

NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS EM 30 DE JUNHO DE 2018

(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 nucleoeletrica, 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 revisada 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\$ 392.706 em 30 de Junho de 2018 (R\$ 355.979, negativo, em 31 de Dezembro de 2017) e passivo a descoberto de R\$ 4.999.015 (R\$ 5.147.539, em 31 de Dezembro de 2017) decorrente do saldo de prejuízos acumulados em função, essencialmente, do aumento progressivo do montante do *Impairment*, e ainda pelo registro de provisão por contrato oneroso, ambos relacionados diretamente ao empreendimento de Angra 3.

NOTA 2 – PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

a) Base de preparação

As presentes demonstrações financeiras intermediárias foram aprovadas pela Diretoria Executiva da Companhia em 07 de Agosto de 2018.

As demonstrações financeiras do segundo trimestre de 2018 estão sendo apresentadas de acordo com o Pronunciamento Contábil CPC 21 (R1) – Demonstrações Intermediárias, emitido pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, referenciadas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

Essas demonstrações financeiras intermediárias são apresentadas sem a repetição de determinadas notas explicativas previamente divulgadas, mas com a indicação das alterações relevantes ocorridas no período e, portanto, devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras anuais da Companhia do exercício findo em 31 de

dezembro de 2017.

As demonstrações financeiras intermediárias foram preparadas considerando o custo histórico como base de valor, a 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 de valor presente da obrigação do benefício definido.

A preparação das 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 intermediárias, estão divulgadas na Nota 3.1 das demonstrações financeiras anuais da Companhia do exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

A Administração da Companhia confirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras intermediárias, 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	
			30/06/2018	31/12/2017	2º Trim./18	2º Trim./17
USD	Dólar Americano	Estados Unidos	3,8558	3,3080	3,6056	3,2174
EUR	Euro	União Europeia	4,5032	3,9693	4,2944	3,5480

- 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.

b) Mudanças nas políticas contábeis e divulgações

A Companhia adotou as normas do CPC 48/IFRS 9 – Instrumentos Financeiros e CPC 47/IFRS 15 – Receita de contratos com clientes, que entraram em vigor a partir de 1 de janeiro de 2018. A Companhia não estendeu a aplicação dos requerimentos exigidos pela norma para o período comparativo apresentado.

IFRS 9/CPC 48 - Instrumentos Financeiros

Classificação e Mensuração

De acordo com o CPC 48/IFRS 9, há três principais categorias de classificação para os ativos financeiros: Custo amortizado (CA), Valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA) e Valor justo por meio do resultado (VJR). Sendo eliminado as categorias existentes no CPC 38/IAS 39 mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis, mensurados pelo valor justo por meio de resultado e disponíveis para venda.

Tal classificação é baseada, em duas condições: (i) o modelo de negócios da Companhia no qual o ativo é mantido; e (ii) se seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são relativos ao pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto (Solely payments of principal and interest – SPPI).

Em suma, os modelos de negócios são divididos em três categorias apresentados a seguir:

Modelo	Contexto
1 Manter para coletar somente fluxos de caixa contratuais	Os que apresentam como característica a coleta de fluxos de caixa contratuais, compostos somente de principal e juros, e cujo objetivo é o de carregar esse instrumento até o seu vencimento. As vendas são incidentais a este objetivo e espera-se que sejam insignificantes ou pouco frequentes.
2 Manter tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros	Aqueles que demonstram como característica a coleta de fluxos de caixa contratuais de principal e juros e a venda destes ativos, e cujo objetivo é o de vendê-los antes do seu vencimento.
3 Demais Modelos de Negócio para os instrumentos financeiros	Aqueles que não se enquadram em nenhum dos dois modelos anteriores.

Avaliação do modelo de negócio – A Companhia avalia o objetivo do modelo de negócio considerando o melhor retrato da maneira como ela gerencia suas carteiras de ativos financeiros e até que ponto os fluxos de caixa destes ativos são gerados unicamente pelo recebimento dos fluxos contratuais, pela venda dos mesmos ou por ambos.

Características contratuais do fluxo de caixa – os fluxos de caixa contratuais cujos recebimentos são exclusivos de principal e de juros sobre o principal indicam um empréstimo básico em que as parcelas e o risco de crédito normalmente são os elementos mais significativos dos juros.

Os juros incluem, além do valor temporal do dinheiro, a compensação pelo risco de crédito e outros riscos e custos básicos de empréstimo, bem como margem de lucro. Entretanto, nesse acordo, os juros também podem ser formados levando-se em consideração outros componentes como risco de liquidez, custos administrativos e spread da instituição financeira.

As seguintes políticas contábeis aplicam-se as categorias de classificação e mensuração dos ativos financeiros, conforme definições abaixo:

Classificação e Mensuração - CPC 48/IFRS 9	
Ativos financeiros a custo amortizado	Estes ativos são mensurados ao custo amortizado utilizando o método do juros efetivo. O custo amortizado é reduzido por perdas por impairment. A receita de juros, ganhos e perdas cambiais e impairment são reconhecidos no resultado. Qualquer ganho ou perda no desreconhecimento é registrado no resultado.
Ativos financeiros mensurados a VJR	Esses ativos são mensurados ao valor justo. O resultado líquido, incluindo juros ou receita de dividendos, é reconhecido no resultado.
Instrumentos de dívida ao VJORA	Esses ativos são mensurados ao valor justo. Os rendimentos de juros calculados utilizando o método do juros efetivo, ganhos e perdas cambiais e impairment são reconhecidos no resultado. Outros resultados líquidos são reconhecidos em ORA. No reconhecimento inicial de um investimento em um instrumento patrimonial que não seja mantido para negociação, poderá optar irrevogavelmente por apresentar alterações subsequentes no valor justo do investimento em ORA. Esta escolha é feita para cada investimento. No desreconhecimento, o resultado acumulado em ORA é reclassificado para o resultado.
Instrumentos patrimoniais ao VJORA	Esses ativos são mensurados ao valor justo. Os dividendos são reconhecidos como ganho no resultado, a menos que o dividendo represente claramente uma recuperação de parte do custo do investimento. Outros resultados líquidos são reconhecidos em ORA e nunca são reclassificados para o resultado.

A tabela a seguir demonstra as categorias de mensuração originais no CPC 38 / IAS 39 e as novas categorias de mensuração do CPC 48 / IFRS 9 para cada classe de ativos financeiros:

	Classificação CPC 38/IAS 39	Classificação CPC 48/IFRS 9	Saldo em 31/12/2017	Saldo em 01/01/2018
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
			360.274	360.274
Caixa e equivalentes de caixa	Empréstimos e Recebíveis	Valor Justo por Meio de Resultado	1.064	1.064
Clientes	Empréstimos e Recebíveis	Custo Amortizado	359.210	359.210
			909.757	909.757
Titulos e Valores Mobiliários	Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	Valor Justo por Meio de Resultado	909.757	909.757

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

O CPC 48/IFRS 9 substituiu a abordagem de perda incorrida do CPC 38/IAS 39 por uma abordagem de perda de crédito esperada.

O novo modelo de *impairment* aplica-se aos ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado, ativos contratuais e instrumentos de dívida mensurados a VJORA, mas não se aplica aos investimentos em instrumentos patrimoniais (ações).

Mensuração das provisões para perdas de acordo com as seguintes bases:

CPC 48/IFRS 9	
Perdas de crédito esperadas para 12 meses	Aquelas que resultam de possíveis eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data do balanço
Perdas de crédito esperadas para a vida inteira	Aquelas que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro.

A Companhia adotou a abordagem simplificada e realizou o cálculo de perda esperada, tomando como base a expectativa de risco de inadimplência que ocorre ao longo da vida do instrumento financeiro.

É considerado pela Companhia um ativo financeiro como inadimplente quando:

- É pouco provável que o credor pague integralmente suas obrigações de crédito ao Grupo, sem recorrer a ações como a realização da garantia (se houver alguma); ou
- O ativo financeiro está vencido conforme regras da companhia.

Um ativo financeiro possui "problemas de recuperação de crédito" quando ocorrem um ou mais eventos com impacto prejudicial nos fluxos de caixa futuro estimados do ativo financeiro. Em cada data de apresentação, a Companhia avalia se os ativos financeiros contabilizados pelo custo amortizado estão com problemas de recuperação.

Não houve reflexos da adoção inicial do CPC 48/IFRS 9 em 01/01/2018, visto que não havia provisões registradas ao término do Exercício de 2017.

IFRS 15/CPC 47 - Receitas de contratos com clientes

O CPC 47/IFRS 15 estabelece um novo conceito para o reconhecimento de receita, substituindo a IAS 18 Receita, a IAS 11 Contratos de Construção e as interpretações relacionadas.

A Companhia adotou o CPC 47/IFRS 15 usando o método de efeito cumulativo, com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2018; não aplicando os requerimentos exigidos pela norma para o período comparativo apresentado.

As novas exigências de divulgação visam ajudar os usuários das demonstrações financeiras a entender a natureza, o montante, o momento e a incerteza em relação à receita e aos fluxos de caixa decorrentes de contratos com clientes.

A Companhia aplica um modelo de cinco etapas para determinar quando reconhecer a receita, e por qual valor. O modelo especifica que a receita deve ser reconhecida quando (ou conforme) uma entidade transfere o controle de bens ou serviços para os clientes, pelo valor que a entidade espera ter direito a receber. Dependendo se determinados critérios são cumpridos, a receita é reconhecida:

- Com o passar do tempo, de uma forma a refletir o desempenho da entidade da melhor maneira possível; ou
- Em um determinado momento, quando o controle do bem ou serviço é transferido para o cliente.

As 5 etapas para reconhecimento de receita são as seguintes:

	1	2	3	4	5
Passos para reconhecimento da receita	Identificar o contrato	Identificar as obrigações de desempenho	Determinação do preço da transação	Alocar o preço da transação	Reconhecer a Receita

A Companhia auferiu 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.

A norma determina que a Companhia só pode contabilizar os efeitos de um contrato com um cliente quando for provável que receberá a contraprestação à qual terá direito em troca dos bens ou serviços que serão transferidos.

Contratos celebrados com clientes que apresentam longo histórico de inadimplência e que por diversos motivos não estão com o fornecimento de energia suspenso, deixam de ter as respectivas receitas reconhecidas. A Companhia não identificou algum cliente que se encontrasse nessa situação.

Não houveram impactos da adoção do CPC 47/IFRS 15 na Demonstração do Resultado do Período em 30 de junho de 2018.

