento realizado pela ELETRONUCLEAR no período de 2005 a 2012, a débito desta rubrica, referente às diferenças das perdas na transmissão no valor de R\$ 73.468;
  - Atualização monetária de R\$ 45.490 e juros de R\$ 40.098 a crédito desta rubrica.
- A variação cambial destacada refere-se à atualização das faturas em moedas estrangeiras processadas desde seus registros até a data do balanço.

Abaixo, quadro com a composição da dívida com fornecedores:

FORNECEDORES EM 31/12/2017				
BALANÇO	R\$ MIL			
	Faturas processadas	Variação cambial	Provisões	TOTAL
<b>Circulante</b>				
Furnas - devolução de tarifa	-	-	74.393	74.393
Fornecedores - nacional	491.625	-	136.188	627.813
Fornecedores - exterior	90.944	13.172	(12.142)	91.974
<b>TOTAL CIRCULANTE</b>	<b>582.569</b>	<b>13.172</b>	<b>198.439</b>	<b>794.180</b>
<b>Não Circulante</b>				
Furnas - devolução de tarifa	-	-	148.787	148.787
<b>TOTAL NÃO CIRCULANTE</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>148.787</b>	<b>148.787</b>
<b>TOTAL EM 31/12/2017</b>	<b>582.569</b>	<b>13.172</b>	<b>347.226</b>	<b>942.967</b>

FORNECEDORES EM 31/12/2016				
BALANÇO	R\$ MIL			
	Faturas processadas	Variação cambial	Provisões	TOTAL
<b>Circulante</b>				
Furnas - devolução de tarifa	-	-	68.268	68.268
Fornecedores - nacional	486.187	-	164.064	650.251
Fornecedores - exterior	223.811	12.877	(6.572)	230.116
<b>TOTAL CIRCULANTE</b>	<b>709.998</b>	<b>12.877</b>	<b>225.760</b>	<b>948.635</b>
<b>Não Circulante</b>				
Furnas - devolução de tarifa	-	-	136.537	136.537
<b>TOTAL NÃO CIRCULANTE</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>136.537</b>	<b>136.537</b>
<b>TOTAL EM 31/12/2016</b>	<b>709.998</b>	<b>12.877</b>	<b>362.297</b>	<b>1.085.172</b>

#### NOTA 17 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

As principais informações a respeito dos empréstimos e financiamentos são:

##### Aplicações nas Usinas Angra 1 e Angra 2

Tratam-se de financiamentos captados com a Eletrobras para diversas etapas de melhoramentos da Usina Angra 1, para a troca dos geradores de vapor, a troca da tampa do vaso de pressão do reator e para o capital de giro da companhia.

Em garantia dos compromissos assumidos com a Eletrobras, a ELETRONUCLEAR vinculou sua receita própria, oriunda das usinas Angra 1 e Angra 2, aos débitos previstos nos financiamentos. Tal vinculação está suportada por procurações outorgadas por instrumento público, para que, em caso de inadimplência, possa receber diretamente os valores em atraso.

##### Aplicações na Usina Angra 3

Em 24 de janeiro de 2011, foi assinado o contrato de financiamento nº ECF-2878/2010 entre a Companhia e a Eletrobras, com intervenção do Banco do Brasil, com abertura de recursos da Reserva Global de Reversão – RGR, na ordem de R\$ 890.000, para retomada do empreendimento de implementação da usina nuclear Angra 3.

Em 23 de fevereiro de 2011, foi assinado o contrato de financiamento nº 10.2.2032.1 entre o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e a ELETRONUCLEAR, com intervenção da Eletrobras, com abertura de um crédito de R\$ 6.14 bilhões, destinados à implantação da usina Angra 3.

Em garantia dos compromissos assumidos com o contrato do BNDES citado, a ELETRONUCLEAR constituiu uma Cessão Fiduciária em favor do BNDES, em caráter irrevogável e irretroatável, até o final da liquidação de todas as obrigações deste contrato, decorrentes da venda de energia produzida pela Usina de Angra 3.

A ELETRONUCLEAR deve apresentar ao BNDES, trimestralmente, Relatório Gerencial sobre a evolução física e financeira do projeto de Angra 3, assim como o Relatório sobre o andamento dos Programas Ambientais do empreendimento. Outras obrigações da empresa incluem: a) permissão de ampla inspeção das obras do projeto por parte de representantes do BNDES, a comunicação ao banco de fomento de qualquer ocorrência que acarrete a alteração do Quadro de usos e fontes do projeto, não conceder preferência a outros créditos sem a anuência do BNDES e apresentar até 30 de abril de cada ano as demonstrações financeiras consolidadas e auditadas por empresa registrada na Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

Em 28 de junho 2013, foi assinado o contrato nº 0410.351-27/2013 entre a ELETRONUCLEAR e a Caixa Econômica Federal - CEF (contrato principal), no montante de R\$ 3.800.000, para financiamento de parte dos empreendimentos de Angra 3, referente à importação de equipamentos e serviços. O prazo do contrato é de 25 anos, a partir da data de assinatura, com a taxa de juros de 6,5% a.a. De acordo com a cláusula 3ª – Liberação de Recursos, a realização fica condicionada ao prévio adimplemento de diversas condições estipuladas nesse contrato, dentre as quais consta a celebração do contrato de Garantia Fidejussória da União e do contrato em Contragarantia da ELETRONUCLEAR.

Como tais exigências não foram preenchidas no período programado, e como havia uma grande quantidade de faturas de equipamentos e serviços já vencidas, e também depois de diversas tratativas entre as partes, optou-se pela assinatura de um

#### a) Quadro dos financiamentos e empréstimos

DESCRIÇÃO	31/12/2017					31/12/2016				
	JUROS	PRINCIPAL		TOTAL	TX. EFETIVA	JUROS	PRINCIPAL		TOTAL	TX. EFETIVA
		CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE				CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE		
<b>ANGRAS 1 e 2:</b>										
ELETRONUCLEAR - ECF 2278 / ECF 2507 / ECF 2579	1.775	37.008	267.381	306.164	5,00%	-	34.161	301.544	335.705	5,00%
ELETRONUCLEAR - PSPE* - ECR 286 / ECF 3278	1.869	64.532	112.266	178.667	12,78%	2.435	91.613	118.499	212.547	17,00%
ELETRONUCLEAR - PLR - ECF 3250	-	-	-	-	12,78%	206	-	-	206	17,00%
ELETRONUCLEAR - INB - ECF 3284	1.492	110.833	-	112.325	16,13%	246	121.917	11.083	133.246	19,58%
ELETRONUCLEAR - PAE - ECF 3284	331	53.147	-	53.478	7,83%	-	-	-	-	-
<b>ANGRA 3:</b>										
ELETRONUCLEAR - RGR - ECF 2878	2.724	27.236	567.013	596.973	5,00%	-	-	594.250	594.250	5,00%
ELETRONUCLEAR - ECR 286	2.824	45.187	221.809	269.820	12,78%	456	49.292	234.135	283.883	17,00%
ELETRONUCLEAR - ECF 3341	2.153	44.445	115.556	162.154	16,13%	-	-	-	-	-
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcréditos A e B	11.188	94.092	3.511.195	3.616.475	8,72%	10.718	-	3.451.455	3.462.173	9,22%
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito C	17	4.395	11.354	15.766	10,20%	184	3.663	14.318	18.165	16,33%
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito D	20	4.195	13.984	18.199	10,32%	-	-	-	-	-
CEF - Nº 0410.351-27/13	14.498	41.131	3.170.888	3.226.517	6,70%	12.036	-	2.666.619	2.678.655	6,50%
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>38.891</b>	<b>526.201</b>	<b>7.991.446</b>	<b>8.556.538</b>		<b>26.281</b>	<b>300.646</b>	<b>7.391.903</b>	<b>7.718.830</b>	

\* É composto pelo empréstimo realizado em 2014 - R\$ 136.561 e em 2015 - R\$ 42.106, totalizando R\$ 178.667

#### b) Quadro das mutações dos financiamentos e empréstimos

MUTAÇÕES DOS FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS	EM R\$ MIL		
	MOEDA NACIONAL		TOTAL
	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	
Saldo em 31 de dezembro de 2016	326.927	7.391.903	7.718.830
Ingressos	41.900	529.200	571.100
Encargos - resultado	76.847	-	76.847
Encargos - investimento	557.170	15.659	572.829
Variação Monetária - resultado	47	-	47
Variação Monetária - investimento	952	39.639	40.591
Transferência para o não circulante	310.594	(310.594)	-
Incorporação de encargos ao principal	(325.639)	325.639	-
Pagamentos	(423.706)	-	(423.706)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	565.092	7.991.446	8.556.538

#### c) Dívida total com seus vencimentos programados

FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS POR VENCIMENTOS			
ANO	R\$ MIL		
	31/12/2017	31/12/2016	
2017	-	-	326.927
2018	565.090	-	234.012
2019	387.762	-	317.735
2020	401.371	-	330.511
2021	369.696	-	342.556
2022	371.111	-	336.378
Após 2022	6.461.508	-	5.830.711
<b>TOTAL</b>	<b>8.556.538</b>	<b>7.991.446</b>	<b>7.718.830</b>

subcontrato em 30/09/2013, denominado Empréstimo-Ponte nº 0418.626-06/2013, com garantia da Eletrobras, no valor de R\$ 1 bilhão, com a taxa de juros de 6,7% a.a., capitalizados e incorporados ao saldo devedor. Tal contrato já está assinado e registrado em cartório. Todos os saques previstos foram realizados e, em 27 de julho de 2015, foi efetuada a quitação final do referido contrato.

Com o contrato de garantia assinado pela União, em 17 de julho de 2015, o contrato principal de R\$ 3.800.000, firmado com a Caixa Econômica Federal – CEF, em 28 de junho de 2013, entrou em vigor em conformidade com o estipulado na Cláusula Vigésima Sexta – Eficácia.

Em 27 de julho de 2015, houve o lançamento contábil da quitação do novo saldo devedor da conta de curto prazo (R\$ 1.078.003) – Empréstimo-Ponte CEF, e foi contabilizado o valor do primeiro desembolso do contrato principal (R\$ 1.983.570) na conta de longo prazo.

Em 21 de março de 2016, foi realizado o segundo desembolso da CEF relativo ao contrato nº 0410.351-27/2013, no valor de R\$ 478.000, para o pagamento de faturas de importação de serviços e equipamentos.

Em decisão da diretoria do BNDES, em 12 de Julho de 2016, foi autorizada a renegociação da dívida do contrato nº 10.2.2032.1, assinado entre o BNDES e a ELETRONUCLEAR, em 23 de fevereiro de 2011, com a suspensão do início do pagamento do principal da dívida e a suspensão parcial do pagamento dos juros apurados mensalmente.

De acordo com os termos da renegociação definidos no Aditivo nº 4, firmado entre a ELETRONUCLEAR e o BNDES, em agosto de 2016, foi estabelecida a suspensão do pagamento do principal por 24 meses, compreendendo o período de 15 de julho de 2016 até 15 de junho de 2018. Conforme cláusula sexta do contrato em questão, o início da amortização do principal da dívida seria em 15 de julho de 2016.

Com relação aos encargos da dívida, foi suspenso o pagamento de 70% dos juros durante o período de 15 de julho de 2016 até 15 de fevereiro de 2017. Durante este período, 30% do montante de juros apurado foi liquidado financeiramente, enquanto que o restante foi capitalizado ao saldo devedor. A partir de 15 de outubro de 2017, a ELETRONUCLEAR iniciou o pagamento da totalidade do valor dos encargos apurados mensalmente.

Ainda nos termos do Aditivo nº 4, em razão da renegociação da dívida do Contrato nº 10.2.2032.1, a ELETRONUCLEAR ficou em débito com o BNDES no valor total de R\$ 16.795, acrescido do IOF, a título de Comissão de Renegociação, que foi incorporado ao saldo devedor do contrato em questão, na forma do Subcrédito C, que deverá ser pago em 54 parcelas, após um prazo de carência de 6 meses, sendo corrigido pela taxa média selic mais uma sobretaxa fixa e uma taxa de juros de 2,32% ao ano.

Em 08.03.2017, o BNDES autorizou nova renegociação da dívida referente ao Contrato de Financiamento nº 10.2.2032.1, destinado à construção do empreendimento de Angra 3. Nos termos aprovados, foi definido: I) a prorrogação, até 15.09.2017, da suspensão do pagamento do principal e de 70% dos juros apurados mensalmente, independente da celebração de aditivo contratual, mantendo a capitalização dos juros apurados não pagos; II) a manutenção da suspensão do pagamento do principal de 15.10.2017 até 15.01.2018, condicionada à comprovação ao BNDES até 15.09.2017: a) do pronunciamento favorável do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE quanto à viabilidade da continuidade da implantação do projeto; b) da vigência do contrato de execução das obras civis com a Andrade Gutierrez ou da publicação do edital de licitação de serviços de obras civis para conclusão do projeto; e c) da publicação dos editais de licitação para serviços de montagem eletromecânica do projeto; e III) a incorporação, ao saldo devedor do Contrato nº 10.2.2032.1, referente ao valor da Comissão de Renegociação, equivalente a 0,5% incidente sobre o saldo devedor total renegociado, acrescido de IOF, na forma do Subcrédito D.

O Subcrédito D deverá ser pago em 54 parcelas, após um prazo de carência de 6 meses, sendo corrigido pela taxa média selic mais uma Sobretaxa Fixa e uma taxa de Juros de 2,52% ao ano.

Em 14.03.2017, a Eletrobras, por meio da Deliberação nº DEL-061/2017 de seu Conselho de Administração, anuiu, na qualidade de fiadora e principal pagadora, as condições de renegociação no âmbito do Contrato de Financiamento nº 10.2.2032.1, celebrado entre a ELETRONUCLEAR e o BNDES.

Em 16.10.2017, a ELETRONUCLEAR iniciou a amortização do principal e passou a realizar o pagamento de 100% dos encargos dos Subcréditos A e B relativos ao contrato nº 10.2.2032.1, celebrado com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES para investimentos no empreendimento de Angra 3.

Segundo os termos aprovados no Aditivo nº 5 ao contrato com o BNDES, a manutenção da suspensão do principal de 15.10.2017 até 15.01.2018 estava condicionada à comprovação ao BNDES do pronunciamento favorável do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE quanto à viabilidade da continuidade da implantação do projeto até a data de 15.09.2017, o que acabou não se concretizando, visto que tal assunto não foi pautado em reunião extraordinária do CNPE.

Em 28.03.2017, a Eletrobras, por meio da Deliberação nº DEL-068/2017 de seu Conselho de Administração, aprovou a concessão de recursos à ELETRONUCLEAR no valor de R\$ 160 milhões, sob o Contrato de Financiamento nº ECF-3341, com recursos ordinários, tendo a finalidade de suportar a necessidade de contrapartidas em contratos internacionais de aquisição de equipamentos para o empreendimento Angra 3.

Em 05.04.2017, houve o primeiro desembolso de recursos no âmbito do Contrato nº ECF 3341/17 na ordem de R\$ 107 milhões. Em 27.04.2017, foi realizado o segundo desembolso, no valor de R\$ 53 milhões, totalizando a linha de crédito autorizada.

Em 21.07.2017, foi realizado o terceiro desembolso de recursos no âmbito do contrato nº 0410.351-27/2013, celebrado com a CEF, no valor total de R\$ 358 milhões, para pagamento de faturas de máquinas, equipamentos e serviços prestados por empresas estrangeiras.

##### Outras Aplicações - PAE

Em 14.08.2017, a Eletrobras, por meio da RES-557/2017 de sua Diretoria Executiva, aprovou a concessão de recursos à ELETRONUCLEAR no valor de R\$ 59 milhões, sob o Contrato de Financiamento nº ECF-3347, com recursos ordinários, para financiar os custos para implantação do Plano de Aposentadoria Extraordinária – PAE/2017. A carência do principal se dará até 31.01.2018 e a amortização do mesmo será realizada em 10 (dez) parcelas mensais, iguais e sucessivas, a primeira vencendo no dia 28 do mês subsequente ao vencimento da carência do principal.

O saldo devedor será reajustado anualmente, na data de aniversário do contrato, com base na variação "pro rata temporis" do IPCA calculado pelo IBGE. A taxa de juros do contrato será o equivalente a 7,83% a.a., sem incorporação ao principal na fase de carência e calculado "pro rata temporis" sobre o saldo devedor corrigido, com pagamento no dia 30 de cada mês após a liberação dos recursos. Haverá ainda pagamento de taxa de administração de 0,5% a.a., também calculado "pro rata temporis" sobre o saldo devedor corrigido.

Em 16.10.2017, houve a liberação da primeira parcela do contrato de financiamento nº ECF 3347/17, no valor de R\$ 11,2 milhões, mediante solicitação de desembolso enviada pela ELETRONUCLEAR, para pagamento dos primeiros desligamentos ocorridos no âmbito do PAE/2017.

Em 04.12.2017, foi liberada a segunda parcela do referido contrato, totalizando R\$ 41,9 milhões para cobrir os custos dos desligamentos ocorridos até dezembro de 2017, limitado a 90% do valor global da linha de crédito. A liberação dos 10% restantes só foi realizada em janeiro de 2018, após apresentação da prestação de contas de todos os pagamentos realizados no PAE/2017.

##### Reestruturação do Serviço da Dívida

Em 18.09.2017, a Eletrobras, por meio da Resolução nº RES-621/2017 de sua Diretoria Executiva, aprovou a suspensão da exigibilidade do principal, sem incorporação dos juros, dos contratos ECR-286/14 (RES-0627/14), ECF-3278/15 (RES-0653/15) e ECF-3284/16, durante o período de 1º de Setembro de 2017 a 31 de Janeiro de 2018.

Em 23.02.2018, a Eletrobras, por meio da Deliberação nº DEL-030/2018 de seu Conselho de Administração, aprovou a renegociação do serviço da dívida dos seguintes contratos de financiamento, com recursos ordinários, firmados com a ELETRONUCLEAR: ECF-3278/15, ECF-3284/16 e ECF 3347/17, alterando as respectivas cláusulas de amortização, com o alongamento do prazo de pagamento do saldo devedor, sem alteração nas demais cláusulas, conforme divulgado na nota explicativa 37.

#### NOTA 18 – IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS - PASSIVO

A seguir, a composição das obrigações com tributos e contribuições sociais que se apresentam consignados no passivo circulante e não circulante, e que compõem as obrigações correntes, na sua totalidade, a vencer e sem registro de qualquer inadimplência, e os passivos fiscais diferidos.

IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	R\$ MIL		R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
	CIRCULANTE	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
I.R.P.J. Parcelamento	1.273	1.273	2.652	3.924
IRRF - Folha de pagamento	18.306	15.997	-	-
ISS sobre importação e outros	2.850	3.344	-	-
ICMS - DIFAL	6.296	6.779	-	-
COSIRF	5.087	3.807	-	-
INSS	11.323	12.427	-	-
IPTU Acordo Angra	4.384	4.384	9.864	14.249
PASEP e COFINS	15.316	18.470	-	-
PASEP e				

DESCRIÇÃO	PASSIVO FISCAL DIFERIDO - R\$ MIL									
	31/12/2017					31/12/2016				
	VALOR BASE	Contrib. Social	Imposto de Renda	TOTAL	VALOR BASE	Contrib. Social	Imposto de Renda	TOTAL		
AVP - obrigação p/ desmobilização	418.296	37.647	104.574	142.221	507.346	45.661	126.837	172.498		
Provisão para PLR dos empregados	(50.239)	(4.522)	(12.560)	(17.081)	(56.570)	(5.091)	(14.143)	(19.234)		
Corr.monetária imobilizado 1995 a 1997	149.609	13.465	37.402	50.867	160.985	14.489	40.246	54.735		
Imobilizado da desmobilização-AVP	(18.169)	(1.635)	(4.542)	(6.177)	(25.012)	(2.251)	(6.253)	(8.504)		
Imobilizado da desmobilização-Custo	(56.653)	(5.099)	(14.163)	(19.262)	(25.528)	(2.298)	(6.382)	(8.680)		
Outros ajustes CPC	(439.586)	(39.563)	(109.897)	(149.459)	(343.349)	(30.901)	(85.837)	(116.739)		
Baixa despesas administrativas	(193.604)	(17.424)	(48.401)	(65.825)	(193.604)	(17.424)	(48.401)	(65.825)		
Provisão Impairment Angra 3	(9.900.353)	(891.032)	(2.475.088)	(3.366.120)	(8.949.393)	(805.445)	(2.237.348)	(3.042.794)		
Provisão Contrato Oneroso Angra 3	(1.388.843)	(124.996)	(347.211)	(472.207)	(1.350.241)	(121.522)	(337.560)	(459.082)		
Ajuste CPC - Baixa de Angra 3	(689.197)	(62.028)	(172.299)	(234.327)	(689.197)	(62.028)	(172.299)	(234.327)		
Transfer. de estoque para o Imobilizado	(144.791)	(13.031)	(36.198)	(49.229)	(116.405)	(10.476)	(29.101)	(39.578)		
Receita financeira capitalizada no Imobilizado	(96.970)	(8.727)	(24.243)	(32.970)	(88.701)	(7.983)	(22.175)	(30.158)		
Provisão benefício pós-emprego	62.121	5.591	15.530	21.121	47.662	4.290	11.916	16.205		
Provisão p/ créditos de liquidação duvidosa	(105.989)	(9.539)	(26.497)	(36.036)	(101.924)	(9.173)	(25.481)	(34.654)		
Provisão para risco	(213.739)	(19.237)	(53.435)	(72.671)	(179.058)	(16.115)	(44.765)	(60.880)		
Provisão para desvalorização de títulos	(1.532)	(13)	(383)	(521)	(1.532)	(138)	(383)	(521)		
Provisão plano incentivo - PSPE/PAE	(77.965)	(7.017)	(19.491)	(26.508)	(36.389)	(3.275)	(9.097)	(12.372)		
D. Fin - Encargos de Dívidas Transf p/invest	1.084.457	97.601	271.114	368.715	511.628	46.047	127.907	173.954		
D. Fin - Var. Monet. Dívidas Transf p/invest	88.855	7.997	22.214	30.211	48.265	4.344	12.066	16.410		
<b>SUBTOTAL</b>	<b>(11.574.292)</b>	<b>(1.041.686)</b>	<b>(2.893.573)</b>	<b>(3.935.259)</b>	<b>(10.881.017)</b>	<b>(979.292)</b>	<b>(2.720.254)</b>	<b>(3.699.546)</b>		
Compensação com prejuízos fiscais de exercícios anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-		
<b>SUBTOTAL</b>	<b>(11.574.292)</b>	<b>(1.041.686)</b>	<b>(2.893.573)</b>	<b>(3.935.259)</b>	<b>(10.881.017)</b>	<b>(979.292)</b>	<b>(2.720.254)</b>	<b>(3.699.546)</b>		
(-)Ativo Diferido	11.574.292	1.041.686	2.893.573	3.935.259	10.881.017	979.292	2.720.254	3.699.546		
Outros resultados abrangentes	159.962	14.397	39.991	54.387	166.257	14.963	41.564	56.527		
(-) Outros resultados abrangentes	(159.962)	(14.397)	(39.991)	(54.387)	(166.257)	(14.963)	(41.564)	(56.527)		
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>		

Em 15.02.2016, a Companhia recebeu a notificação de lançamento de Imposto sobre a Propriedade Predial e Territorial Urbana – IPTU, no valor total de R\$ 27.462 (principal de R\$ 15.484), pela Prefeitura Municipal de Angra dos Reis - PMAR, referente à inscrição imobiliária das áreas de sua propriedade na Central Nuclear Almirante Álvaro CNAEA.

Os valores lançados em cobrança retroativa, para os exercícios de 2010 a 2015, referem-se a áreas adicionais de terreno, que foram acrescidas ao cadastro imobiliário em processo administrativo requerido pela própria administração da Companhia em 13.11.2015. Ocorre que, o Município, ao efetuar tais alterações em seu cadastro, efetuou também o lançamento retroativo das diferenças apuradas para os exercícios de 2010 a 2015, com a incidência de juros de mora (R\$ 8.134) e correção monetária (R\$ 3.844).

Em 16.03.2016, a Companhia requereu, junto à PMAR, o parcelamento para os lançamentos efetuados entre os exercícios de 2011 a 2015, no valor total de R\$ 21.921 (principal de R\$ 13.326) em 60 parcelas mensais.

O lançamento efetuado para o exercício de 2010, no valor total de R\$ 5.541 (principal de R\$ 2.158), foi impugnado por se entender que estão presentes os pressupostos para alegações de decadência da cobrança deste lançamento.