NOTA 3 – DESCRIÇÃO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS

As práticas contábeis e os métodos de cálculo utilizados na preparação dessas demonstrações financeiras intermediárias são os mesmos adotados na preparação das demonstrações financeiras da Companhia do exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

3.1- Riscos relacionados à conformidade com leis e regulamentos

3.1.1 – Operação Lava Jato

Em 2015, em resposta às investigações no âmbito da "Operação Lava Jato" sobre irregularidades envolvendo funcionários, empreiteiros e fornecedores da Eletrobras e das sociedades de propósito específico (SPE) em que detém participações acionárias minoritárias foi contratado escritório de advocacia norte-americano Hogan Lovells US LLP para proceder investigação independente de acordo com os princípios adotados pela Securities and Exchange Commission (SEC) e pelo Department of Justice (DoJ) norte-americanos.

Como resultado da investigação independente a Eletrobras procedeu os ajustes contábeis conforme apresentado nas Demonstrações Financeiras anuais de 2016 e 2017.

Entretanto, as investigações oficiais da "Operação Lava Jato" ainda não foram concluídas pelo Ministério Público Federal, podendo 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 contábeis.

Em abril de 2018 foram apresentados ao Conselho de Administração da Eletrobras os resultados dos procedimentos de investigação independente realizada pelo escritório internacional Hogan Lovells encerrando, na data de 30 de abril de 2018, as atividades de investigação objeto dos serviços contratados em relação à Companhia, suas controladas e empreendimentos dos quais participam.

Contudo, o contrato com o escritório internacional ainda permanecerá vigente para o acompanhamento e viabilização de resolução perante às autoridades norte-americanas, SEC e DOJ, cujo processo está em curso.

NOTA 4 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCO

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

DESCRIPTIVO	Mensuração	30/06/2018		31/12/2017	
		Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo
Ativos financeiros mensurados pelo Custo Amortizado					
Caixa e equivalentes de caixa	Custo Amortizado	21.087	21.087	1.064	1.064
Clientes	Custo Amortizado	369.657	369.657	359.210	359.210
Ativos financeiros mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado					
Títulos e Valores Mobiliários	Valor Justo	984.599	984.599	909.757	909.757
Passivos financeiros mensurados pelo custo amortizado					
Fornecedores	Custo Amortizado	1.114.874	1.114.874	942.967	942.967
Financiamentos e empréstimos	Custo Amortizado	8.539.001	8.539.001	8.556.538	8.556.538

Os saldos contábeis e os valores de mercado dos instrumentos financeiros, em 30 de junho de 2018, 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 - 30 de Junho de 2018								
MOEDA	SALDO	SALDO R\$ MIL	CENÁRIO PROVÁVEL		CENÁRIO POSSÍVEL		CENÁRIO REMOTO	
			CÂMBIO PROVÁVEL 2018	PERDA ESTIMADA	CÂMBIO POSSÍVEL 2018	GANHO ESTIMADO	CÂMBIO REMOTO 2018	PERDA ESTIMADA
Dólar Americano	955	3.681	3,5600	(281)	3,9160	59	3,5819	(260)
TOTAL		3.681		(281)		59		(260)

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

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 - 30 de Junho de 2018									
MOEDA	SALDO	SALDO R\$ MIL	SALDO EM 30/06/2018	CENÁRIO I			CENÁRIO II		
				CÂMBIO PROVÁVEL 2018	SALDO PROVÁVEL R\$ MIL	GANHO ESTIMADO	CÂMBIO MÉDIO 2017/2018	SALDO PROVÁVEL R\$ mil	GANHO ESTIMADO
Euro	(20.839)	(72.599)	(93.842)	4,2000	(87.523)	6.319	4,2388	(88.331)	5.511
Dólar Americano	(745)	(2.243)	(2.872)	3,5600	(2.652)	220	3,5819	(2.668)	204
TOTAL		(74.842)	(96.714)		(90.175)	6.539		(90.999)	5.715

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE FORNECEDOR - 31 de Dezembro de 2017									
MOEDA	SALDO	SALDO R\$ MIL	SALDO EM 31/12/2017	CENÁRIO I			CENÁRIO II		
				CÂMBIO PROVÁVEL 2017	SALDO PROVÁVEL R\$ MIL	GANHO ESTIMADO	CÂMBIO 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

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 reduzida para 6,60% para o segundo trimestre de 2018. O impacto para a ELETRONUCLEAR proveniente de mudanças da TJLP 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 8,00% do montante dos empréstimos e financiamentos contratados pela ELETRONUCLEAR estão indexados à taxa *DI-Over*, apurada pela CETIP, que registrou variação negativa de 13,3% durante o segundo trimestre de 2018, 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 0,4% do total da dívida da ELETRONUCLEAR está indexada ao IPCA.

Segue abaixo a exposição total do risco de juros:

EXPOSIÇÃO A RISCO DE JUROS							
FINANCIAMENTO E EMPRÉSTIMOS	Moeda	Indexador	Taxa Efetiva	30/06/2018		31/12/2017	
				Principal	Juros *	Principal	Juros *
ANGRAS 1 e 2:							
ELETOBRAS - ECF 2278 / ECF 2507 / ECF 2579	R\$	UFIR	5,00%	288.986	85.842	306.164	94.471
ELETOBRAS - PSPE - ECF 3278	R\$	Taxa DI-Over	9,30%	39.968	12.153	42.106	1.546
ELETOBRAS - PSPE - ECR 286	R\$	Taxa DI-Over	9,30%	127.808	30.163	136.561	36.335
ELETOBRAS - INB - ECF 3284	R\$	Taxa DI-Over	13,27%	106.672	46.723	112.325	8.667
ELETOBRAS - PAE - ECF 3247	R\$	IPCA	7,83%	35.674	862	53.478	2.400
ANGRA 3:							
ELETOBRAS - RGR - ECF 2878	R\$	UFIR	5,00%	587.024	317.373	596.973	330.923
ELETOBRAS - ECR 286	R\$	Taxa DI-Over	9,30%	252.520	59.609	269.820	71.804
ELETOBRAS - ECF 3341	R\$	Taxa DI-Over	13,27%	155.872	68.179	162.154	37.334
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcréditos A e B	R\$	TJLP	8,32%	3.581.654	2.931.675	3.616.475	3.507.509
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito C	R\$	SELIC	9,08%	13.999	626	15.766	812
BNDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito D	R\$	SELIC	9,20%	16.614	974	18.199	1.222
CEF - Nº 0410.351-27/13	R\$	Sem indexador	6,70%	3.332.210	2.619.016	3.226.517	2.618.075
TOTAL				8.539.001	6.173.195	8.556.538	6.711.098

* 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 na Nota 1, 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 segundo trimestre de 2018, houve o registro de inadimplência por parte de duas distribuidoras, totalizando um montante de R\$ 5.975.

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

PRINCIPAIS CONTAS SUJEITAS A RISCO DE CRÉDITO		
COMPOSIÇÃO	SALDO EM 30/06/2018	SALDO EM 31/12/2017
Caixa e equivalentes de Caixa	21.087	1.064
Clientes - Venda de Energia	369.657	359.210
TOTAL	390.744	360.274

CAIXA E EQUIVALENTE DE CAIXA 2018		
	COMPOSIÇÃO	SALDO
1	Caixa	-
2	Banco	21.033
3	Fundo Fixo	54
	TOTAL	21.087

CLIENTES 2º TRIMESTRE DE 2018					
	CONCESSIONÁRIAS	FATURAMENTO	PARCELA VARIÁVEL	TOTAL	ATRASO EMDIAS
1	Amazonas Distribuidora de Energia S.A	4.756	1.502	6.258	-
2	Ampla Energia e Serviços S.A.	7.874	2.488	10.362	-
3	CEB Distribuição S.A.	4.884	1.543	6.427	-
4	Celesc Distribuição S.A.	14.139	4.467	18.606	-
5	CELG Distribuição S.A.	8.882	2.806	11.688	-
6	CEMIG Distribuição S.A	21.591	6.821	28.413	-
7	Centrais Elétricas de Rondônia S.A.	2.283	721	3.005	-
8	Centrais Elétricas do Pará S.A.	5.627	1.778	7.405	-
9	Companhia de Eletricidade do Acre	682	215	898	-
0	Companhia de Eletricidade do Acre	702	-	702	-
10	Companhia de Eletricidade do Amapá	760	240	1.000	-
11	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	13.134	4.149	17.283	-
12	Companhia Energética de Alagoas	2.512	793	3.305	-
0	Companhia Energética de Alagoas	2.586	-	2.586	-
0	Companhia Energética de Alagoas	22	-	22	-
0	Companhia Energética de Alagoas	2.587	-	2.587	-
0	Companhia Energética de Alagoas	78	-	78	-
13	Companhia Energética de Pernambuco	8.879	2.805	11.684	-
14	Companhia Energética do Ceará	7.538	2.381	9.919	-
15	Companhia Energética do Maranhão	4.095	1.294	5.388	-
16	Companhia Energética do Piauí	2.205	696	2.901	-
17	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	3.627	1.146	4.773	-
18	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	6.853	2.165	9.018	-
19	Companhia Hidroelétrica São Patrício (CHESP)	79	25	104	-
20	Companhia Jaguarí de Energia	1.888	597	2.485	-
21	Companhia Paulista de Força e Luz	18.192	5.747	23.939	-
22	Companhia Piratininga de Força e Luz	7.975	2.519	10.494	-
23	COPEL Distribuição S.A.	20.256	6.399	26.655	-
24	DME Distribuição S.A. - DMED	346	109	455	-
25	EDP São Paulo Distribuição de Energia S. A. (BANDEIRANTE)	8.206	2.592	10.798	-
26	Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	10.586	3.344	13.931	-
27	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	32.735	10.342	43.077	-
28	Empresa Luz e Força Santa Maria S.A	174	55	229	-
29	Energia Tocantis - Distribuidora de Energia S. A.	1.359	429	1.788	-
30	Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S.A.	555	175	731	-
31	Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia	4.811	1.520	6.331	-
32	Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.	3.303	1.044	4.347	-
33	Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia. S.A.	958	303	1.260	-
34	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A	2.972	939	3.911	-
35	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	2.208	698	2.906	-
36	Energisa Sul - Sudeste Dist. Energia S. A.	2.916	921	3.837	-
37	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.	5.181	1.637	6.818	-
38	Força e Luz Coronel Vívda Ltda. (FORCEL)	37	12	49	-
39	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	190	60	250	-
40	Light Serviços de Eletricidade S.A.	17.412	5.501	22.912	-
41	MuxFeld, Marin & Cia LTDA.	41	13	54	-
42	RGE Sul Distribuidora de Energia S. A. (RGE SUL)	7.076	2.236	9.312	-
43	Rio Grande Energia S.A.	6.535	2.065	8.600	-
44	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda. (UHENPAL)	58	18	76	-
	TOTAL	282.346	87.311	369.657	

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 0,77 (0,79 em 31 de Dezembro de 2017) e

- a comparação entre os direitos realizáveis e as exigibilidades, de curto e de longo prazo, revela um índice de liquidez geral de 0,22 (0,20 em 31 de Dezembro de 2017).