#### NOTA 19 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

Composição	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Provisão de férias e gratificação de férias	43.667	47.449
Encargos sociais sobre provisão de férias	26.955	28.009
Provisão de 13º salário	(37)	44
<b>TOTAL</b>	<b>70.585</b>	<b>75.502</b>

#### NOTA 20 – ENCARGOS SETORIAIS

Composição	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
RGR	28.528	11.489
Taxa de fiscalização da Aneel	867	732
<b>TOTAL</b>	<b>29.395</b>	<b>12.221</b>

#### NOTA 21 – BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO	R\$ MIL		R\$ MIL	
	ATIVO CIRCULANTE		ATIVO NÃO CIRCULANTE	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Contrato Pactuação Obrigação Financeira	3.069	2.853	18.759	21.411
Provisão Atuarial	-	-	48.725	48.540
<b>TOTAL</b>	<b>3.069</b>	<b>2.853</b>	<b>67.484</b>	<b>69.951</b>

A ELETRONUCLEAR é uma das patrocinadoras da REAL GRANDEZA – Fundação de Previdência e Assistência Social e do NUCLEOS – Instituto de Seguridade Social, entidades fechadas sem fins lucrativos, que tem por finalidade complementar benefícios previdenciários de seus participantes.

#### I) FUNDAÇÃO REAL GRANDEZA

A REAL GRANDEZA – Fundação de Previdência e Assistência Social tem como suas Patrocinadoras a Eletronuclear S.A. – ELETRONUCLEAR, Furnas Centrais Elétricas S.A. e a REAL GRANDEZA – Fundação de Previdência e Assistência Social.

Atualmente, a REAL GRANDEZA administra dois planos de benefícios: um na modalidade de Benefícios Definido – BD e outro na modalidade de Contribuição Definida – CD e em ambos o regime atuarial de financiamento é o de capitalização. A ELETRONUCLEAR só tem participação no Plano BD.

Segundo as disposições do Regulamento do Plano BD, a contribuição normal da ELETRONUCLEAR é composta de uma parcela mensal equivalente a dos participantes ativos que é de: 1,5% sobre a parcela dos salários até ½ teto de contribuição da Previdência Social; 3% sobre a parcela dos salários de ½ teto até 1 teto de contribuição da Previdência Social e 9% sobre a parcela dos salários acima de 1 teto de contribuição da Previdência Social.

A ELETRONUCLEAR apropriou no exercício o valor de R\$ 5.339 (R\$ 5.081 em 31 de dezembro de 2016) para cobertura das despesas administrativas do Plano BD.

As encerramentos do exercício, a ELETRONUCLEAR não apresentava débitos previdenciários vencidos com a REAL GRANDEZA.

#### II) NUCLEOS

O NUCLEOS - Instituto de Seguridade Social tem como suas Patrocinadoras: Eletronuclear S.A. - ELETRONUCLEAR; Indústrias Nucleares do Brasil S.A. - INB; Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A. - NUCLEP e NUCLEOS - Instituto de Seguridade Social.

O atual plano de benefícios do NUCLEOS é do tipo Benefício Definido – Plano BD e o seu regime atuarial de financiamento é o de capitalização individual.

Segundo as disposições contidas no Plano Básico de Benefícios, o custeio da entidade, reavaliado anualmente, aponta que a ELETRONUCLEAR deverá contribuir mensalmente com uma parcela equivalente à aplicação de uma taxa de 10,62% sobre a folha salarial de empregados participantes do NUCLEOS, sendo 8,36% correspondente ao custo normal e 2,26% para a cobertura da provisão matemática a constituir - serviço passado. Mensalmente é realizada a Paridade Contributiva, sendo efetuado o encontro de contas entre as contribuições patronais e dos participantes do Plano Básico de Benefícios – PBB.

Considerando que o parágrafo 3º, do artigo 202, da Emenda Constitucional nº 20, de 15 de dezembro de 1998, dispõe que é vedado o aporte de recursos à entidade de previdência privada por sociedades de economia mista e outras entidades públicas, salvo na qualidade de patrocinador, situação na qual, em hipótese alguma, sua contribuição normal poderá exceder a do participante.

Considerando, ainda, que os participantes do NUCLEOS contribuem para a entidade com uma parcela mensal equivalente, em média, à aplicação de uma taxa de 3,92% da mesma folha, conclui-se que a relação entre as taxas de contribuição normal da Patrocinadora e dos participantes atende à determinação legal contida no parágrafo anterior.

A contribuição de 4,33%, vertida pela ELETRONUCLEAR ao NUCLEOS, para a cobertura da provisão matemática a constituir - serviço passado é referente ao pagamento de 240 prestações mensais, a partir de dezembro de 2000 até junho de 2020, com incidência inclusive sobre o 13º salário de cada ano, para cobertura de compromissos especiais em função da reserva de tempo anterior.

As encerramentos do exercício, a ELETRONUCLEAR não apresentava débitos vencidos com o NUCLEOS.

Os ativos dos planos BD são mantidos separadamente daqueles da Companhia e são contabilizados e controlados pela REAL GRANDEZA e NUCLEOS.

Os registros contábeis e as notas explicativas, decorrentes dos cálculos atuariais, foram consignados com base no laudo atuarial emitido por atuário independente.

O perfil populacional dos participantes dos Planos BD está abaixo demonstrado:

DADOS POPULACIONAIS	2017		2016	
	REAL GRANDEZA	NUCLEOS	REAL GRANDEZA	NUCLEOS
1. Participantes ativos				
1.1. Participantes - nº	352	1.355	379	1.334
1.2. Idade Média	55,42	46,03	53,31	44,12
1.3 Salário Médio em R\$	14.951,52	11.008,74	13.080,52	10.608,03
2. Aposentados				
2.1. Participantes Aposentados - nº	663	400	655	396
2.2. Idade Média	65,13	68,63	64,22	66,91
2.3. Benefício Médio em R\$	11.577,64	9.066,61	10.821,08	8.579,89
3. Pensionistas				
3.1. Participantes Pensionistas - nº	75	93	73	89
3.2. Benefício Médio em R\$	2.910,81	4.141,71	2.830,68	4.732,64
<b>TOTAL</b>	<b>1.090</b>	<b>1.848</b>	<b>1.107</b>	<b>1.819</b>

A conciliação dos passivos dos planos de benefícios está apresentada a seguir:

Planos de benefícios definidos - Valores reconhecidos no Balanço Patrimonial e Demonstração do Resultado do Exercício	2017					2016				
	Plano BD	Plano BD	SAÚDE	PID/PAE	TOTAL	Plano BD	Plano BD	SAÚDE	PID	TOTAL
	REAL GRANDEZA	NUCLEOS				REAL GRANDEZA	NUCLEOS			
Valor presente das obrigações atuariais parciais ou totalmente cobertas	1.761.241	1.127.572	18.288	30.437	2.937.538	1.625.136	1.062.264	13.501	-	2.700.901
Valor justo dos ativos do plano (-)	(1.903.264)	(1.334.248)	-	-	(3.237.512)	(1.788.698)	(1.164.739)	-	-	(2.953.437)
<b>Passivo/(Ativo) Líquido</b>	<b>(142.023)</b>	<b>(206.676)</b>	<b>18.288</b>	<b>30.437</b>	<b>(299.974)</b>	<b>(163.562)</b>	<b>(102.475)</b>	<b>13.501</b>	<b>-</b>	<b>(252.536)</b>
Efeito da restrição sobre o ativo	142.023	206.676	-	-	348.699	163.562	102.475	-	-	266.037
Divida financeira contratada entre patrocinador e plano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valor do Passivo/(Ativo) do benefício pós-emprego	-	-	18.288	30.437	18.288	-	-	13.501	-	13.501
Custo do serviço corrente	(9.538)	6.159	696	3.361	678	(14.033)	3.591	432	2.282	(7.728)
Custo de juros sobre as obrigações atuariais	-	-	598	-	598	-	-	1.450	-	1.450
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	(9.538)	6.159	1.294	3.361	1.276	(14.033)	3.591	1.882	2.282	(6.278)

A movimentação do valor presente das obrigações e do valor presente do ativo dos planos de benefícios estão apresentadas a seguir:

DESCRIPTIVO	2017			
	Plano BD	Plano BD	SAÚDE	TOTAL
	REAL GRANDEZA	NUCLEOS		
<b>Alterações nas obrigações</b>				
Valor das obrigações atuariais no início do ano	1.625.136	1.062.264	13.501	2.700.901
Custo de serviços corrente líquido	13.189	25.376	696	39.261
Custo de juros	172.818	113.395	598	286.811
Benefícios pagos	(102.673)	(50.512)	(57.982)	(211.167)
(Ganhos) perdas decorrentes de mensuração	52.771	(22.951)	61.475	91.295
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	-	-	-	-
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	69.080	45.944	2.146	117.170
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	(16.309)	(68.895)	59.329	(25.875)
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	1.761.241	1.127.572	18.288	2.907.101
<b>Alterações nos ativos financeiros</b>				
Valor justo dos ativos no início do ano	1.788.698	1.164.739	-	2.953.437
Receita de Juros	192.461	127.105	-	319.566
Contribuições patronais	5.634	26.370	57.982	89.986
Contribuições de participantes do plano	22.727	19.217	-	41.944
Benefícios pagos / adiantados	(102.673)	(50.513)	(57.982)	(211.168)
Ganhos (perdas) decorrentes da mensuração	(3.583)	47.330	-	43.747
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em receita de juros)	(3.583)	47.330	-	43.747
Valor justo dos ativos no fim do exercício	1.903.264	1.334.248	-	3.237.512

#### a) Termos de compromissos

##### a.1) Contrato de pactuação de obrigação

Em 07 de fevereiro de 2013, a Real Grandeza firmou com a ELETRONUCLEAR o contrato de pactuação de obrigação, com respectivo parcelamento de pagamento, relativo às contribuições amortizantes destinadas ao plano de benefício definido da Real Grandeza. O montante da dívida foi corrigido nos termos contratuais na variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC/IBGE), e acrescido de juros de 6% ao ano, a ser pago em 109 parcelas mensais e sucessivas, a partir de fevereiro de 2015, conforme Termo de Segundo Aditamento firmado entre as partes em 10 de novembro de 2014.

O saldo dessa obrigação, em 31 de dezembro de 2017, monta R\$ 21.828 (R\$ 24.264 em 31 de dezembro de 2016), R\$ 3.069 classificados no passivo circulante e R\$ 18.759 no passivo não circulante.

##### a.2) Dívida total por vencimento

Os contratos têm o seguinte perfil de vencimento:

ANO	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
2017	-	2.853
2018	3.069	3.010
2019	3.238	3.176
2020	3.416	3.350
2021	3.604	3.535
2022	3.802	3.729
Após 2022	4.700	4.611
<b>TOTAL</b>	<b>21.828</b>	<b>24.264</b>

#### b) Outros benefícios pós-emprego – Saúde

A Companhia possui um programa de assistência médica aos empregados e dependentes, estendendo-o a inativos e pensionistas.

#### c) Provisão atuarial – Benefício pós-emprego

PROVISÃO	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
SAÚDE	18.288	13.501
PID	17.829	35.039
PAE	12.608	-
<b>TOTAL</b>	<b>48.725</b>	<b>48.540</b>

#### d) Efeitos dos Planos BD, Assistência Saúde, PID

##### d.1) Hipóteses Atuariais e Econômicas

	Hipóteses Econômicas 2017				
	REAL GRANDEZA	NUCLEOS	SAÚDE	PID	PAE
Taxa de juros de desconto atuarial anual (i)	9,61%	9,7			

DESCRIÇÃO	2016			
	Plano BD REAL GRANDEZA	Plano BD NUCLEOS	SAÚDE	TOTAL
<b>Alterações nas obrigações</b>				
Valor das obrigações atuariais no início do ano	1.258.150	803.671	11.083	2.072.904
Custo de serviços corrente líquido	7.618	21.898	432	29.948
Custo de juros	162.493	102.707	1.450	266.650
Benefícios pagos	(94.828)	(49.645)	(15.513)	(159.986)
(Ganhos) perdas decorrentes de remensuração	291.702	183.634	16.049	491.385
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	-	-	-	-
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	247.361	178.201	2.697	428.259
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	44.341	5.433	13.352	63.126
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	1.625.135	1.062.265	13.501	2.700.901
<b>Alterações nos ativos financeiros</b>				
Valor justo dos ativos no início do ano	1.384.184	957.276	-	2.341.460
Receita de Juros	181.534	125.955	-	307.489
Contribuições patronais	7.881	24.353	15.513	47.747
Contribuições de participantes do plano	21.650	18.307	-	39.957
Benefícios pagos / adiantados	(94.828)	(49.645)	(15.513)	(159.986)
Ganhos (perdas) decorrentes da remensuração	288.277	88.493	-	376.770
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em receita de juros)	288.277	88.493	-	376.770
Valor justo dos ativos no fim do exercício	1.788.698	1.164.739	-	2.953.437

As principais categorias de ativos do plano no final do período de relatório e que impactam o retorno dos ativos do plano são apresentadas a seguir:

CATEGORIA DO ATIVO	2017		2016	
	Plano BD REAL GRANDEZA	Plano BD NUCLEOS	Plano BD REAL GRANDEZA	Plano BD NUCLEOS
Disponível	34	38	532	104
Realizável (Previdenciário e Administrativo)	24.905	197.160	30.440	198.579
Investimento em Renda Fixa	1.556.467	1.007.179	1.391.002	859.170
Investimento em Renda Variável	227.793	176.851	273.185	158.846
Investimentos Estruturados	34.602	112.685	33.779	104.732
Outros recebíveis	-	-	-	-
Investimentos Imobiliários	71.049	30.379	72.938	33.369
Empréstimos e Financiamentos	37.157	6.925	36.943	6.579
Outros	(4.591)	(32.549)	(6.200)	(586)
(-) Recursos a receber - patrocinador	(10.423)	(188.230)	(3.270)	(189.992)
(-) Exigíveis Previdenciais	-	-	-	-
(-) Exigíveis Contingencial	(13.938)	30.924	(20.457)	(362)
(-) Fundo de Investimentos	(11.568)	(1.524)	(10.257)	(1.191)
(-) Fundo Administrativo	(7.784)	(5.453)	(9.937)	(4.509)
<b>TOTAL</b>	<b>1.903.703</b>	<b>1.334.385</b>	<b>1.788.698</b>	<b>1.164.739</b>

Os valores justos dos instrumentos de capital e de dívida são determinados com base em preços de mercado cotados em mercados ativos enquanto os valores justos dos investimentos imobiliários não são baseados em preços de mercado cotados em mercados ativos.

### d.3) Resumo dos impactos reconhecidos em outros resultados abrangentes

Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados	31.12.2017	31.12.2016
Programa Previdenciário Real Grandeza	224.976	213.922
Programa Previdenciário Nucleos	(35.025)	(55.235)
Programa de seguro	-	-
Programa de Saúde	69.043	7.569
<b>TOTAL</b>	<b>258.994</b>	<b>166.256</b>

DESCRIÇÃO	2017			
	Plano BD REAL GRANDEZA	Plano BD NUCLEOS	SAÚDE	TOTAL
Mensuração do valor líquido do passivo de benefício definido reconhecidos no ORA no exercício	-	-	-	-
Ganhos (perdas) atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	-	-	-	-
Ganhos (perdas) atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	(69.080)	(45.944)	(2.145)	(117.169)
Ganhos (perdas) atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	16.309	68.895	(59.329)	25.875
Retorno sobre ativos do plano	(3.583)	47.330	-	43.747
Ajustes a restrições ao ativo de benefício definido	41.183	(90.491)	-	(49.308)
Ajustes saldo da dívida	4.117	-	-	4.117
Componentes de custo de benefício definido reconhecidos em outros resultados abrangentes	(11.054)	(20.210)	(61.474)	(92.738)

DESCRIÇÃO	2016			
	Plano BD REAL GRANDEZA	Plano BD NUCLEOS	SAÚDE	TOTAL
Mensuração do valor líquido do passivo de benefício definido reconhecidos no ORA no exercício	-	-	-	-
Ganhos (perdas) atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	-	32.795	-	32.795
Ganhos (perdas) atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	(247.361)	(178.201)	(2.697)	(428.259)
Ganhos (perdas) atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	(44.341)	(38.227)	(13.352)	(95.920)
Retorno sobre ativos do plano	288.277	88.493	-	376.770
Ajustes a restrições ao ativo de benefício definido	(18.489)	74.378	-	55.889
Ajustes saldo da dívida	(25.872)	-	-	(25.872)
Componentes de custo de benefício definido reconhecidos em outros resultados abrangentes	(47.786)	(20.762)	(16.049)	(84.597)

### e) Contribuições patronais esperadas para o próximo exercício

A Companhia espera contribuir com R\$ 32.349 (Plano Real Grandeza R\$ 5.980 e Nucleos R\$ 26.369) para os planos de benefícios definidos durante o próximo exercício.

A duração média ponderada da obrigação de benefício definido da REAL GRANDEZA é de 11,83 anos e do NUCLEOS é de 12,73 anos.

Análise dos vencimentos esperados de benefícios não descontados de planos de benefício definido:

#### REAL GRANDEZA

	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	TOTAL
Em 31 de Dezembro de 2017	110.451	115.842	366.439	614.561	1.207.293

#### NUCLEOS

	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	TOTAL
Em 31 de Dezembro de 2017	62.225	63.543	199.890	349.600	675.258

### f) Efeitos da variação percentual nas premissas atuariais significativas

As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são: taxa de desconto, aumento nos custos médicos e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças, razoavelmente possíveis, das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

#### Plano de Benefício Definido REAL GRANDEZA

- Se a taxa de desconto fosse 0,25% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 45.980 (aumento de R\$ 48.137).
- Se a expectativa de vida aumentasse (diminuisse) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 31.336 (aumento de R\$ 30.437).

#### Plano de Benefício Definido NUCLEOS

- Se a taxa de desconto fosse 0,25% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 34.539 (aumento de R\$ 36.430).
- Se a expectativa de vida aumentasse (diminuisse) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 17.727 (aumento de R\$ 17.187).

#### Plano de Saúde

- Se os custos médicos fossem 0,25% mais altos (baixos), a obrigação de benefício definido teria aumento de R\$ 973 (redução de R\$ 901).

#### Plano de Incentivo de Desligamento - PID

- Se os custos médicos fossem 0,25% mais altos (baixos), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 55 (aumento de R\$ 55).

#### Plano de Incentivo de Desligamento - PAE

- Se os custos médicos fossem 0,25% mais altos (baixos), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 76 (aumento de R\$ 77).

### NOTA 22 – PROVISÃO PARA PLANOS DE INCENTIVO DE DESLIGAMENTO

A Companhia instituiu, em fevereiro de 2014, o Plano de Sucessão Programada dos Empregados – PSPE conforme aprovado na 282ª reunião do Conselho de Administração da ELETRONUCLEAR, de 19/12/2012, com o início das adesões em março de 2014 e término em abril de 2014. Ocorreram 341 desligamentos até 31 de dezembro de 2014, 277 até 31 de dezembro de 2015, 1 em fevereiro de 2016, e o último em maio de 2016.

Em 2017, o Plano de Aposentadoria Extraordinária – PAE foi aprovado pela Diretoria Executiva na 1352ª reunião realizada em 23/05/2017 e pelo Conselho de Administração da ELETRONUCLEAR, na 360ª reunião realizada em 25/05/2017, com início das adesões para Maio de 2017 e término em 31 de Julho de 2017. Ocorreram 185 desligamentos entre Julho de 2017 e dezembro 2017.

A ELETRONUCLEAR reconheceu, em 2017, a provisão de R\$ 108.266 e a baixa de provisão de R\$ 66.690 referentes ao incentivo e plano de saúde dos funcionários incentivados. Em 31 de dezembro de 2017, o saldo da provisão é R\$ 77.965 (R\$ 36.389 em dezembro de 2016).

Descritivo	PLANOS DE INCENTIVO DE DESLIGAMENTO 2017 - R\$ MIL			
	31/12/2016	31/12/2017		
		Provisão	Baixa	Saldo
<b>Circulante</b>				
Incentivo - PAE	-	50.833	(50.833)	-
Plano Médico - PSPE	10.961	9.330	-	20.291
Plano Médico - PAE	-	6.380	-	6.380
<b>Subtotal</b>	<b>10.961</b>	<b>66.543</b>	<b>(50.833)</b>	<b>26.671</b>
<b>Não Circulante</b>				
Plano Médico - PSPE	25.428	16.203	(14.848)	26.783
Plano Médico - PAE	-	25.520	(1.009)	24.511
<b>Subtotal</b>	<b>25.428</b>	<b>41.723</b>	<b>(15.857)</b>	<b>51.294</b>
<b>TOTAL</b>	<b>36.389</b>	<b>108.266</b>	<b>(66.690)</b>	<b>77.965</b>

### NOTA 23 – PROVISÕES PARA RISCOS

A Companhia, amparada pela sua Procuradoria Jurídica, mantém o registro no passivo não circulante, de provisões para contingências judiciais que atendem os critérios de reconhecimento apresentados no CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, conforme quadro abaixo:

#### a) Composição

CONTINGÊNCIAS	R\$ MIL			
	31/12/2017		31/12/2016	
	Provisão Acumulada	Depósitos Judiciais	Provisão Acumulada	Depósitos Judiciais
<b>- TRABALHISTA</b>				
Principal	100.776	19.886	60.891	17.126
Atualização	24.894	10.304	31.103	8.839
<b>Subtotal</b>	<b>125.670</b>	<b>30.190</b>	<b>91.994</b>	<b>25.965</b>
<b>- TRIBUTÁRIA</b>				
Principal	13.124	28.232	14.428	32.562
Principal/Tributos Federais/Estaduais	117	-	217	80
INSS	13.007	28.232	14.211	32.482
Atualização	24.098	17.072	25.988	20.701
<b>Subtotal</b>	<b>37.222</b>	<b>45.304</b>	<b>40.416</b>	<b>53.263</b>
<b>- CIVEL</b>				
Principal	5.981	91	2.075	151
Atualização	4.171	13	4.355	49
<b>Subtotal</b>	<b>10.152</b>	<b>104</b>	<b>6.430</b>	<b>200</b>
<b>- AMBIENTAL</b>				
Principal	21.257	-	20.793	-
Atualização	6.198	-	6.185	-
<b>Subtotal</b>	<b>27.455</b>	<b>-</b>	<b>26.978</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL</b>	<b>200.499</b>	<b>75.598</b>	<b>165.818</b>	<b>79.428</b>

Os depósitos judiciais apresentados no quadro acima são apenas aqueles vinculados às contingências de perda provável. Os demais depósitos judiciais da Companhia estão divulgados na Nota 12.

Os processos judiciais, avaliados como de perda possível, movidos contra a Companhia e, portanto não provisionados, montam R\$ 1.007.944 atualizados em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 402.249 em 31 de dezembro de 2016), sendo R\$ 844.646 de processos de natureza trabalhista (R\$ 279.734 em 31 de dezembro de 2016), R\$ 130.552 de ações tributárias (R\$ 121.771 em 31 de dezembro de 2016), R\$ 32.746 de ações cíveis (R\$ 744 em 31 de dezembro de 2016).