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 2017 (i)				
- Empréstimos	1.032.704	958.296	2.660.151	10.294.761
- Fornecedores (iii)	471.483	471.484	-	-
TOTAL	1.504.187	1.429.780	2.660.151	10.294.761
Em 30 de junho de 2018 (i)				
- Empréstimos	531.806	971.277	2.791.691	10.404.645
- Fornecedores (iii)	557.437	557.437	-	-
TOTAL	1.089.243	1.528.714	2.791.691	10.404.645

(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 conseqüente retomada do empreendimento Angra 3 em sua plenitude, conforme elucidado na nota 14 g, ficariam 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 2018 foi definida pela Resolução Homologatória nº 2.359 de 19.12.2017 (DOU 21.12.2017), no montante de R\$ 3.316.446.

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 Companhia 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 financiáveis, 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 Índícios 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 independente 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	
	30/06/2018	31/12/2017
Total dos financiamentos e empréstimos (Nota 17a)	8.539.001	8.556.538
(-) Caixa e equivalentes de caixa (Nota 5a)	(21.087)	(1.064)
(-) Títulos e val. mobiliários de curto prazo (Nota 5b)	(182.886)	(277.951)
Dívida líquida	8.335.028	8.277.523
Total do patrimônio líquido	(4.999.015)	(5.147.539)
Total do capital total	3.336.013	3.129.984
Índice de alavancagem financeira - %	2,50	2,64

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 30 de junho de 2018, a classificação por Nível Hierárquico apresenta-se da seguinte forma para os instrumentos financeiros valorizados a valor justo:

INSTRUMENTOS FINANCEIROS					
DESCRITIVO	R\$ MIL				
	Nível 1		Nível 2		Total
	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil	
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
Total de ativos em 31/12/2017	909.757	909.757	-	-	909.757
Títulos e valores mobiliários de curto prazo	182.886	182.886	-	-	182.886
Títulos e valores mobiliários de longo prazo	801.713	801.713	-	-	801.713
Total de ativos em 30/06/2018	984.599	984.599	-	-	984.599

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	
	30/06/2018	31/12/2017
Caixa e bancos	21.087	1.064
SALDO	21.087	1.064

b) Títulos e valores mobiliários de curto prazo

TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS		
Composição	R\$ MIL	
	30/06/2018	31/12/2017
Investimento em renda fixa:		
* BB Extramercado FAE 2	91.504	94.181
** Fundo de Investimento Caixa Extramercado VI IRF-M 1 RF: FINANCIAMENTO	91.382	183.770
TOTAL	182.886	277.951

* Rentabilidade no ano de 2018: 3,01% e 7,74% nos últimos 12 meses

** Rentabilidade no ano de 2018: 3,02% e 7,68% nos últimos 12 meses

Em 2018, houve aplicação em títulos e valores mobiliários de curto prazo no valor de R\$ 405.000, rendimento bruto de R\$ 6.426, resgate de recursos, incluso IRRF e pagamento de IOF, no montante R\$ 506.491.

NOTA 6 – CLIENTES

CLIENTES - CONTAS A RECEBER		
BALANÇO	R\$ MIL	
	Ativo Circulante 30/06/2018	Ativo Circulante 31/12/2017
Energia contratada	276.371	257.332
Inadimplência	5.975	-
Desvio positivo 2016	-	2.695
Desvio positivo 2017	57.857	99.183
Desvio positivo 2018	29.454	-
TOTAL	369.657	359.210

- 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. Em 30/06/2018, registra-se saldo de inadimplência por parte de duas distribuidoras, mas não houve constituição de PCLD por não haver histórico de perdas.
- b) No exercício de 2017, foi apurado um desvio positivo no valor total de R\$ 99.183, para faturamento em doze parcelas iguais a partir do mês de fevereiro de 2018. Em 30 de junho de 2018, o saldo a receber das distribuidoras participantes do Sistema Interligado Nacional – SIN, referente a este desvio, é de R\$ 57.857.
- c) O desvio positivo (reembolso) de R\$ 29.454, provisionados em junho de 2018, é em decorrência da energia fornecida ter sido maior que a energia garantida para o período. Ele corresponde a 50% do montante apurado e valorado ao PLD médio estimado para o ano de 2018 e deverá ser cobrado a todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição do Sistema Interligado Nacional – SIN em parcelas mensais a partir de fevereiro de 2019.

NOTA 7 – IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS – ATIVO

IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	R\$ MIL	
	ATIVO CIRCULANTE	
	30/06/2018	31/12/2017
IRRF sobre aplicações financeiras	8	570
IRRF sobre serviços prestados a terceiros	232	-
CSLL retida sobre serviços prestados a terceiros	193	-
IRRF e CSLLRF Exercício Anterior	614	-
Saldo de antecipações de IRPJ	33.010	4.554
Saldo de antecipações de CSLL	11.657	1.431
Créditos fiscais PASEP e COFINS	(489)	885
PASEP e COFINS Compensáveis Recolhidos a maior	17.734	17.259
Outros	128	128
TOTAL	63.087	24.827

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	
	30/06/2018	31/12/2017
Concentrado de urânio	194.189	194.047
Elementos prontos	5.411.019	5.076.097
Serviços em curso	201.031	318.732
Consumo Acumulado	(4.489.863)	(4.292.716)
TOTAL	1.316.376	1.296.160
Ativo circulante	486.216	465.152
Ativo não circulante	830.160	831.008
TOTAL	1.316.376	1.296.160

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

MOVIMENTAÇÃO DOS ELEMENTOS PRONTOS				
BALANÇO	R\$ MIL			
	SALDO EM 31/12/2017	ADIÇÕES	BAIXA	SALDO EM 30/06/2018
Ativo circulante	465.152	21.064	-	486.216
Ativo não circulante	4.610.945	313.858	-	4.924.803
TOTAL BRUTO	5.076.097	334.922	-	5.411.019
Consumo acumulado	(4.292.716)	-	(197.147)	(4.489.863)
VALOR LÍQUIDO	783.381	334.922	(197.147)	921.156

NOTA 9 – ALMOXARIFADO

O saldo do almoxarifado é composto por materiais utilizados para consumo, nos montantes de R\$ 60.778 (R\$ 67.180, em 31 de dezembro de 2017) das usinas no curto prazo, assim como, os adiantamentos efetuados a fornecedores para a aquisição dos correspondentes materiais, nos montantes de R\$15.596 (R\$ 16.151, em 31 de dezembro de 2017), totalizando R\$ 76.374 (R\$ 83.331, em 31 de dezembro de 2017).

NOTA 10 – OUTROS ATIVOS

OUTROS ATIVOS	R\$ MIL		R\$ MIL	
	ATIVO CIRCULANTE		ATIVO NÃO CIRCULANTE	
	30/06/2018	31/12/2017	30/06/2018	31/12/2017
Prêmios de seguros	6.022	15.055	-	-
FRG - Contribuição Mensal da Patricionadora	3.758	-	-	-
NUCLEOS - Contribuição Mensal da Patricionadora	11.800	-	-	-
Partes relacionadas (a)	44.295	31.240	1.289	1.289
Adiantamentos a fornecedores	16.544	5.006	-	-
INEPAR - multa contratual	4.141	4.141	-	-
Desativações em curso	2.302	2.302	-	-
Devedores diversos	32.010	23.015	-	-
Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa	(16.643)	(16.613)	-	-
TOTAL	104.229	64.146	1.289	1.289

a) Veja detalhes sobre as transações com partes relacionadas na Nota 33.

NOTA 11 – TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS DE LONGO PRAZO - FUNDO PARA O DESCOMISSIONAMENTO

O descomissionamento de usinas nucleares constitui-se de 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. Para permitir a inserção, na ELETRONUCLEAR, dos custos a serem incorridos com o descomissionamento das 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 2018, o valor fixado para depósito foi o montante R\$ 131.655.

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	
	30/06/2018	31/12/2017
Conta-corrente	22	-
Dólar Comercial Futuro	3.681	(1.316)
LTN	613.371	468.950
NTNF	59.504	46.224
Operações Compromissadas	125.154	117.963
Outros	(19)	(15)
TOTAL	801.713	631.806

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 junho de 2018, o fundo apresenta um ganho financeiro de R\$ 124.969 (Nota 30), (ganho financeiro de R\$ 48.546, em 31 de dezembro de 2017), em função da carteira do Fundo Financeiro do Banco do Brasil para descomissionamento conter título vinculado à

variação da moeda dólar norte-americano. Em 2018, foram aplicados R\$ 58.840 no fundo para descomissionamento.

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

FUNDO FINANCEIRO PARA O DESCOMISSIONAMENTO		
DESCRIPTIVO	R\$ MIL	
	30/06/2018	31/12/2017
Parcelamento quotas de 2005/2006/2007	102.365	102.365
Quotas de 2008 a 2018	325.999	270.995
Total de quotas recolhidas	428.364	373.360
Planos de Recolhimentos Adicionais	31.847	28.011
Aplicação do IRRF	-	2.342
Ganhos líquidos auferidos acumulados	341.502	228.093
Patrimônio líquido do fundo	801.713	631.806
Saldo da Carteira de Aplicativos do Fundo	801.713	631.806

NOTA 12 – DEPÓSITOS VINCULADOS

a) Composição

DEPÓSITOS VINCULADOS		
COMPOSIÇÃO	R\$ MIL	
	30/06/2018	31/12/2017
Depósitos judiciais		
Contingências trabalhistas	31.672	26.047
Contingências cíveis	1.162	1.143
Contingências tributárias	28.232	28.233
	61.066	55.423
Outros depósitos	293	130
Atualização monetária sobre os depósitos judiciais	34.939	33.080
TOTAL	96.298	88.633

b) Movimentação

MOVIMENTAÇÃO DOS DEPÓSITOS VINCULADOS				
COMPOSIÇÃO	SALDO EM 31/12/2017	30/06/2018		
		BAIXAS	INCLUSÕES	SALDO
Depósitos judiciais	55.423	-	5.643	61.066
Outros depósitos	130	-	163	293
Atualização monetária s/depósitos judiciais	33.080	(288)	2.147	34.939
TOTAL	88.633	(288)	7.953	96.298

NOTA 13 – ATIVOS FISCAIS DIFERIDOS SOBRE PREJUÍZOS FISCAIS

A Companhia possui prejuízo fiscal no montante de R\$ 855.489 mil (R\$ 893.451 mil em 31 de dezembro de 2017) e base negativa de contribuição social no montante de R\$ 1.068.907 mil (R\$ 1.106.847 mil em 31 de dezembro de 2017).