Dentre as ações de causas prováveis e possíveis, e, que apresentam valores avaliados com perda superiores a 1% da Receita Operacional Líquida (acima de R\$ 28.056), destacam-se:

a) Execução de Título Extrajudicial n. 0278726-06.2017.8.19.0001	
<b>Instância / Juízo</b>	[1ª] Instância - [32ª] Vara Federal do Rio de Janeiro
<b>Partes</b>	Arcadis Logos (autora) x Eletronuclear (Ré)
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	Valor atualizado: R\$ 36.413.582,24
<b>Objeto:</b>	Demanda ajuizada para exigir o pagamento correspondente ao cumprimento de obrigações contratuais. Processo sem sentença, em fase de 1º Grau de Jurisdição. Foram interpostos embargos à execução de n. 0018092-91.2018.8.19.0001.
<b>Expectativa de Perda</b>	Provável

b) Reclamatória Trabalhista n. 0064500-25.1989.5.1.0029	
<b>Instância / Juízo</b>	[1ª] Instância - [29ª] Vara do Trabalho da Capital do Rio de Janeiro
<b>Partes</b>	Sindicato dos Engenheiros do Estado do RJ – SENGE (Substituindo cerca de 245 empregados e ex-empregados) x Eletronuclear (Reclamada)
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	R\$ 418.993.058,99 (Data base de Dez/2017)
<b>Objeto:</b>	URP/1989 – Plano Econômico. A controvérsia principal do processo reside na interpretação da coisa julgada que delimitou o pagamento do índice da URP apenas do mês de fevereiro de 1989. Contudo, em fase de liquidação a outra parte alegou que deve ser aplicado o índice de 26,05% mês a mês até sua incorporação na remuneração dos substituídos ou até sua demissão. Há possibilidade de ter decisão judicial homologando o valor histórico de R\$ 359.670.661,31, calculado pelo perito judicial em 2014. Ressalte-se que a Advocacia Geral da União – AGU ingressou nos autos. A AGU tem tese jurídica que se alinha à defesa da Eletronuclear, ao explicitar que: [1] a decisão em fase de liquidação/ execução que estabelece direito à incorporação da URP/1989 na remuneração dos substituídos ofende a decisão já transitada em julgado; [2] o valor exigido com base na decisão transitada em julgado, ou seja, o pagamento da URP relativa apenas ao mês de fevereiro de 1989, já foi adimplido, por conta da existência de Acordo Coletivo pactuado em 1989, entre as partes da presente ação judicial, cujo conteúdo trata especificadamente da quitação da URP/1989. No momento há laudo emitido pelo perito do Juízo entendendo que os valores contidos no acordo acima foram pagos.
<b>Expectativa de Perda</b>	Possível

c) Execução Fiscal n. 0003767-29.2009.8.19.0001	
<b>Instância / Juízo</b>	[1ª] Instância - [11ª] Vara de Fazenda Pública do Tribunal de Justiça do Estado do RJ
<b>Partes</b>	Estado do Rio de Janeiro (Exequente) x Eletronuclear (Executada)
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	Valor atualizado: R\$ 107.847.642,22
<b>Objeto:</b>	No auto de infração nº 01.134725-9 é exigida a certidão n. 2008/027.141-2, crédito tributário exigido na presente execução fiscal. Em síntese, a Receita Estadual descreve que a Companhia realizou creditamento indevido de ICMS, por utilizar documentação incorreta e inidônea. Em contraponto a Companhia argumenta que os documentos utilizados para o creditamento são idôneos, já que por ser Furnas responsável pela importação antes da cisão, por sucessão universal de direitos e obrigações, a Companhia passou a ser detentora do crédito, de toda forma, assevera também que não utilizou tais créditos. Foram ajuizados os embargos à execução de n. 0404842-28.2015.8.19.0001 pela Eletronuclear. Há um seguro garantindo o Juízo, o que possibilita a emissão da certidão tributária estadual e o impedimento de penhora <i>on line</i> das contas da Companhia. O processo está em fase pericial.
<b>Expectativa de Perda</b>	Possível

d) Ação Cível n. 0508930-19.2016.4.02.5101	
<b>Instância / Juízo</b>	[1ª] Instância - [32ª] Vara Federal do Rio de Janeiro
<b>Partes</b>	Consórcio Angramon (Autor) x Eletronuclear (Ré)
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	Valor atualizado: R\$ 31.388.669,22
<b>Objeto:</b>	Sentença de 1º Grau desfavorável à Companhia. A autora busca a declaração de rescisão dos contratos e levantamento das garantias contratuais. Houve condenação da ETN ao pagamento de honorários fixados a razão de 1% do valor atualizado da causa que monta R\$ 3.122.008.078,28, bem como o Juízo julgou procedente quanto à decretação de rescisão dos contratos GAC.T/CT - 4500167239 e GAC.T/CT - 4500167242, em razão da falta de pagamento das obrigações por parte da ré por período superior a 90 (noventa) dias, nos termos do art. 78, XV, da Lei 8.666/93 e da cláusula 25.1.11 dos contratos.
<b>Expectativa de Perda</b>	Possível

e) Reclamatória Trabalhista n. 0010786-77.2015.5.08.0116	
<b>Instância / Juízo</b>	[1ª] Instância - 1ª Vara do Trabalho de Paragominas
<b>Partes</b>	Maria Raimunda Viana de Oliveira e outros (Autores) x Eletronuclear (Reclamada) e Outros
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	Valor atualizado: R\$ 34.207.622,80
<b>Objeto:</b>	Trata-se de demanda ajuizada por ex-empregados da Companhia Bauxita Brasileira que subcontratou, sem a autorização da Eletronuclear, a empresa Interamerican Ltda para a realização dos serviços de destinação final de aproximadamente 10.000 Kg (dez mil quilogramas) de resíduos Industriais provenientes de obra da construção da Usina de Angra 2, no município de Angra dos Reis- RJ, o que gerou pedido do Reclamante para ressarcimento de danos materiais/morais decorrentes do exercício de atividade laboral sem o uso de equipamentos adequados. Há aproximadamente setenta e cinco reclamadas. Além do exposto acima, há alegação de prescrição quanto ao direito dos reclamantes. Processo em fase de 1º Grau recursal, sem prolação de sentença.
<b>Expectativa de Perda</b>	Possível

f) Reclamatória Trabalhista n. 0010788-47.2015.5.08.0116	
<b>Instância / Juízo</b>	[1ª] Instância - 1ª Vara do Trabalho de Paragominas
<b>Partes</b>	Vanderley Costa Oliveira e outros x Eletronuclear (Reclamada) e Outros
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	Valor atualizado: R\$ 119.726.679,81
<b>Objeto:</b>	Trata-se de demanda ajuizada por ex-empregados da Companhia Bauxita Brasileira que subcontratou, sem a autorização da Eletronuclear, a empresa Interamerican Ltda para a realização dos serviços de destinação final de aproximadamente 10.000 Kg (dez mil quilogramas) de resíduos Industriais provenientes de obra da construção da Usina de Angra 2, no município de Angra dos Reis- RJ, o que gerou pedido do Reclamante para ressarcimento de danos materiais/morais decorrentes do exercício de atividade laboral sem o uso de equipamentos adequados. Há aproximadamente setenta e cinco reclamadas. Além do exposto acima, há alegação de prescrição quanto ao direito dos reclamantes. Processo em fase de 1

<b>g) Reclamatória Trabalhista n. 0010787-62.2015.5.08.0116</b>	
<b>Instância/Juízo</b> [1ª] Instância - 1ª Vara do Trabalho de Paragominas	
<b>Partes</b>	Leilson Souza Lima e outros x Eletrobras Eletronuclear (Reclamada) e Outros
<b>Valores, bens ou direitos envolvidos</b>	Valor atualizado: R\$ 119.726.679,81
<b>Objeto:</b>	Trata-se de demanda ajuizada por ex-empregados da Companhia Bauxita Brasileira que subcontratou, sem a autorização da Eletronuclear, a empresa Interamerican Ltda para a realização dos serviços de destinação final de aproximadamente 10.000 Kg (dez mil quilogramas) de resíduos industriais provenientes de sobra da construção da Usina de Angra 2, no município de Morais Reis- RJ, o que gerou pedido do Reclamante para ressarcimento de danos materiais/angrais decorrentes do exercício de atividade laboral sem o uso de equipamentos adequados. Há aproximadamente setenta e cinco reclamadas. Além do exposto acima, há alegação de prescrição quanto ao direito dos reclamantes. Processo em fase de 1º Grau recursal, sem prolação de sentença.
<b>Expectativa de Perda</b>	Possível

Os processos de contingência ativa com expectativa de ganho provável para retorno de caixa à ELETRONUCLEAR referentes a processos tributários federais e outros de natureza cível, e não reconhecidos nas demonstrações financeiras, apresentam o montante de R\$ 978.

**b) Movimentação**

Composição	MOVIMENTAÇÃO DAS CONTINGÊNCIAS JUDICIAIS - R\$ MIL				SALDO EM 31/12/2017
	SALDO EM 31/12/2016	ATUALIZAÇÃO EM 31/12/2017	MOVIMENTAÇÃO		
Trabalhistas	91.994	885	(36.173)	68.963	125.669
Tributárias	40.416	1.218	(4.412)	-	37.222
Cíveis	6.430	(178)	(503)	4.403	10.152
Ambiental	26.978	13	(30)	495	27.456
<b>TOTAL</b>	<b>165.818</b>	<b>1.938</b>	<b>(41.118)</b>	<b>73.861</b>	<b>200.499</b>

**NOTA 24 – CONTRATO ONEROSO**

A ELETRONUCLEAR apurou um Valor Presente Líquido (VPL) negativo em 31 de dezembro de 2017, no valor de R\$ 11.289.195 (R\$ 10.299.633 em 31 de dezembro de 2016) para o empreendimento de Angra 3, determinando o saldo de provisão adicional por contrato oneroso no valor de R\$ 1.388.843 (R\$ 1.350.241 em 31 de dezembro de 2016), além da provisão por *impairment* conforme nota 14 c.3.

A Companhia continua monitorando as estimativas e os riscos associados na determinação do valor recuperável desse empreendimento e, na medida que novas negociações, novos estudos ou novas informações se concretizem e requeiram modificações no plano de negócio dos empreendimentos, as mesmas serão atualizadas para refletir tais alterações.

**NOTA 25 – OBRIGAÇÃO PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS**

**a) Descomissionamento**

O descomissionamento pode ser entendido como um conjunto de medidas tomadas para retirar de serviço, com segurança, uma instalação nuclear, reduzindo a radioatividade residual a níveis que permitam liberar o local para uso restrito ou irrestrito.

**a.1) Constituição do Passivo para descomissionamento**

O descomissionamento de usinas nucleares refere-se à obrigação para desmobilização dos ativos dessas usinas para fazer face aos custos a serem incorridos ao final da vida útil econômica das mesmas.

É premissa fundamental para a formação desse passivo para o descomissionamento que o valor estimado para a sua realização deva ser atualizado ao longo da vida útil econômica das usinas, considerando os avanços tecnológicos, com o objetivo de alocar ao respectivo período de competência da operação, os custos a serem incorridos com a desativação técnico-operacional das usinas.

No exercício de 2017, foi realizado um estudo para atualização da estimativa de custos necessária para execução das atividades de descomissionamento das Usinas Angra 1 e Angra 2. O estudo concluiu por aumentar a mencionada estimativa para R\$ 4.190.415, sendo R\$ 1.923.878 para a Usina Angra 1 e R\$ 2.266.537 para a Usina Angra 2. O valor presente, correspondente, registrado no passivo é de R\$ 1.910.420. Tal estudo foi aprovado pela Diretoria Executiva conforme RDE 1378.003/17, de 07/11/2017 e prevê atualização há cada cinco anos.

Conforme estabelecido no Pronunciamento Técnico CPC 25, a estimativa inicial dos custos de descomissionamento referentes à desmontagem e remoção do item e de restauração dos locais nos quais as instalações estão localizadas, deve ser contabilizada como custo do empreendimento.

**b) Constituição do Passivo para Rejeitos de Baixa e Média Atividade e Combustível Nuclear Usado**

A Diretoria executiva da Companhia aprovou, através da resolução RDE nº 1247.003/15, de 12/08/2015, o Relatório do Grupo de Trabalho instituído pela GCE 037/10, de 01/06/2010, estendido para 2015, com a revisão das estimativas de Custos de Gerenciamento de Rejeitos Radioativos Operacionais e dos Elementos de Combustível Nuclear Usados ao Final da vida útil das Usinas Angra 1 e Angra 2, para a data base julho 2015. Essa atualização atende ao estabelecido pela Comissão Nacional de Energia Nuclear na Resolução CNEN nº 187, de 15/05/2015.

As estimativas de custos para gerenciamento, em longo prazo, dos rejeitos operacionais de baixo e médio nível de atividade e dos elementos combustíveis usados foram as seguintes:

**b.1)** Para transporte e disposição final dos rejeitos operacionais de baixa e média atividade, relativos ao volume acumulado até 2020, quando se considera que será iniciada sua transferência para o Repositório Nacional de Rejeitos Radioativos de Baixo e Médio Nível de Atividade (RBMN), a ser implantado pela CNEN, responsável legal pela guarda final desses rejeitos, será despendido o montante de R\$ 54.555 milhões (base Julho de 2015).

**b.2)** Para armazenagem inicial dos elementos combustíveis, usados até o final da década de 2070, quando se estima ocorrer o término da vida útil de Angra 3 e, portanto, da própria CNAEA, a estimativa está representada pelo valor de R\$ 610.127 milhões (base jul/2015), montante que será despendido para implantação da Instalação para Armazenamento dos Combustíveis Irradiados (UFC) e respectivo sistema de movimentação dos elementos combustíveis das usinas para essa instalação, cujo projeto encontra-se em andamento e cujo comissionamento deverá ocorrer até 2020.

Nos termos do Pronunciamento Técnico 27 e ICPC 12, do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, a ELETRONUCLEAR contabilizou no Ativo Imobilizado, em contrapartida ao Passivo Não Circulante, os valores das estimativas aprovadas.

O custo total estimado é descontado a valor presente, com base em taxa que represente o custo de capital da Companhia e registrado no Imobilizado, em contrapartida a obrigação para desmobilização de ativos.

**c) Ajuste a valor presente do Descomissionamento, dos Rejeitos de Baixa e Média Atividade e Combustível Nuclear Usado**

No cálculo do ajuste a valor presente do passivo para descomissionamento é considerado o custo total estimado para o descomissionamento, descontado a uma taxa que represente o custo de capital da Companhia, desde o final da vida útil econômica de cada usina até a data do balanço.

O mesmo procedimento é efetuado para os rejeitos de baixa e média atividade e para o combustível nuclear usado, mas o período para o ajuste a valor presente é o início do comissionamento até a data do balanço.

A taxa de desconto atual aprovada para o sistema Eletrobras é de 5,88% ao ano.

O valor do ajuste a valor presente do descomissionamento, dos rejeitos de baixa e média atividade e combustível nuclear usado, reconhecido no resultado de 2017, é de R\$ 89.051 (R\$ 84.083 em dezembro de 2016).

**d) O valor abaixo resume a posição dos valores correspondentes ao passivo total de desmobilização de ativos:**

DESCOMISSONAMENTO - R\$ MIL				
USINA	ESTIMATIVA TOTAL DE CUSTO	AJUSTE A VALOR PRESENTE	ESTIMATIVA A VALOR PRESENTE	VALOR PRESENTE
ANGRA 1	1.923.878	(634.204)	1.289.674	587.735
ANGRA 2	2.266.537	(1.645.791)	620.746	288.641
<b>TOTAL</b>	<b>4.190.415</b>	<b>(2.279.995)</b>	<b>1.910.420</b>	<b>876.376</b>
REJEITOS DE BAIXA E MÉDIA ATIVIDADE E COMBUSTÍVEL NUCLEAR USADO - R\$ MIL				
USINA	ESTIMATIVA TOTAL DE CUSTO	AJUSTE A VALOR PRESENTE	ESTIMATIVA A VALOR PRESENTE	VALOR PRESENTE
ANGRA 1	248.137	(39.087)	209.050	196.400
ANGRA 2	416.545	(65.615)	350.930	329.694
<b>TOTAL</b>	<b>664.682</b>	<b>(104.702)</b>	<b>559.980</b>	<b>526.094</b>
TOTAL DAS OBRIGAÇÕES PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS - R\$ MIL				
USINA	ESTIMATIVA TOTAL DE CUSTO	AJUSTE A VALOR PRESENTE	ESTIMATIVA A VALOR PRESENTE	VALOR PRESENTE
ANGRA 1	2.172.015	(673.291)	1.498.724	784.135
ANGRA 2	2.683.082	(1.711.406)	971.676	618.335
<b>TOTAL</b>	<b>4.855.097</b>	<b>(2.384.697)</b>	<b>2.470.400</b>	<b>1.402.470</b>

O saldo do passivo para descomissionamento a valor presente, incluídos os rejeitos de baixa e média atividade e combustível nuclear usado em 31 de dezembro de 2017, é de R\$ 2.470.400 (R\$ 1.402.470, em 31 de dezembro de 2016).

**NOTA 26 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO**

**Composição acionária**

ACIONISTA	QUANTIDADE DE AÇÕES				CAPITAL SOCIAL VALOR - R\$ mil
	ORDINÁRIAS	PREFERENCIAIS	TOTAL	%	
Centrais Elétr. Brasil. S.A - ELETROBRAS	20.394.839.086	5.703.210.901	26.098.049.987	99,91	6.601.248
Depo de Águas E. Elétrica Est.SP - DAEE	5.960.026	7.405.548	13.365.574	0,05	3.477
LIGHT - Serviços de Eletricidade S.A.	-	5.058.993	5.058.993	0,02	1.316
Outros	1.176.930	3.504.063	4.680.993	0,02	1.217
<b>TOTAL</b>	<b>20.401.976.042</b>	<b>5.719.179.505</b>	<b>26.121.155.547</b>	<b>100,00</b>	<b>6.607.258</b>

Todas as ações são nominativas e sem valor nominal, sendo as ordinárias com direito a voto.

As ações preferenciais não se podem converter em ações ordinárias e terão as seguintes preferências ou vantagens, de acordo com o Estatuto da Companhia:

- Prioridade no reembolso do capital, sem direito a prêmio;
- Dividendo prioritário, mínimo cumulativo de 10% ao ano, e participação, em igualdade de condições, com as ações ordinárias nos lucros que remanescerem, depois de pago um dividendo de 12% ao ano às ações ordinárias;
- Direito a voto nas deliberações das Assembleias Gerais Extraordinárias sobre a alteração do Estatuto.

Também, de acordo com o Estatuto, é assegurado aos acionistas um dividendo mínimo obrigatório anual, calculado na base de 25% do lucro líquido ajustado, nos termos da legislação vigente.

**NOTA 27 – RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA**

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Suprimento de energia elétrica	3.187.172	2.894.409
Outros Serviços	-	123
Impostos sobre vendas	-	-
PIS/PASEP	(52.588)	(47.758)
COFINS	(242.225)	(219.975)
Outros	(1.521)	(1.560)
	2.890.838	2.625.239
Reserva global de reversão - RGR	(85.211)	(78.054)
<b>TOTAL</b>	<b>2.805.627</b>	<b>2.547.185</b>

**- Suprimento de energia elétrica**

O suprimento de energia elétrica das usinas nucleares Angra 1 e 2 de 13.772.608 MWh\* (13.810.339 MWh \* em 2016), corresponde a uma receita até o quarto trimestre de 2017, de R\$ 3.187.172 (R\$ 2.984.409 em 2016).

**a) Modalidade de comercialização**

Com a regulamentação da ANEEL para o dispositivo do art.11, da Lei 12.111/2009, mediante as edições em 21 de dezembro de 2012, da Resolução Normativa nº 530, da Resolução Homologatória nº 1.405 e da Resolução Homologatória nº 1.407, a partir de 01 de janeiro de 2013, a receita decorrente da geração das usinas Angra 1 e 2 passa a ser rateada entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição do Sistema Interligado Nacional – SIN.

**b) Apuração do PIS/PASEP e do COFINS**

A apuração do PIS/PASEP e COFINS é feita com base no método não cumulativo utilizando a alíquota de 9,25%.

\*Informação não auditada por auditoria independente

**NOTA 28 – CUSTO OPERACIONAL**

DESCRITIVO	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Encargos de uso da rede de transmissão	109.789	93.908
Pessoal	478.716	419.957
Pessoal - Incentivo PSPE	-	108
Pessoal - Plano Médico PSPE	7.179	7.172
Pessoal - Incentivo PAE	17.195	-
Material	49.811	65.454
Serviços de terceiros	209.515	258.384
Depreciação e amortização	404.857	389.191
Combustível para produção de energia elétrica	395.668	371.902
Aluguel	10.005	10.452
Provisão para plano de incentivo de desligamento PSPE ( a )	7.800	(8.804)
Provisão para plano de incentivo de desligamento PAE ( b )	10.194	-
Outros	22.197	24.500
<b>TOTAL</b>	<b>1.722.926</b>	<b>1.632.224</b>

**a) Provisão para plano de incentivo de desligamento - PSPE** – conforme descrito na Nota 22.

**b) Pessoal - Provisão para plano de incentivo de desligamento - PAE** – conforme descrito na Nota 22.

**NOTA 29 – DESPESAS OPERACIONAIS**

DESCRITIVO	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Pessoal	55.570	88.220
Pessoal - Incentivo PSPE	-	40
Pessoal - Plano Médico PSPE	2.655	2.653
Pessoal - Incentivo PAE	34.912	-
Material	3.789	3.578
Serviços de terceiros	118.559	128.460
Depreciação e amortização	8.292	8.446
Aluguéis	26.728	22.975
Provisões para risco e benefício pós-emprego	49.140	116
Provisão p/créditos de liquidação duvidosa	4.065	4.827
Provisão para plano de incentivo de desligamento - PSPE ( a )	2.885	(3.256)
Provisão para plano de incentivo de desligamento - PAE ( b )	20.697	-
Perdas Extraordinárias	-	141.313
Impairment de Angra 3 ( c )	950.960	2.885.939
Contrato Oneroso de Angra 3 ( d )	38.602	1.350.241
Outras provisões	29.127	20.196
Outras	62.366	60.334
<b>TOTAL</b>	<b>1.408.347</b>	<b>4.714.082</b>

**a) Provisão para plano de incentivo de desligamento - PSPE** – conforme descrito na Nota 22.

**b) Pessoal - Provisão para plano de incentivo de desligamento - PAE** – conforme descrito na Nota 22.

**c) "Impairment" de Angra 3** – conforme descrito na Nota 14g.

**d) Contrato Oneroso de Angra 3** – conforme descrito na Nota 14g e na Nota 24.

**NOTA 30 – RESULTADO FINANCEIRO**

RESULTADO FINANCEIRO	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
<b>RECEITAS FINANCEIRAS</b>		
Rendimento sobre títulos e valores mobiliários de curto prazo	6.298	3.168
Ganho sobre título val. Mobiliários de LP para descomissionamento - (Nota 11)	48.546	-
Var. cambiais s/ dívidas com fornecedores e outros	14.004	45.296
Var. monetárias s/ dívidas com fornecedores e outros	1.354	2.360
Var. monetárias diversas	5.333	23.549
Outras receitas financeiras	16.765	14.061
	92.300	88.434
<b>DESPESAS FINANCEIRAS</b>		
Encargos s/ financiamentos - Eletrobras	(76.847)	(94.865)
Ajuste a valor presente da obrigação para desmobilização de ativos	(89.051)	(84.083)
Perda sobre título val. Mobiliários de LP para descomissionamento - (Nota 11)	-	(53.638)
Var. cambiais s/ dívidas com fornecedores e outros	(41.554)	(95.634)
Var. monetária Empréstimo - Eletrobras	(47)	-
Var. monetárias s/ dívidas com fornecedores e outros	(879)	3.233
Var. monetárias sobre dívida - Furnas	(5.891)	(12.855)
Var. monetárias diversas	(6.370)	-
Outras despesas financeiras	(7.020)	(15.790)
Outras despesas financeiras - diferença de tarifa - Furnas	(12.484)	(11.357)
	(240.143)	(364.989)
<b>TOTAL</b>	<b>(147.843)</b>	<b>(276.555)</b>

**NOTA 31 – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL NO RESULTADO**

A apuração do imposto de renda e da contribuição social sobre o resultado dos períodos findos em 2017 e 2016 segue demonstrada:

Os encargos financeiros e variações monetárias capitalizados em 2017 foram excluídos da base tributável.

IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL CORRENTES NO RESULTADO	R\$ MIL			
	Imposto de Renda		Contribuição Social	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Resultado antes da contribuição social e imposto de renda	(473.489)	(4.075.676)	(473.489)	(4.075.676)
<b>Adições</b>				
Ajuste a valor presente - obrigação p/desmobilização	89.051	84.083	89.051	84.083
Outras provisões	959	1.239	959	1.239
Provisão Impairment Angra 3	950.960	2.885.939	950.960	2.885.939
Provisão Contrato Oneroso Angra 3	562.862	1.350.241	562.862	1.350.241
Achados de Investigação	-	141.313	-	141.313
Dotação à Fundação de Assist.Médica - permanente	32.544	39.691	32.544	39.691
Provisão benefício pós-emprego	14.459	(32.410)	14.459	(32.410)
Provisão p/ créditos de liquidação duvidosa	12.903	4.894	12.903	4.894
Receita financeira Angra 3 capitalizada no Imobilizado	8.269	11.116	8.269	11.116
Provisão para risco	75.501	8.361	75.501	8.361
Ajustes nas depreciações pelos CPCs	173.967	157.002	173.967	157.002
Provisão plano incentivo - PSPE/PAE	108.266	222	108.266	222
Provisão para PLR dos empregados	50.217	46.278	50.217	46.278
Outras	685	567	413	157
	2.080.643	4.698.536	2.080.371	4.698.126
<b>Exclusões</b>				
Ajustes nas depreciações pelos CPCs	-	10.747	-	10.747
Reversão de Provisão p/ créditos de liquidação duvidosa	8.838	67	8.838	67
Reversão de provisão plano incentivo - PSPE/PAE	66.690	12.282	66.690	12.282
Reversão de provisão para risco	40.820	85	40.820	85
Reversão de provisão para PLR dos empregados	56.560	50.574	56.560	50.574
Reversão de outras provisões	4.582	-		

NOTA 32 – APLICAÇÕES FINANCEIRAS, ENCARGOS FINANCEIROS, VARIAÇÕES MONETÁRIAS E SUAS TRANSFERÊNCIAS

APLICAÇÕES FINANCEIRAS, ENCARGOS FINANCEIROS E SUAS TRANSFERÊNCIAS			
DESCRIÇÃO	GERAÇÃO		
	R\$ MIL		
	31/12/2017		31/12/2016
Rendimento das aplicações financeiras contabilizados no resultado	14.567		14.284
(-) Transferências para o imobilizado em curso	(8.269)		(11.116)
Efeito na receita financeira	6.298		3.168
Encargos financeiros contabilizados no resultado	649.676		606.493
(-) Transferências para o imobilizado em curso	(572.829)		(511.628)
Efeito na despesa financeira	76.847		94.865
Variações monetárias contabilizadas no resultado	40.591		48.265
(-) Transferências para o imobilizado em curso	(40.591)		(48.265)
Efeito na despesa financeira	-		-
Efeito líquido no resultado	(70.549)		(91.697)

NOTA 33 - SALDO E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

De acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 5 – Divulgação sobre Partes Relacionadas, enquadram-se nesse conceito a transferência de recursos, serviços ou obrigações entre partes relacionadas, independentemente de haver ou não um valor alocado à transação.