Pela legislação tributária em vigor, o prejuízo fiscal e a base negativa da CSLL 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 e 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			
		30/06/2018			31/12/2017
		Custo	Depreciação e amortização acumuladas	Valor Líquido	Valor Líquido
EM SERVIÇO					
Terrenos		34.379	-	34.379	34.380
Ed.Obras Cíveis Benfeitorias		1.536.796	(912.774)	624.022	644.650
Máquinas e Equipamentos - Inst.Fixas		8.432.668	(4.085.507)	4.347.161	4.572.029
Máquinas e Equipamentos - Equip.Geral		140.797	(96.011)	44.786	45.915
Veículos		13.058	(9.911)	3.147	3.698
Móveis e Utensílios		21.669	(13.087)	8.582	9.011
Angras 1 e 2	3,3	10.179.367	(5.117.290)	5.062.077	5.309.683
EM CURSO					
Terrenos		-	-	-	-
Ed.Obras Cíveis Benfeitorias		47.748	-	47.748	47.683
Máquinas e Equipamentos - Inst. Fixas		213.653	-	213.653	182.018
Máquinas e Equipamentos - Equip.Geral		4.790	-	4.790	4.596
Veículos		410	-	410	683
Móveis e Utensílios		174	-	174	158
A Ratear		346.570	-	346.570	333.822
Transf/fab e rep/mat em processo		3.002	-	3.002	3.002
Compras em andamento		1.647	-	1.647	1.472
Adiantamento a fornecedores		3.317	-	3.317	36.411
Angras 1 e 2		621.311	-	621.311	609.845
Terrenos		115	-	115	115
Ed.Obras Cíveis Benfeitorias		1.555.761	-	1.555.761	1.552.115
Máquinas e Equipamentos - Inst. Fixas		1.409.094	-	1.409.094	1.404.246
Máquinas e Equipamentos - Equip.Geral		-	-	-	-
Veículos		-	-	-	-
Móveis e Utensílios		-	-	-	-
A Ratear		5.215.045	-	5.215.045	4.835.880
Transf/fab e rep/mat em processo		-	-	-	-
Compras em andamento		114.799	-	114.799	105.761
Adiantamento a fornecedores		2.022.226	-	2.022.226	2.002.236
Angra 3		10.317.040	-	10.317.040	9.900.353
Impairment Angra 3		(10.317.040)	-	(10.317.040)	(9.900.353)
Total Angra 3		-	-	-	-
Angras 1, 2 e 3		621.311	-	621.311	609.845
TOTAL		10.800.678	(5.117.290)	5.683.388	5.919.528

b) Movimentação do imobilizado

MOVIMENTAÇÃO DO IMOBILIZADO EM 2018 - R\$ MIL							
DESCRIPTIVO	SALDO EM 31/12/2017	ADIÇÕES / DEPRECIÇÃO	ENCARGOS FINANCEIROS E RENDIMENTOS CAPITALIZADOS	DEPRECIÇÃO CAPITALIZADA	TRANSF. PARA SERVIÇO	BAIXAS / OUTROS *	SALDO EM 30/06/2018
Em curso	10.510.198	141.487	289.493	501	(3.042)	(286)	10.938.351
<i>Impairment Angra 3</i>	(9.900.353)	(416.687)	-	-	-	-	(10.317.040)
Em serviço: custo	10.176.412	-	-	-	3.042	(87)	10.179.367
Depreciação	(4.866.729)	(250.122)	-	(501)	-	62	(5.117.290)
Total em serviço	5.309.683	(250.122)	-	(501)	3.042	(25)	5.062.077
TOTAL	5.919.528	(525.322)	289.493	-	-	(311)	5.683.388

MOVIMENTAÇÃO DO IMOBILIZADO EM 2017 - R\$ MIL							
DESCRIPTIVO	SALDO EM 31/12/2016	ADIÇÕES / DEPRECIÇÃO	ENCARGOS FINANCEIROS E RENDIMENTOS CAPITALIZADOS	DEPRECIÇÃO 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
<i>Impairment Angra 3</i>	(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)
Total em serviço	4.682.059	(405.590)	-	(962)	55.389	978.787	5.309.683
TOTAL	5.215.112	(878.934)	605.151	-	-	978.199	5.919.528

* 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)

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.

Em junho de 2018, houve a reclassificação de R\$ 416.687 entre o saldo de *impairment* e contrato oneroso em função das adições do imobilizado no primeiro semestre de 2018, atualizado o total do ativo baixado por *impairment* para o montante R\$ 10.317.040 e o saldo do contrato oneroso para o montante de R\$ 972.156.

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/produtividade 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 SF.A 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 n.º 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 Eletrobras.

f) Pronunciamento Técnico CPC 27 – Sobressalentes no Imobilizado

A Companhia mantém em seu estoque uma gama de material de valor compatível às necessidades específicas de cada uma de suas usinas, devido às características próprias e individuais dos projetos. Trata-se de componentes e respectivos sobressalentes de fabricação restrita, de disponibilidade reduzida e, na sua quase totalidade, adquirida do exterior, necessários de modo a garantir a performance e fluxo contínuo de operação.

g) Empreendimento Angra 3

O planejamento original para a construção da Usina Nuclear Angra 3 previa que a planta seria implementada com base em um Cronograma Executivo de 66 meses*. Tal premissa fundamental era alicerçada na experiência da ELETRONUCLEAR com a construção de Angra 2, excluídos os períodos nos quais suas atividades estiveram paralisadas, bem como com os programas de implantação das usinas nucleares mais recentemente construídas na Alemanha. O início desse prazo foi caracterizado pelo início da execução dos serviços de concretagem do edifício do reator, ocorrido em 01 de setembro de 2010.

A viabilização desse prazo contemplava diversas premissas, algumas das quais ainda não concretizadas e, adicionalmente, não se anteviam grandes dificuldades de natureza externa que impactassem sobremaneira o desenvolvimento das obras.

**Informação não revisada por auditoria independente*

O empreendimento Angra 3 sofreu alteração cronológica por eventos operacionais relacionados aos contratos de montagem eletromecânica e obras civis, sendo a nova previsão de data de entrada em operação para 01 de janeiro de 2025 conforme aprovado pela Diretoria Executiva, nos termos da RDE 1379.007/17, de 14 de novembro de 2017.

Como todo empreendimento, em que são necessárias a aplicação intensiva de capital por um longo período, a construção de uma nova unidade de geração de energia de fonte nuclear não é diferente. Um dos grandes desafios a serem ainda superados têm sido a estruturação dos recursos financeiros necessários à sua implementação.

A situação atual do empreendimento aponta altos valores a serem ainda investidos que não têm origem ou financiamento definido ou assegurado (parcelas não financiadas + capital próprio). Desse total, pode-se considerar que cerca de 50% possam ser alocados a um parceiro privado em um modelo, ora em estudo, correspondendo esse percentual ao escopo remanescente transferível para o parceiro.

Nesse contexto, permanece sem solução imediata a captação de financiamentos de grande monta para o escopo sob responsabilidade da ELETRONUCLEAR e o atendimento às garantias demandadas pelo parceiro privado.

Os aportes de capital por parte do parceiro, conforme descrito na Nota 4.1d, devem ocorrer na forma de bens e serviços (construção civil, montagem eletromecânica e fornecimentos não contratados), a serem integralizados à medida que seja incorporado à obra.

A alternativa de criação de uma sociedade mantém ainda a necessidade de um sócio investidor que garanta a parcela de capital próprio remanescente para a ELETRONUCLEAR ser majoritária na mencionada sociedade, garantindo assim a operacionalização da mesma sem contestação de constitucionalidade, visto que a ELETRONUCLEAR é delegada pela União para operação e manutenção de usinas nucleares no Brasil.

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 2018- R\$ MIL							
DESCRIPTIVO	SALDO 31/12/2017	ADIÇÃO	TRANSF P/SERVIÇO	AMORTIZAÇÃO	AMORTIZAÇÃO CAPITALIZADA	OUTROS	SALDO 30/06/2018
Em curso	58.266	4.605	-	-	-	-	62.871
Em serviço - custo	102.198	-	-	-	-	-	102.198
Amortização	(93.019)	-	-	(3.570)	-	-	(96.589)
Total em serviço	9.179	-	-	(3.570)	-	-	5.609
TOTAL LÍQUIDO	67.445	4.605	-	(3.570)	-	-	68.480

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
TOTAL LÍQUIDO	65.146	9.859	-	(7.560)	-	-	67.445

NOTA 16 – FORNECEDORES

- a) 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.
- b) Na composição do saldo de provisão de fornecedores nacionais está provisionado o montante de R\$ 243.010 referente à cobrança por parte da Enel Distribuidora sobre o Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) 8 autorizada por meio do Despacho ANEEL 1.283/2018 de 12.06.2018. O referido Despacho estabeleceu como prazo final a data de 11.07.2018 para a ELETRONUCLEAR e a Enel Distribuição Rio celebrarem um Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição - CUSD referente as conexões da UTN Almirante Álvaro Alberto - Usina de Angra nos setores de 13,8 kV e de 138 kV na Subestação Angra (USI). Anteriormente a essa data, tratava-se apenas de uma questão de entendimento controverso. Enquanto a ENEL supunha ter direitos sobre a mencionada prestação de serviços, por outro lado a ELETRONUCLEAR também se mantinha convicta pelo sentido contrário, visto ter sua primeira unidade operacional iniciado os serviços em janeiro de 1985 e nunca ter sido mencionada a existência dessa possibilidade. A energia consumida pela Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto CNAEA, é o chamado Consumo Próprio de Energia, quando a empresa utiliza parte de sua

própria produção, e, portanto, sempre foi assim reconhecida por todas as empresas de distribuição antecedentes da ENEL, responsáveis pela área onde estão instaladas as Usinas Angra 1 e Angra 2. Com a determinação da ANEEL por meio do referido Despacho, o contrato foi finalmente assinado em julho de 2018, tendo sido previamente aprovado por Resolução de Diretoria Executiva, conforme RDE 1414.004/18, com validade a partir da data de sua assinatura. Os pagamentos destas obrigações estão sendo negociados com a ENEL, tendo como mediadora a ANEEL. O CUSD se refere a item com características de tratamento na Parcela A da receita fixa das Usinas Angra 1 e 2, e cujo normativo de Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, Submodulo 6.7 Centrais de Geração Angra 1 e 2, ainda não prevê procedimentos para o reconhecimento deste componente tarifário. Portanto, será necessário que a ANEEL, proceda a inclusão tarifária dos valores a pagar a ENEL, para que os pagamentos se iniciem. A ELETRONUCLEAR está recorrendo à ANEEL, para que este novo componente de custo seja reconhecido na próxima revisão tarifária.