As transações de comercialização de energia com partes relacionadas são realizadas de acordo com os padrões e preços estabelecidos pelo órgão regulador ou baseados em contratos próprios do Setor Elétrico.

Segue abaixo, quadro do saldo e transações com as empresas consideradas partes relacionadas:

SALDOS E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS - R\$ MIL													
SALDOS	31 DE DEZEMBRO DE 2017												31/12/2016
	Eletrobras	Furnas	Chesf	Eletrosul	Eletronorte	Eletoacre	Celg	Ame	Ceal	Cepisa	Ceron	TOTAL	TOTAL
<b>Ativo</b>													
Concessionárias - Distribuidoras	-	-	-	-	-	642	-	4.474	2.363	2.074	2.148	11.701	17.914
Fundo descomissionamento	631.806	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	631.806	494.715
Outras contas a receber	30.470	1.989	18	-	52	-	-	-	-	-	-	32.529	39.839
<b>Passivo</b>													
Fornecedores	-	(1.000)	-	-	(178)	-	-	-	-	-	-	(1.178)	(1.160)
Fornecedores - Provisão	-	(1.881)	(1.390)	(612)	(849)	-	-	-	-	-	-	(4.732)	(2.494)
Devolução tarifa RH 1406/12	-	(223.180)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(223.180)	(204.805)
Financiamentos captados	(1.679.581)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.679.581)	(1.559.836)
Saldo Líquido	(1.017.305)	(224.072)	(1.372)	(612)	(975)	642	-	4.474	2.363	2.074	2.148	(1.232.635)	(1.215.827)

TRANSAÇÕES	31 DE DEZEMBRO DE 2017												31/12/2016
	Eletrobras	Furnas	Chesf	Eletrosul	Eletronorte	Eletoacre	Celg	Ame	Ceal	Cepisa	Ceron	TOTAL	TOTAL
<b>Receita</b>													
Venda de energia	-	-	-	-	-	7.702	8.431	53.693	28.356	24.891	25.780	148.853	214.961
Juros e multa	-	-	-	-	-	17	-	-	-	-	-	17	288
Variação monetária	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47
Remuneração do fundo financeiro	48.546	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	48.546	-
<b>Despesa</b>													
Variação monetária - Devolução tarifa RH 1406/12	-	(5.891)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.891)	(12.854)
Despesa com Juros - Devolução tarifa RH 1406/12	-	(12.484)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12.484)	(11.357)
Encargos uso da rede elétrica	-	(16.254)	(11.985)	(7.055)	(8.829)	-	-	-	-	-	-	(44.123)	(28.206)
Encargos financeiros	(76.847)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(76.847)	(94.865)
Despesas reembolsáveis	2.100	(616)	-	-	(1.577)	-	-	-	-	-	-	(93)	3.376
Remuneração do fundo financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(53.638)
Saldo Líquido	(26.201)	(35.245)	(11.985)	(7.055)	(10.406)	7.719	8.431	53.693	28.356	24.891	25.780	57.978	17.752

- Concessionárias e Permissonárias:** corresponde a valores a receber referentes a faturamento vinculado à receita anual determinada. A tarifa praticada nessas transações entre partes relacionadas é definida em resoluções da ANEEL. (Nota 6).
- Fundo de descomissionamento:** o fundo de descomissionamento de usinas nucleares se refere à obrigação para desmobilização dos ativos das usinas nucleares, para fazer face aos custos a serem incorridos ao final da vida útil econômica das mesmas (Notas 11 e 25).
- Fornecedores:** refere-se a valores a pagar vinculado, principalmente a Uso de Rede de Transmissão.
- Devolução de Tarifa RH 1.406/12:** diferencial verificado, entre 2010 e 2012, entre a variação da tarifa faturada pela ELETRONUCLEAR e a tarifa de referência a ser repassado para Furnas. (Parágrafo 4º do art. 12, da Lei 12.111/2009 e no art. 2º da Resolução Homologatória da ANEEL nº 1.406, de 21/12/2012).
- Financiamentos captados:** a empresa possui contratos de financiamentos e empréstimos firmados com a Eletrobras. O detalhamento das operações e taxas de juros são apresentadas na Nota 17.
- Despesas reembolsáveis:** custo e despesa referentes, principalmente, à cessão e requisição de funcionários entre companhias.
- Encargos Financeiros:** encargos financeiros líquidos apropriados no resultado. Os encargos financeiros dos financiamentos de Angra 3, no montante de R\$ 98.892, estão capitalizados no imobilizado.

Como patrocinadora da REAL GRANDEZA – Fundação de Previdência e Assistência Social e do NUCLEOS – Instituto de Seguridade Social, entidades fechadas sem fins lucrativos que tem por finalidade complementar benefícios previdenciários de seus participantes, a ELETRONUCLEAR apresenta os saldos e movimentação de valores que envolvem essas entidades na Nota 21.

NOTA 34 - TAXAS REGULAMENTARES

A Companhia incorreu, durante o período, nos seguintes encargos do setor elétrico, apropriados ao resultado:

TAXAS REGULAMENTARES	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Reserva Global de Reversão - RGR classificada como retificadora da receita operacional	85.211	78.054
Contribuição ao Operador Nacional do Sistema - ONS classificada como retificadora da receita operacional	105	92
Contribuição à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE classificada como retificadora da receita operacional	1.416	1.468
Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica - TFSEE classificada como despesa operacional - outras	10.404	8.779
<b>TOTAL</b>	<b>97.136</b>	<b>88.393</b>

NOTA 35 – SEGUROS

A Companhia mantém uma política de seguros considerada pela administração como suficiente para cobrir eventuais perdas, considerando os principais ativos, bem como a responsabilidade civil inerente a suas atividades.

Os valores segurados referem-se ao total das apólices vigentes para reembolso em caso de sinistro, representados pela quantidade de moeda de origem convertida para reais, pela respectiva cotação na data das demonstrações financeiras.

Como prêmio, estão apresentadas os valores pagos e a pagar das apólices, na moeda de origem, atualizados para equivalente em reais pela respectiva cotação na data das demonstrações financeiras.

O montante global segurado, em 31 de dezembro de 2017, é de R\$ 10.516.259 e está assim distribuído:

SEGUROS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017			
SEGUROS - RAMOS	VIGÊNCIA	MOEDA - R\$ MIL	
		VALOR SEGURADO	PRÊMIO EQUIVALENTE
Riscos Nucleares	30/10/2018	4.256.404	18.028
- Danos materiais		3.308.000	13.346
- Responsabilidade civil		948.404	4.682
Riscos de Engenharia	26/08/2018	6.203.299	10.870
- Construção		2.664.908	4.667
- Responsabilidade civil		30.000	267
- Armazenamento de equipamentos		3.508.391	5.936
Diversos	Diversas	56.556	521
<b>TOTAL</b>		<b>10.516.259</b>	<b>29.419</b>

NOTA 36 - REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES E EMPREGADOS

A maior e a menor remuneração paga a empregados, tomando-se por base o mês de dezembro de 2017, foram de R\$ 60 e R\$ 4 (R\$ 51 e R\$ 3, em dezembro de 2016), respectivamente, de acordo com a política salarial praticada pela ELETRONUCLEAR.

O maior honorário atribuído a dirigentes, tomando-se por base o mês de dezembro de 2017, corresponde a R\$ 40 (R\$ 40 em dezembro de 2016).

Nos períodos findos em 2017 e de 2016, a Companhia realizou gastos com remuneração, encargos sociais e benefícios da alta administração, conforme apresentado a seguir:

NATUREZA	R\$ MIL	
	31/12/2017	31/12/2016
Remuneração dos Diretores e Conselheiros *	2.082	3.280
Encargos Sociais	583	910
Benefícios	159	191
<b>TOTAL</b>	<b>2.824</b>	<b>4.381</b>

\* Inclui o chefe da Auditoria Interna, vinculado ao Conselho de Administração

NOTA 37 – COMPROMISSOS

Além das obrigações registradas no presente balanço, a Companhia possui outros compromissos contratados até a data do balanço, mas ainda não incorridos, e cujas realizações ocorrerão nos próximos exercícios, portanto sem registros patrimoniais em 31 de dezembro de 2017. Trata-se de contratos e termos de compromissos referentes: à venda de energia elétrica, à aquisição de matéria-prima - combustível nuclear - para produção de energia elétrica, aos compromissos socioambientais vinculados ao empreendimento Angra 3 e à aquisição de bens e serviços para substituições em seu ativo imobilizado, a saber:

37.1 – Venda de energia elétrica

Com a regulamentação da ANEEL para o dispositivo do art.11, da Lei 12.111/2009 e mediante a edição da Resolução Normativa nº 530, em 21 de dezembro de 2012, toda a receita decorrente da geração das usinas Angra 1 e 2 será rateada entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição do Sistema Interligado Nacional – SIN, de acordo com as cotas-partes estabelecidas pela ANEEL para o período de 2013 a 2023, conforme Resoluções Homologatórias 1.407/2012, 1.663/2013, 1.830/2014, 2.011/2015, 2.179/2016 e 2.354/2017.

A Resolução Homologatória ANEEL nº 2.359/2017, estabeleceu a receita fixa de R\$ 3.316.446 para o ano de 2018, relativa às Centrais de Geração Angra 1 e 2.

Conforme está previsto nos procedimentos estabelecidos pela ANEEL, as atualizações da receita fixa das usinas Angra 1 e 2 ocorrerão nas seguintes condições:

- Reajustes tarifários anuais, representados pela atualização inflacionária dos valores do período;
- Revisões tarifárias ocorrerão a cada intervalo de três anos;
- Revisões extraordinárias poderão ser realizadas por solicitação da ELETRONUCLEAR ou por iniciativa da ANEEL, para cobertura de custos excepcionais, visando restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro dos empreendimentos.

CONCESSIONÁRIA					
	2018	2019/2020	2021	2022	2023
AME - Amazonas Distribuidora de Energia S.A.	57.068	114.136	60.395	61.898	52.576
AMPLA - Ampla Energia e Serviços S.A.	94.490	188.980	98.369	97.205	95.898
BANDEIRANTE - EDP São Paulo Distribuição de Energia S. A.	98.468	196.936	91.136	88.274	84.291
BOA VISTA - Boa Vista Energia S.A.	-	-	8.715	10.022	-
ENERGISA SUL-SUDESTE - Energisa Sul - Sudeste Dist. Energia S. A.	11.921	23.842	10.724	10.573	34.607
CEA - Companhia de Eletricidade do Amapá	9.122	18.244	10.108	10.785	11.306
CEAL - Companhia Energética de Alagoas	30.138	60.276	32.421	32.515	35.741
CEB-DIS - Ceb Distribuição S.A.	58.608	117.216	58.697	60.041	61.477
CEEE-D - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	82.240	164.480	74.713	71.155	70.965
CELESC-DIS - Celesc Distribuição S.A.	169.671	339.342	170.744	164.804	163.667
CELG-D - Celg Distribuição S.A.	106.581	213.162	115.953	119.253	117.462
CELPA - Centrais Elétricas do Pará S.A.	67.523	135.046	75.340	80.872	80.998
CELPE - Companhia Energética de Pernambuco	106.547	213.094	107.390	108.136	111.496
ENERGISA TO - Energia Tocantins - Distribuidora de Energia S. A.	16.303	32.606	19.279	21.043	21.802
CEMAR - Companhia Energética do Maranhão	49.135	98.270	55.517	58.807	61.285
ENERGISA MT - Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia	57.736	115.472	66.641	68.839	71.111
CEMIG-D - Cemig Distribuição S.A.	259.098	518.196	256.139	258.159	265.224
CEPISA - Companhia Energética do Piauí	26.456	52.912	30.050	32.123	35.224
CERON - Centrais Elétricas de Rondônia S.A.	27.400	54.800	28.704	28.995	30.020
CERR - Companhia Energética de Roraima	-	-	1.085	1.161	-
CHESP - Companhia Hidroelétrica São Patrício*	946	1.892	-	1.147	1.217
ENERGISA NA - Energisa Sul - Sudeste Distribuidora de Energia S. A.	6.055	12.110	5.697	5.774	-
COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	157.609	315.218	157.057	167.918	172.502
COELCE - Companhia Energética do Ceará	90.452	180.904	97.756	100.767	102.170
COPEL-DIS - Copel Distribuição S.A.	243.071	486.142	241.898	235.248	217.692
COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte	43.524	87.048	45.190	45.903	49.253
CPFL JAGUARI - Companhia Jaguarí de Energia	4.584	9.168	4.825	4.620	23.961
CPFL LESTE PAULISTA - Companhia Leste Paulista de Energia	2.818	5.636	2.796	2.792	-
CPFL MOCOCA - Companhia Luz e Força de Mococa	2.171	4.342	1.990	1.997	-
CPFL PIRATININGA - Companhia Piratininga de Força e Luz	95.697	191.394	90.555	87.342	84.019
CPFL SANTA CRUZ - Companhia Luz e Força Santa Cruz	9.258	18.516	10.264	10.065	-
CPFL SUL PAULISTA - Companhia Sul Paulista de Energia	3.828	7.656	3.781	3.820	-
CPFL PAULISTA - Companhia Paulista de Força e Luz	218.302	436.604	215.075	212.017	214.096
DMED - DME Distribuição S.A.	4.147	8.294	3.930	3.558	2.981
ENERGISA BO - Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S. A.	6.664	13.328	6.646	5.983	5.996
ENERGISA VP - Energisa Sul - Sudeste Distribuidora de Energia S. A.	9.296	18.592	8.397	8.089	-
ENERGISA BR - Energisa Sul - Sudeste Distribuidora de Energia S. A.	7.720	15.440	7.054	6.726	-
ELEKTRO - Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	127.035	254.070	124.404	118.732	115.061
ELETROACRE - Companhia de Eletricidade do Acre	8.185	16.370	8.709	9.253	9.654
ELETROP PAULO - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	392.820	785.640	356.528	347.640	346.964
ELFSM - Empresa Luz e Força Santa Maria S.A	2.087	4.174	-	5.402	5.087
ENERGISA MG - Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S. A.	11.492	22.984	11.810	11.857	12.616
ENERSUL - Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.	39.637	79.274	43.870	43.263	44.809
ENERGISA PB - Energia Paraíba - Distribuidora de Energia S.A.	35.667	71.334	36.408	36.388	38.577
ESCELSA - Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.	62.172	124.344	67.848	68.594	65.752
ENERGISA SE - Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S. A.	26.500	53.000	25.457	27.948	29.284
FORCEL - Força e Luz Coronel Vivida Ltda*	449	898	-	497	408
IENERGIA - Iguazu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda.	2.283	4.566	2.023	1.977	1.870
LIGHT - Light Serviços de Eletricidade S.A.	208.941	417.882	208.110	203.726	211.919
MUXENERGIA - MUXFELDT Marin & CIA. S.A.	491	982	-	640	614
RGE - Rio Grande Energia S.A.	78.426	156.852	78.039	77.840	81.939
RGE SUL - RGE Sul Distribuidora de Energia S. A.	84.917	169.834	78.208	73.642	72.159
UHENPAL - Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda*	697	1.394	-	620	696
<b>TOTAL</b>	<b>3.316.446</b>	<b>6.632.892</b>	<b>3.316.446</b>	<b>3.316.446</b>	<b>3.316.446</b>

Compromisso de venda de energia para o período de 2018 a 2023, atualizado de acordo com as REHs 1.830/14, 2.011/15, 2.179/16, 2.354/17 e 2.359/17.

\* Distribuidoras integradas ao SIN em agosto de 2017.

### 37.2 – Combustível nuclear

Contratos assinados com a INB - Indústrias Nucleares Brasileiras, para aquisição de matéria-prima para produção de energia elétrica e combustível nuclear para as próximas recargas das usinas Angra 1 e Angra 2, bem como a carga inicial e futuras recargas de Angra 3, conforme quadro demonstrativo a seguir:

COMBUSTÍVEL NUCLEAR - REALIZAÇÃO		
ANO	R\$ MIL	
2018		178.494
2019		11.747
2020		85.188
2021		119.381
2022		-
2023		63.795
2024		-
Após 2024		8.783.000
<b>TOTAL</b>		<b>9.241.605</b>

\*Informação não auditada por auditoria independente

### 37.3 – Compromissos socioambientais

Termos de compromissos assumidos com os Municípios, nos quais a ELETRONUCLEAR se compromete a celebrar convênios específicos de portes socioambientais, vinculados ao empreendimento Angra 3, visando à execução dos programas e projetos em consonância com as condicionantes estabelecidas pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA conforme quadro demonstrativo a seguir:

COMPROMISSOS SOCIOAMBIENTAIS - REALIZAÇÃO		
ANO	R\$ MIL	
2018		12.490
2019		49.919
2020		50.190
2021		49.170
2022		47.323
2023		44.226
2024		46.277
<b>TOTAL</b>		<b>299.595</b>

\*Informação não auditada por auditoria independente

### 37.4 – Aquisições de bens e serviços

Contratos assinados com fornecedores diversos para aquisição de bens e serviços das usinas Angra 1, Angra 2 e Angra 3, necessários à garantia de performance operacional desses ativos conforme quadro demonstrativo a seguir:

BENS E SERVIÇOS - REALIZAÇÃO		
ANO	R\$ MIL	
2018		2.696.462
2019		485.235
2020		144.192
2021		2.138
<b>TOTAL</b>		<b>3.328.027</b>

\*Informação não auditada por auditoria independente

### 38 – EVENTOS SUBSEQUENTES

Em 17.01.2018, ocorreu a liberação da terceira e última parcela do contrato de financiamento nº 3347/2017 referente ao Plano Extraordinário de Aposentadoria – PAE/2017, no valor de R\$ 5,9 milhões, após o envio à Eletrobras da prestação de contas consolidada e final de todos os pagamentos realizados no âmbito do programa de desligamento.

Em 23.02.2018, a Eletrobras, por meio da Deliberação nº DEL-030/2018 de seu Conselho de Administração, aprovou a renegociação do serviço da dívida dos seguintes contratos de financiamento, com recursos ordinários, firmados com a ELETRONUCLEAR: ECF-3278/15, ECF-3284/16 e ECF 3347/17.

Conforme a deliberação do CA da Eletrobras, foi aprovada a celebração de aditivo em cada um dos contratos relatados, alterando as respectivas cláusulas de amortização, com o alongamento do prazo de pagamento do saldo devedor, sem alteração nas demais cláusulas (vide nota 17), conforme detalhamento abaixo:

- **Contrato nº ECF 3278/15:** Aditamento de 18 para 96 parcelas mensais, iguais e sucessivas, com última prestação de pagamento de principal em Dezembro de 2024.

- **Contrato nº ECF 3284/16:** Aditamento de 12 para 85 parcelas mensais, iguais e sucessivas, com última prestação de pagamento de principal em Dezembro de 2024.

- **Contrato nº ECF 3341/17:** Aditamento de 36 para 82 parcelas mensais, iguais e sucessivas, com última prestação de pagamento de principal em Dezembro de 2024.

## CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

**ANTÔNIO VAREJÃO DE GODOY**  
Presidente do Conselho

**LEONAM DOS SANTOS GUIMARÃES**  
Conselheiro

**RICARDO DE PAULA MONTEIRO**  
Conselheiro

**JAILOR CAPELOSSI CARNEIRO**  
Conselheiro

**PAULO ARTUR PIMENTEL T. DA SILVA**  
Conselheiro Representante dos Empregados

## DIRETORIA EXECUTIVA

**LEONAM DOS SANTOS GUIMARÃES**  
Diretor Presidente

**JOÃO CARLOS DA CUNHA BASTOS**  
Diretor de Operação e Comercialização

**LEONAM DOS SANTOS GUIMARÃES**  
Diretor Técnico

**MÔNICA REGINA REIS**  
Diretora de Administração e Finanças

**RONALDO NETO ALCÂNTARA**  
Superintendente de Finanças

**BEATRIZ ALBINO DA SILVA**  
Contadora CRC:RJ-098.430/O-2 - Gerente de Contabilidade

## PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da ELETROBRÁS TERMONUCLEAR S.A. – ELETRONUCLEAR, no âmbito de suas atribuições legais e estatutárias, conheceu o Relatório da Administração e procedeu ao exame das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017, os quais foram aprovados, nesta data, pelo Conselho de Administração.

Com base nos esclarecimentos prestados pelos representantes da Administração e da Superintendência Financeira, nos exames efetuados pelo Conselho Fiscal ao longo do exercício e no Relatório da KPMG Auditores Independentes, referente ao exercício de 2017, contendo duas ênfases a respeito dos “Riscos relacionados à conformidade com leis e regulamentos – Lava Jato” e sobre a “Incerteza relevante relacionada com a continuidade operacional” da empresa, o Conselho Fiscal opina que os referidos documentos, com as ênfases contidas no Relatório dos Auditores Independentes, refletem adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a situação patrimonial e financeira da Companhia e estão em condições de serem submetidas à deliberação da Assembleia Geral Ordinária de Acionistas da ELETRONUCLEAR.

Rio de Janeiro, 19 de março de 2018.

Marcelo Saraiva Cavalcanti  
Presidente

Marcos José Lopes  
Conselheiro

Luciana Cortez Roriz Pontes  
Conselheira

## RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

### Aos Conselheiros e Diretores da

**Eletronuclear S.A. - Eletronuclear**

**Rio de Janeiro - RJ**

### Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Eletronuclear S.A. - Eletronuclear (Companhia ou Eletronuclear), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Eletronuclear S.A. - Eletronuclear em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

### Base para opinião

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

### Ênfases

#### Incerteza relevante relacionada com a continuidade operacional

Chamamos a atenção para as Notas Explicativas nº 1 e 4.1.d às demonstrações financeiras, que descrevem que a Companhia apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 355.979 mil e passivo a descoberto de R\$ 5.147.539 mil em 31 de dezembro de 2017 e a geração de resultados não tem sido suficiente para a geração de lucros nas operações. Esses eventos e condições, juntamente com o fato que o índice de liquidez geral está afetado substancialmente pelos financiamentos das obras da usina de Angra 3, com entrada em operação e consequente início de receita prevista para o exercício de 2025, indicam a existência de incerteza relevante que pode levantar dúvida significativa quanto à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Os planos da administração da Companhia, que incluem dentre outras, a necessidade de suporte financeiro de terceiros, estão descritos nas mesmas Notas Explicativas. Nossa opinião não contém ressalva relacionada a esse assunto.

#### Ênfase Riscos relacionados a conformidade com leis e regulamentos - Lava Jato

Conforme descrito na Nota 3.23.1 às demonstrações financeiras, em conexão com os processos de investigação pelas autoridades públicas federais na operação conhecida como “Lava Jato” e seus desdobramentos, foi efetuada no exercício findo em 31 de dezembro de 2016, reclassificação do montante de R\$ 141.313 mil da conta de perda com impairment para perda com baixa do ativo imobilizado. A referida classificação, sem trazer efeitos no resultado líquido do exercício, decorre dos custos previamente capitalizados que já estavam sendo considerados na perda com provisão de impairment, representando os valores estimados com as atividades ilícitas que a Companhia capitalizou em excesso na aquisição de imobilizado. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

#### Outros Assuntos - Demonstrações do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação não é requerida às sociedades anônimas de capital fechado, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e está consistente em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

#### Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras e o relatório dos auditores

A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho

realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

#### Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

#### Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Rio de Janeiro, 19 de março de 2018

KPMG Auditores Independentes

CRC SP-014428/O-6 F-RJ

José Luiz de Souza Gurgel  
Contador CRC RJ-087339/O-4

Danilo Siman Simões  
Contador CRC 1MG058180/O-2 T-SP

[www.eletronuclear.gov.br](http://www.eletronuclear.gov.br)



**Eletrobras**  
Eletronuclear

MINISTÉRIO DE  
**MINAS E ENERGIA**