- c) Também está composta nessa rubrica, a provisão do valor de R\$ 233.851 (R\$ 223.180, em 31 de dezembro de 2017), a ser pago à Furnas. Essa provisão, entendida como devolução líquida a Furnas de faturamento a maior, decorre do seguinte:
- 1) 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;
 - 2) 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;
 - 3) Atualização monetária de R\$ 49.492 e juros de R\$ 46.767 a crédito desta rubrica.
- d) 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 30/06/2018				
BALANÇO	R\$ MIL			
	Faturas processadas	Varição cambial	Provisões	TOTAL
<u>Circulante</u>				
Furnas - devolução de tarifa	-	-	77.950	77.950
Fornecedores - nacional	476.302	-	315.629	791.931
Fornecedores - exterior	79.647	20.204	(10.759)	89.092
TOTAL CIRCULANTE	555.949	20.204	382.820	958.973
<u>Não Circulante</u>				
Furnas - devolução de tarifa	-	-	155.901	155.901
TOTAL NÃO CIRCULANTE	-	-	155.901	155.901
TOTAL EM 30/06/2018	555.949	20.204	538.721	1.114.874

FORNECEDORES EM 31/12/2017				
BALANÇO	R\$ MIL			
	Faturas processadas	Varição cambial	Provisões	TOTAL
<u>Circulante</u>				
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
TOTAL CIRCULANTE	582.569	13.172	198.439	794.180
<u>Não Circulante</u>				
Furnas - devolução de tarifa	-	-	148.787	148.787
TOTAL NÃO CIRCULANTE	-	-	148.787	148.787
TOTAL EM 31/12/2017	582.569	13.172	347.226	942.967

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 interveniência 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 interveniência 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 irretratável, 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 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 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.

Em 16.05.2018, a ELETRONUCLEAR solicitou ao BNDES a postergação da data limite para o preenchimento da Conta Reserva, conforme previsto nos Parágrafos Primeiro, Terceiro e Quarto, da Cláusula Sétima (Garantia da Operação) do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 10.2.2032.1, e considerando a alteração no prazo, efetuada através do Termo Aditivo Nº 04. Na mesma carta, foi solicitada ainda a postergação do prazo limite para o atendimento das condicionantes referentes à Cláusula Décima (Obrigações Especiais da Beneficiária), Alíneas XIII e XIX, do Contrato de Financiamento nº 10.2.2032.1, que se referem, respectivamente, a apresentação da Autorização para a Utilização de Material Nuclear – AUMAN, e do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST e do Contrato de Conexão, também considerando as alterações nos prazos efetuadas por meio do Termo Aditivo nº 04.

Em 30.05.2018, por meio da Carta 084/2018-BNDES AE/DEENE1, o BNDES autorizou a prorrogação do prazo para a ELETRONUCLEAR apresentar a AUMAN, de 01.05.2018 para até 01.11.2023, e para apresentar o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST e o Contrato de Conexão, de 31/03/2019 para até 01.01.2023.

Em 14.06.2018, por meio da Carta 092/2018-BNDES AE/DEENE1, o BNDES autorizou a prorrogação do prazo limite para o preenchimento integral, por parte da ELETRONUCLEAR, da Conta Reserva de 15.06.2018 para 15.06.2020, com o valor equivalente à soma das últimas três prestações vencidas de amortização e juros do Contrato de Financiamento nº 10.2032.1. Esta prorrogação suspendeu a obrigação do aumento da necessidade de capital de giro no valor aproximado de R\$ 92.604 (valor equivalente a soma das prestações vencidas entre 04/2018 a 06/2018).

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.

a) Quadro dos financiamentos e empréstimos

DESCRIÇÃO	30/06/2018					31/12/2017				
	R\$ MIL					R\$ MIL				
	JUROS	PRINCIPAL		TOTAL	TX. EFETIVA	JUROS	PRINCIPAL		TOTAL	TX. EFETIVA
	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE				CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE			
ANGRAS 1 e 2:										
ELETOBRAS - ECF 2278 / ECF 2507 / ECF 2579	1.676	37.009	250.301	288.986	5,00%	1.775	37.008	267.381	306.164	5,00%
ELETOBRAS - PSPE* - ECR 286 / ECF 3278	1.300	33.549	132.927	167.776	9,30%	1.869	64.532	112.266	178.667	12,78%
ELETOBRAS - INB - ECF 3284	1.180	17.359	88.133	106.672	13,27%	1.492	110.833	-	112.325	16,13%
ELETOBRAS - PAE - ECF 3347	246	35.428	-	35.674	7,83%	331	53.147	-	53.478	7,83%
ANGRA 3:										
ELETOBRAS - RGR - ECF 2878	2.678	32.189	552.157	587.024	5,00%	2.724	27.236	567.013	596.973	5,00%
ELETOBRAS - ECR 286	1.957	53.402	197.161	252.520	930,00%	2.824	45.187	221.809	269.820	12,78%
ELETOBRAS - ECF 3341	1.726	25.366	128.780	155.872	13,27%	2.153	44.445	115.556	162.154	16,13%
BNDDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcréditos A e B	11.081	97.970	3.472.603	3.581.654	8,32%	11.188	94.092	3.511.195	3.616.475	8,72%
BNDDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito C	16	4.535	9.448	13.999	9,08%	17	4.395	11.354	15.766	10,20%
BNDDES - Nº 10.2.2032.1 - Subcrédito D	20	4.329	12.265	16.614	9,20%	20	4.195	13.984	18.199	10,32%
CEF - Nº 0410.351-27/13	14.377	83.646	3.234.187	3.332.210	6,70%	14.498	41.131	3.170.888	3.226.517	6,70%
TOTAL GERAL	36.257	424.782	8.077.962	8.539.001		38.891	526.201	7.991.446	8.556.538	

* É composto pelo empréstimo realizado em 2014 - R\$ 127.808 e em 2015 - R\$ 39.968, totalizando R\$ 167.776

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 2017	565.092	7.991.446	8.556.538
Ingressos	5.900	-	5.900
Encargos - resultado	29.285	-	29.285
Encargos - investimento	281.221	-	281.221
Variação Monetária - investimento	554	11.993	12.547
Transferência para o não circulante	31.291	(31.291)	-
Incorporação de encargos ao principal	(105.814)	105.814	-
Pagamentos	(346.490)	-	(346.490)
Saldo em 30 de junho de 2018	461.039	8.077.962	8.539.001

c) Dívida total com seus vencimentos programados

FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS POR VENCIMENTOS		
ANO	R\$ MIL	
	30/06/2018	31/12/2017
2018	272.423	565.090
2019	380.523	387.762
2020	394.159	401.371
2021	406.899	369.696
2022	417.064	371.111
Após 2022	6.667.933	6.461.508
TOTAL	8.539.001	8.556.538

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	
	30/06/2018	31/12/2017	30/06/2018	31/12/2017
	CIRCULANTE	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
I.R.P.J. Parcelamento	1.273	1.273	2.015	2.652
IRRF - Folha de pagamento	9.572	18.306	-	-
ISS sobre importação e outros	2.484	2.850	-	-
ICMS - DIFAL	6.354	6.296	-	-
COSIRF	6.857	5.087	-	-
INSS	7.135	11.323	-	-
IPTU Acordo Angra	4.384	4.384	7.673	9.864
PASEP e COFINS	14.819	15.316	-	-
PASEP e COFINS - Diferidos	3.347	3.347	-	-
FGTS	(1)	4.061	-	-
CIDE s/serviços no exterior	4.657	2.521	-	-
Taxas de importação	187	1.542	-	-
Outros	15	12	-	-
TOTAL	61.083	76.318	9.688	12.516

A Companhia constitui IRPJ e CSLL Diferidos sobre outros resultados abrangentes, ajustes relativos a adoção da Lei 11.638, bem como sobre diferenças temporárias que, em Junho de 2018, geraram uma posição líquida Ativa de IRPJ e CSLL Diferidos no montante total de R\$ 4.000.156 (R\$ 3.989.646 em 2017), contabilizados no Ativo Não Circulante e não houve registro de crédito. Todavia, em respeito ao estabelecido pelo CPC 32, foram registradas contas retificadoras, no mesmo montante, também no Ativo Não Circulante, de forma que o citado Ativo Diferido estivesse limitado ao montante do Passivo Diferido de IRPJ e CSLL.

DESCRIÇÃO	PASSIVO FISCAL DIFERIDO - R\$ MIL							
	30/06/2018				31/12/2017			
	PASSIVO NÃO CIRCULANTE				PASSIVO NÃO CIRCULANTE			
	VALOR BASE	Contrib. Social	Imposto de Renda	TOTAL	VALOR BASE	Contrib. Social	Imposto de Renda	TOTAL
AVP - obrigação p/ desmobilização	346.703	31.203	86.676	117.879	418.296	37.647	104.574	142.221
Provisão para PLR dos empregados	(50.238)	(4.521)	(12.560)	(17.081)	(50.239)	(4.522)	(12.560)	(17.081)
Corr.monetária imobilizado 1995 a 1997	143.920	12.953	35.980	48.933	149.609	13.465	37.402	50.867
Imobilizado da desmobilização-AVP	(13.601)	(1.224)	(3.400)	(4.624)	(18.169)	(1.635)	(4.542)	(6.177)
Imobilizado da desmobilização-Custo	(115.898)	(10.431)	(28.975)	(39.405)	(56.653)	(5.099)	(14.163)	(19.262)
Outros ajustes CPC	(490.316)	(44.128)	(122.579)	(166.707)	(439.586)	(39.563)	(109.897)	(149.459)
Baixa despesas administrativas	(193.604)	(17.424)	(48.401)	(65.825)	(193.604)	(17.424)	(48.401)	(65.825)
Provisão Impairment Angra 3	(10.317.040)	(928.534)	(2.579.260)	(3.507.794)	(9.900.353)	(891.032)	(2.475.088)	(3.366.120)
Provisão Contrato Oneroso Angra 3	(972.156)	(87.494)	(243.039)	(330.533)	(1.388.843)	(124.996)	(347.211)	(472.207)
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	(158.984)	(14.309)	(39.746)	(54.055)	(144.791)	(13.031)	(36.198)	(49.229)
Receita financeira capitalizada no Imobilizado	(101.243)	(9.112)	(25.311)	(34.423)	(96.970)	(8.727)	(24.243)	(32.970)
Provisão benefício pós-emprego	54.152	4.874	13.538	18.412	62.121	5.591	15.530	21.121
Provisão p/ créditos de liquidação duvidosa	(105.959)	(9.536)	(26.490)	(36.026)	(105.989)	(9.539)	(26.497)	(36.036)
Provisão para risco	(231.711)	(20.854)	(57.928)	(78.782)	(213.739)	(19.237)	(53.435)	(72.671)
Provisão para desvalorização de títulos	(1.532)	(138)	(383)	(521)	(1.532)	(138)	(383)	(521)
Provisão plano incentivo - PSPE/PAE	(63.387)	(5.705)	(15.847)	(21.552)	(77.965)	(7.017)	(19.491)	(26.508)
D. Fin - Encargos de Dívidas Transf p/invest	1.365.678	122.911	341.420	464.331	1.084.457	97.601	271.114	368.715
D. Fin - Var. Monet. Dívidas Transf p/invest	101.402	9.126	25.351	34.477	88.855	7.997	22.214	30.211
Subtotal	(11.493.011)	(1.034.371)	(2.873.253)	(3.907.624)	(11.574.292)	(1.041.686)	(2.893.573)	(3.935.259)
Compensação com prejuízos fiscais de exercícios anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-
SUBTOTAL	(11.493.011)	(1.034.371)	(2.873.253)	(3.907.624)	(11.574.292)	(1.041.686)	(2.893.573)	(3.935.259)
(-)Ativo Diferido	11.493.011	1.034.371	2.873.253	3.907.624	11.574.292	1.041.686	2.893.573	3.935.259
Outros resultados abrangentes	272.153	24.494	68.038	92.532	159.962	14.397	39.991	54.387
(-) Outros resultados abrangentes	(272.153)	(24.494)	(68.038)	(92.532)	(159.962)	(14.397)	(39.991)	(54.387)
TOTAL	-	-	-	-	-	-	-	-

Em 30 de junho de 2012, os cálculos do IRPJ e CSLL diferidos passaram para Provisões Ativas, permanecendo até hoje, e não foram contabilizadas pela ELETRONUCLEAR em conformidade com o CPC 32 - Art 24.

NOTA 19 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

OBRIGAÇÕES ESTIMADAS		
Composição	R\$ MIL	
	30/06/2018	31/12/2017
Provisão de férias e gratificação de férias	44.575	43.667
Encargos sociais sobre provisão de férias	26.303	26.955
Provisão de 13º salário	12.706	(37)
TOTAL	83.584	70.585

NOTA 20 – ENCARGOS SETORIAIS

ENCARGOS SETORIAIS		
Composição	R\$ MIL	
	30/06/2018	31/12/2017
RGR	37.286	28.528
Taxa de fiscalização da Aneel	684	867
TOTAL	37.970	29.395

NOTA 21 – BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO	R\$ MIL		R\$ MIL	
	PASSIVO CIRCULANTE		PASSIVO NÃO CIRCULANTE	
	30/06/2018	31/12/2017	30/06/2018	31/12/2017
Contrato Pactuação Obrigação Financeira	3.196	3.069	17.400	18.759
Provisão Atuarial	-	-	53.049	48.725
TOTAL	3.196	3.069	70.449	67.484

Em 30 de junho de 2018 não ocorreram alterações na natureza e nas condições dos planos de benefícios à aposentadoria em relação ao descrito na Nota 21 das demonstrações financeiras da Companhia do exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

A companhia entende que não houve impacto material nos benefícios pós-emprego por conta das adesões ao plano de incentivo de desligamento mencionado na nota 22.

Os saldos dos benefícios de aposentadoria podem ser demonstrados como segue:

	30/06/2018	31/12/2017
Obrigações registradas no balanço patrimonial com		
Benefícios de planos de pensão	55.357	52.265
Benefícios de saúde pós-emprego	18.288	18.288
	73.645	70.553
(-) parcela classificada no passivo circulante	(3.196)	(3.069)
	70.449	67.484

	30/06/2018	30/06/2017
Receitas (despesas) reconhecidas na demonstração do resultado		
Benefícios de planos de pensão	7.969	(17.315)
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidas diretamente em outros resultados abrangentes	(14.026)	3.024
Ganhos (perdas) atuariais das dívidas contratadas reconhecidas diretamente em outros resultados abrangentes	867	1.014
Redução (aumento) no ativo nos outros resultados abrangentes		-
	(13.159)	4.038

Conforme descrito na Nota 21 das demonstrações financeiras da Companhia do exercício findo em 31 de dezembro de 2017, os ganhos e perdas atuariais são reconhecidos, no período em que ocorrem em outros resultados abrangentes conforme orientação do CPC 33.

a) Movimentação das obrigações de benefícios de aposentadoria

O estudo atuarial, em consonância com o CPC 33, efetuado por atuário independente para a data base de 31 de dezembro de 2017, apresentou passivo de R\$ 70.553. O referido estudo atuarial será revisado em 31 de dezembro de 2018. A movimentação das obrigações dos benefícios de aposentadoria pode ser assim demonstrada:

Saldo em 31 de dezembro de 2017	70.553
Pagamentos	(2.099)
Valores reconhecidos no resultado	(7.969)
Perdas atuariais reconhecidas diretamente em outros resultados abrangentes	13.159
Saldo em 30 de junho de 2018	73.644

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.

O Plano de Demissão Consensual – PDC foi aprovado pelo Conselho de Administração na 374ª reunião realizada em 23/03/2018, com período de adesão entre 26/03/18 e 27/04/18. Os desligamentos, que se iniciaram em 04 de Junho de 2018, serão efetuados até 03 de Dezembro de 2018.

A ELETRONUCLEAR reconheceu, em 2018, a baixa de R\$ 13.335 referente ao plano de saúde dos funcionários incentivados. Em 30 de junho de 2018, o saldo da provisão é R\$ 72.449 (R\$ 77.965 em dezembro de 2017).

PLANOS DE INCENTIVO DE DESLIGAMENTO 2018 - R\$ MIL				
Descritivo	31/12/2017	30/06/2018		
		Provisão	Baixa	Saldo
<u>Circulante</u>				
Incentivo - PDC	-	4.155	(856)	3.299
Plano Médico - PSPE	20.291	-	(772)	19.519
Plano Médico - PAE	6.380	-	-	6.380
Plano Médico - PDC	-	733	(273)	460
Subtotal	26.671	4.888	(1.901)	29.658
<u>Não Circulante</u>				
Plano Médico - PSPE	26.783	-	(9.374)	17.409
Plano Médico - PAE	24.511	-	(3.189)	21.322
Plano Médico - PDC	-	2.931	(114)	2.817
Subtotal	51.294	2.931	(12.677)	41.548
TOTAL	77.965	7.819	(14.578)	71.206

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			
	30/06/2018		31/12/2017	
	Provisão Acumulada	Depósitos Judiciais	Provisão Acumulada	Depósitos Judiciais
- TRABALHISTA				
Principal	106.696	24.901	100.776	19.886
Atualização	31.786	11.361	24.894	10.304
	138.482	36.262	125.670	30.190
- TRIBUTÁRIA				
Principal	13.026	28.232	13.124	28.232
Principal Tributos Federais/Estaduais	19	-	117	-
INSS	13.007	28.232	13.007	28.232
Atualização	24.326	17.733	24.098	17.072
	37.352	45.965	37.222	45.304
- CÍVEL				
Principal	8.674	103	5.981	91
Atualização	5.205	18	4.171	13
	13.879	121	10.152	104
- AMBIENTAL				
Principal	21.257	-	21.257	-
Atualização	6.972	-	6.198	-
	28.229	-	27.455	-
TOTAL	217.942	82.348	200.499	75.598

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\$ 1.046.110 atualizados em 30 de junho de 2018 (R\$ 1.007.944 em 31 de dezembro de 2017), sendo R\$ 878.051 de processos de natureza trabalhista (R\$ 844.646 em 31 de dezembro de 2017), R\$ 133.921 de ações tributárias (R\$ 130.552 em 31 de dezembro de 2017), R\$ 34.138 de ações cíveis (R\$ 32.746 em 31 de dezembro de 2017).

Dentre as ações de causas prováveis e possíveis, e, que apresentam valores avaliados com perda superiores a 2% da Receita Operacional Líquida (até junho de 2018), ou seja, acima de R\$ 29.686, destacam-se:

a) Reclamatória Trabalhista n. 0064500-25.1989.5.1.0029	
Instância /Juízo	[1ª] Instância - [29ª] Vara do Trabalho da Capital do Rio de Janeiro
Partes	Sindicato do Engenheiros do Estado do RJ – SENGE (Substituindo cerca de 245 empregados e ex-empregados) x Eletronuclear (Reclamada)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 418.993.058,99
Objeto:	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.
Expectativa de Perda	Possível

b) Execução Fiscal n. 0003767-29.2009.8.19.0001	
Instância /Juízo	[1ª] Instância - [11ª] Vara de Fazenda Pública do Tribunal de Justiça do Estado do RJ
Partes	Estado do Rio de Janeiro (Exequente) x Eletronuclear (Executada)
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor atualizado: R\$ 110.171.684,18

Objeto:	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.
Expectativa de Perda	Possível

c) Ação Cível n. 0508930-19.2016.4.02.5101	
Instância /Juízo	[1ª] Instância - [32ª] Vara Federal do Rio de Janeiro
Partes	Consórcio Angramon (Autor) x Eletrobras Eletronuclear (Ré)
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor atualizado: R\$ 31.881.946,49
Objeto:	A autora busca a declaração de rescisão dos contratos e levantamento das garantias contratuais. Requer, igualmente, a não aplicação das penalidades legais e contratuais. Sentença de 1º Grau desfavorável à Companhia, reconhecendo (i) a rescisão dos contratos GAC.T/CT - 4500167239 e GAC.T/CT - 4500167242, firmados com o Consórcio Angramon, 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 e (ii) condenando a ETN ao pagamento de honorários advocatícios fixados a razão de 1% do valor atualizado da causa que monta R\$ 3.122.008.078,28. Houve a interposição de Apelação pela Empresa e o recurso encontra-se concluso para julgamento.
Expectativa de Perda	Possível

d) Reclamatória Trabalhista n. 0010786-77.2015.5.08.0116	
Instância /Juízo	[1ª] Instância - 1ª Vara do Trabalho de Paragominas
Partes	Maria Raimunda Viana de Oliveira e outros (Autores) x Eletrobras Eletronuclear (Reclamada) e Outros
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor atualizado: R\$ 35.029.921,43
Objeto:	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 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.

Expectativa de Perda	Possível
e) Reclamatória Trabalhista n. 0010788-47.2015.5.08.0116	
Instância /Juízo	[1ª] Instância - 1ª Vara do Trabalho de Paragominas
Partes	Vanderley Costa Oliveira e outros x Eletrobras Eletronuclear (Reclamada) e Outros

Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor atualizado: R\$ 122.604.725,00
Objeto:	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 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.
Expectativa de Perda	Possível

f) Reclamatória Trabalhista n. 0010787-62.2015.5.08.0116	
Instância /Juízo	[1ª] Instância - [1ª] Instância - 1ª Vara do Trabalho de Paragominas
Partes	Leilson Souza Lima e outros x Eletronuclear Eletronuclear (Reclamada) e Outros
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valor atualizado: R\$ 122.604.725,00
Objeto:	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 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.
Expectativa de Perda	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\$ 1.007.

b) Movimentação

MOVIMENTAÇÃO DAS CONTIGÊNCIAS JUDICIAIS - R\$ MIL					
Composição	SALDO EM 31/12/2017	ATUALIZAÇÃO EM 30/06/2018	MOVIMENTAÇÃO		SALDO EM 30/06/2018
			BAIXAS	INCLUSÕES	
Trabalhistas	125.669	8.241	(4.655)	9.228	138.483
Tributárias	37.222	273	(143)	-	37.352
Cíveis	10.152	1.034	(3.322)	6.014	13.878
Ambiental	27.456	773	-	-	28.229
TOTAL	200.499	10.321	(8.120)	15.242	217.942

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. Em junho de 2018 houve reversão de R\$ 416.687 devido às adições do imobilizado no primeiro semestre de 2018, atualizado o saldo do contrato oneroso para o montante de R\$ 972.156.

A Companhia utilizou as mesmas premissas do teste de *impairment* realizado em dezembro de 2017 e continua monitorando as estimativas e os riscos associados na determinação do valor recuperável desse empreendimento e, na medida que novas negociações ou novos estudos se concretizem e requeiram modificações no plano de negócio do empreendimento, 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\$ 1.937.904. 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 (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 (base jul/2015), montante que será despendido para implantação da Instalação para Armazenamento dos Combustíveis Irrradiados (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 2018, é de R\$ 71.592 (R\$ 89.051 em dezembro de 2017).

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

DESCOMISSONAMENTO - R\$ MIL				
	30/06/2018			31/12/2017
USINA	ESTIMATIVA TOTAL DE CUSTO	AJUSTE A VALOR PRESENTE	ESTIMATIVA A VALOR PRESENTE	VALOR PRESENTE
ANGRA 1	1.923.878	(596.829)	1.327.049	1.289.674
ANGRA 2	2.266.537	(1.627.802)	638.735	620.746
TOTAL	4.190.415	(2.224.631)	1.965.784	1.910.420
REJEITOS DE BAIXA E MÉDIA ATIVIDADE E COMBUSTÍVEL NUCLEAR USADO - R\$ MIL				
	30/06/2018			31/12/2017
USINA	ESTIMATIVA TOTAL DE CUSTO	AJUSTE A VALOR PRESENTE	ESTIMATIVA A VALOR PRESENTE	VALOR PRESENTE
ANGRA 1	248.137	(33.029)	215.108	209.050
ANGRA 2	416.545	(55.445)	361.100	350.930
TOTAL	664.682	(88.474)	576.208	559.980
TOTAL DAS OBRIGAÇÕES PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS - R\$ MIL				
	30/06/2018			31/12/2017
USINA	ESTIMATIVA TOTAL DE CUSTO	AJUSTE A VALOR PRESENTE	ESTIMATIVA A VALOR PRESENTE	VALOR PRESENTE
ANGRA 1	2.172.015	(629.858)	1.542.157	1.498.724
ANGRA 2	2.683.082	(1.683.247)	999.835	971.676
TOTAL	4.855.097	(2.313.105)	2.541.992	2.470.400

O saldo do passivo para descomissionamento a valor presente, incluídos os rejeitos de baixa e média atividade e combustível nuclear usado em 30 de junho de 2018, é de R\$ 2.541.992 (R\$ 2.470.400, em 31 de dezembro de 2017).

NOTA 26 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Composição acionária

ACIONISTA	QUANTIDADE DE AÇÕES				CAPITAL SOCIAL
	ORDINÁRIAS	PREFERENCIAIS	TOTAL	%	VALOR - R\$ mil
Centrais Eléct. Brasil. S.A - ELETROBRAS	20.394.839.086	5.703.210.901	26.098.049.987	99,91	6.601.248
Depto de Águas E. Eléctrica 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
TOTAL	20.401.976.042	5.719.179.505	26.121.155.547	100,00	6.607.258

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			
	Períodos de 3 meses findos em		Períodos de 6 meses findos em	
	30/06/2018	30/06/2017	30/06/2018	30/06/2017
Suprimento de energia elétrica	851.430	792.845	1.687.677	1.584.962
Impostos sobre vendas	-			
PIS/PASEP	(14.049)	(13.082)	(27.847)	(26.152)
COFINS	(64.708)	(60.256)	(128.263)	(120.457)
Outros	(359)	(374)	(729)	(763)
	(79.116)	(73.712)	(156.839)	(147.372)
Reserva global de reversão - RGR	(23.491)	(21.185)	(46.527)	(42.347)
TOTAL	748.823	697.948	1.484.311	1.395.243

- Suprimento de energia elétrica

O suprimento líquido de energia elétrica das usinas nucleares Angra 1 e 2 de 6.827.103 MWh* (7.408.174 MWh* em junho de 2017), corresponde a uma receita até o segundo trimestre de 2018, de R\$ 1.687.677 (R\$ 1.584.962 em junho de 2017).

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%.

NOTA 28 – CUSTO OPERACIONAL

CUSTO OPERACIONAL				
DESCRITIVO	R\$ MIL			
	Períodos de 3 meses findos em		Períodos de 6 meses findos em	
	30/06/2018	30/06/2017	30/06/2018	30/06/2017
Encargos de uso da rede de transmissão	29.632	24.627	58.226	49.501
Encargos de uso do sistema de distribuição (a)	199.246	-	199.246	-
Pessoal	111.633	108.221	223.562	216.953
Pessoal - plano médico incentivo desligamento	5.418	1.613	11.116	3.303
Pessoal - incentivo desligamento	472	-	476	-
Material	3.138	9.053	26.710	15.670
Serviços de terceiros	73.094	22.733	113.371	51.514
Depreciação e amortização (b)	124.920	96.816	249.965	193.618
Combustível para produção de energia elétrica	119.096	103.343	197.147	204.820
Aluguéis	2.716	1.743	5.259	3.918
Provisão para plano de incentivo de desligamento - PSPE (c)	(6.560)	(2.000)	(6.560)	(4.000)
Provisão para plano de incentivo de desligamento - PAE (d)	765	25.456	(1.435)	25.456
Provisão para plano de incentivo de desligamento - PDC (e)	2.960	-	2.960	-
Outros	5.274	7.105	12.233	12.207
TOTAL	671.804	398.710	1.092.276	772.960

- a) **Encargos de uso de sistema de distribuição** – cobrança efetuada pela ENEL Distribuidora conforme autorizado pelo despacho ANEEL 1.283/2018, conforme descrito na Nota 16.
- b) **Depreciação e amortização** – aumento da base de depreciação em 2018 em decorrência do passivo adicional de descomissionamento reconhecido em contrapartida ao imobilizado em nov/17, conforme descrito na Nota 25.
- c) **Provisão para plano de incentivo de desligamento - PSPE** – conforme descrito na Nota 22.
- d) **Provisão para plano de incentivo de desligamento - PAE** – conforme descrito na Nota 22.
- e) **Provisão para plano de incentivo de desligamento - PDC** – conforme descrito na Nota 22.

NOTA 29 – DESPESAS OPERACIONAIS

DESPESAS OPERACIONAIS				
DESCRITIVO	R\$ MIL			
	Períodos de 3 meses findos em		Períodos de 6 meses findos em	
	30/06/2018	30/06/2017	30/06/2018	30/06/2017
Pessoal	28.713	38.754	47.997	72.330
Pessoal - Plano Médico Incentivo Desligamento	280	596	2.387	1.221
Pessoal - Incentivo Desligamento	94	-	102	-
Material	951	935	2.115	1.958
Serviços de terceiros	27.599	30.724	51.143	58.533
Depreciação e amortização	1.749	2.144	3.727	4.449
Aluguéis	6.028	5.869	10.822	13.911
Provisões para risco	(732)	49.532	17.443	59.664
Provisões benefício pós-emprego	(3.985)	8.658	(7.969)	17.315
Provisão p/créditos de liquidação duvidosa	(35)	2.205	30	3.802
Provisão para plano de incentivo de desligamento - PSPE (a)	(2.426)	(740)	(2.426)	(1.480)
Provisão para plano de incentivo de desligamento - PAE (b)	1.553	51.782	(2.914)	51.782
Provisão para plano de incentivo de desligamento - PDC (c)	3.616	-	3.616	-
" <i>Impairment</i> " de Angra 3 (d)	213.168	264.260	416.687	484.641
Contrato Oneroso de Angra 3 (e)	(213.168)	(264.260)	(416.687)	(484.641)
Outras provisões	239	243	502	402
Outras	19.171	16.579	25.878	27.672
TOTAL	82.815	207.281	152.453	311.559

- b) Provisão para plano de incentivo de desligamento - PSPE** – conforme descrito na Nota 22.
- c) Provisão para plano de incentivo de desligamento - PAE** – conforme descrito na Nota 22.
- d) Provisão para plano de incentivo de desligamento - PDC** – conforme descrito na Nota 22.
- e) “*Impairment*” de Angra 3** – conforme descrito na Nota 14g.
- f) Contrato Oneroso de Angra 3** – conforme descrito na Nota 14g e na Nota 24.

NOTA 30 – RESULTADO FINANCEIRO

RESULTADO FINANCEIRO	R\$ MIL			
	Períodos de 3 meses findo em		Períodos de 6 meses findo em	
	30/06/2018	30/06/2017	30/06/2018	30/06/2017
RECEITAS FINANCEIRAS				
Rendimento sobre títulos e valores mobiliários de curto prazo	908	1.759	2.153	2.713
Ganho sobre tít.e val. mobiliários de LP para descomissionamento - (Nota 11)	113.300	27.717	124.969	27.717
Var. cambiais s/ dívidas com fornecedores e outros	2.577	9.149	7.384	12.298
Var. monetárias s/ dívidas com fornecedores e outros	43	296	104	862
Var. monetárias diversas	919	524	1.882	3.785
Outras receitas financeiras	4.635	4.613	6.622	9.260
	122.382	44.058	143.114	56.635
DESPESAS FINANCEIRAS				
Encargos s/ financiamentos - Eletrobras	(13.732)	(20.281)	(29.285)	(41.442)
Ajuste a valor presente da obrigação para desmobilização de ativos	(36.052)	(20.951)	(71.592)	(41.597)
Perda sobre tít.e val. Mobiliários de LP para descomissionamento - (Nota 11)	-	2.427	-	-
Var. cambiais s/ dívidas com fornecedores e outros	(28.126)	(24.128)	(33.301)	(25.662)
Var. monetárias s/ dívidas com fornecedores e outros	(1.365)	(706)	(1.515)	(741)
Var. monetárias sobre dívida - Furnas	(1.639)	(1.480)	(4.001)	(3.566)
Var. monetárias diversas	(23)	(331)	(23)	(331)
Outras despesas financeiras (a)	(44.103)	(587)	(44.526)	(7.940)
Outras despesas financeiras - diferença de tarifa - Furnas	(3.371)	(3.094)	(6.670)	(6.119)
	(128.411)	(69.131)	(190.913)	(127.398)
TOTAL	(6.029)	(25.073)	(47.799)	(70.763)

- a) Outras despesas financeiras** – o saldo de 2018 impactado pelo registro R\$ 43.764 ref. a juros e multa sobre a cobrança efetuada pela ENEL Distribuidora - despacho ANEEL 1.283/2018. conforme descrito na Nota 16.

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 2018 e 2017 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		Imposto de Renda		Contribuição Social	
	Períodos de 3 meses findos em				Períodos de 6 meses findos em			
	30/06/2018	30/06/2017	30/06/2018	30/06/2017	30/06/2018	30/06/2017	30/06/2018	30/06/2017
(Prejuízo) antes da contribuição social e imposto de renda	(11.825)	66.884	(11.825)	66.884	191.783	239.961	191.783	239.961
Adições								
Ajuste a valor presente - obrigação p/desmobilização	36.052	20.951	36.052	20.951	71.592	41.597	71.592	41.597
Ajustes nas depreciações pelos CPCs	67.212	39.068	67.212	39.068	134.424	78.020	134.424	78.020
Dotação à Fundação de Assist.Médica - permanente	6.353	8.797	6.353	8.797	14.734	17.720	14.734	17.720
Provisão atuarial benefício pós-emprego	(3.984)	8.657	(3.984)	8.657	(7.969)	17.315	(7.969)	17.315
Provisões diversas	239	-	239	-	502	-	502	-
Provisão Impairment Angra 3	213.168	264.259	213.168	264.259	416.687	484.641	416.687	484.641
Provisão para Devedores Duvidosos	9	2.260	9	2.260	83	3.857	83	3.857
Provisão plano incentivo - PSPE/PAE/PDC	7.819	77.238	7.819	77.238	7.819	77.238	7.819	77.238
Provisão para risco	(203)	52.163	(203)	52.163	17.973	62.319	17.973	62.319
Receita financeira Angra 3 transferida p/o imobilizado	1.383	10	1.383	10	4.274	26	4.274	26
Outras	205	495	181	295	251	703	181	523
	328.253	473.898	328.229	473.698	660.370	783.436	660.300	783.256
Exclusões								
Reversão Contrato Oneroso	213.168	264.259	213.168	264.259	416.687	484.641	416.687	484.641
Reversão de provisão para devedores duvidosos	45	55	45	55	53	56	53	56
Reversão de provisão plano incentivo PSPE/PAE/PDC	6.668	2.740	6.668	2.740	14.578	5.480	14.578	5.480
Reversão de provisão para risco	1.773	2.631	1.773	2.631	530	2.656	530	2.656
Reversão de provisão para PLR	-	-	-	-	-	10.315	-	10.315
Disp. Financ. - Enc. Dívidas - Transf. p/ investimento	139.615	157.398	139.615	157.398	281.221	286.521	281.221	286.521
Disp. Financ. - Var. Monet. - Transf. p/ investimento	5.620	9.078	5.620	9.078	12.546	21.873	12.546	21.873
	366.889	436.161	366.889	436.161	725.615	811.542	725.615	811.542
Lucro real / Base positiva da contribuição social antes das compensações	(50.461)	104.621	(50.485)	104.421	126.538	211.855	126.468	211.675
Compensação de prejuízos fiscais de períodos anteriores	(15.138)	31.386	(15.146)	31.326	37.961	63.557	37.940	63.503
Lucro real / Base positiva da contribuição social após compensações	(35.323)	73.235	(35.340)	73.095	88.577	148.299	88.528	148.173
Alíquotas dos tributos	15% + 10	15% + 10	9%	9%	15% + 10	15% + 10	9%	9%
Imposto de renda e contribuição social - efeito líquido no resultado do período	(8.837)	18.303	(3.180)	6.579	22.132	37.063	7.968	13.335

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

APLICAÇÕES FINANCEIRAS, ENCARGOS FINANCEIROS, VARIAÇÕES MONETÁRIAS E SUAS TRANSFERÊNCIAS				
DESCRIÇÃO	GERAÇÃO			
	R\$ MIL			
	Períodos de 3 meses findos em		Períodos de 6 meses findos em	
	30/06/2018	30/06/2017	30/06/2018	30/06/2017
Rendimento das aplicações financeiras contabilizados no resultado	2.292	1.769	6.427	2.739
(-) Transferências para o imobilizado em curso	(1.384)	(10)	(4.274)	(26)
Efeito na receita financeira	908	1.759	2.153	2.713
Encargos financeiros contabilizados no resultado	153.346	177.679	310.505	327.963
(-) Transferências para o imobilizado em curso	(139.615)	(157.398)	(281.221)	(286.521)
Efeito na despesa financeira	13.731	20.281	29.284	41.442
Variações monetárias contabilizadas no resultado	5.620	9.078	12.546	21.873
(-) Transferências para o imobilizado em curso	(5.620)	(9.078)	(12.546)	(21.873)
Efeito na despesa financeira	-	-	-	-
Efeito líquido no resultado	(12.823)	(18.522)	(27.131)	(38.729)

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	30 DE JUNHO DE 2018											31/12/2017
	Eletrobras	Furnas	Chesf	Eletrosul	Eletronorte	Eletoacre	Ame	Ceal	Cepisa	Ceron	TOTAL	TOTAL
Ativo												
Concessionárias - Distribuidoras	-	-	-	-	-	1.427	4.898	8.030	2.271	2.352	18.978	11.701
Fundo descomissionamento	801.713	-	-	-	-	-	-	-	-	-	801.713	631.806
Outras contas a receber	43.750	1.815	-	-	19	-	-	-	-	-	45.584	32.529
Passivo												
Fornecedores	-	(1.206)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.206)	(1.178)
Fornecedores - Provisão	-	(2.022)	(1.543)	(670)	(985)	-	-	-	-	-	(5.220)	(4.732)
Devolução tarifa RH 1406/12	-	(233.851)	-	-	-	-	-	-	-	-	(233.851)	(223.180)
Financiamentos captados	(1.594.524)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.594.524)	(1.679.581)
Saldo Líquido	(749.061)	(235.264)	(1.543)	(670)	(966)	1.427	4.898	8.030	2.271	2.352	(968.525)	(1.232.635)
TRANSAÇÕES	30 DE JUNHO DE 2018											30/06/2017
	Eletrobras	Furnas	Chesf	Eletrosul	Eletronorte	Eletoacre	Ame	Ceal	Cepisa	Ceron	TOTAL	TOTAL
Receita												
Venda de energia	-	-	-	-	-	4.215	29.387	15.520	13.623	14.110	76.855	78.641
Juros e multa	-	-	-	-	-	20	4	243	-	-	267	18
Varição monetária	-	-	-	-	-	3	1	28	-	-	32	-
Remuneração do fundo financeiro	124.969	-	-	-	-	-	-	-	-	-	124.969	27.717
Despesa												
Varição monetária - Devolução tarifa RH 1406/12	-	(4.001)	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.001)	(3.566)
Despesa com Juros - Devolução tarifa RH 1406/12	-	(6.670)	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.670)	(6.119)
Encargos uso da rede elétrica	-	(11.525)	(8.464)	(3.685)	(5.421)	-	-	-	-	-	(29.095)	(14.797)
Encargos financeiros	(29.285)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(29.285)	(41.442)
Despesas reembolsáveis	(80)	(456)	-	-	(568)	-	-	-	-	-	(1.104)	293
Remuneração do fundo financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Líquido	95.604	(22.652)	(8.464)	(3.685)	(5.989)	4.238	29.392	15.791	13.623	14.110	131.968	40.745

- **Concessionárias e Permissionárias:** 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\$ 41.219, 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			
	Períodos de 3 meses findos		Períodos de 6 meses findos	
	30/06/2018	30/06/2017	30/06/2018	30/06/2017
Reserva Global de Reversão - RGR classificada como retificadora da receita operacional	23.491	21.185	46.527	42.347
Contribuição ao Operador Nacional do Sistema - ONS classificada como retificadora da receita operacional	25	24	50	49
Contribuição a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE classificada como retificadora da receita operacional	334	350	679	714
Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica - TFSEE classificada como despesa operacional - outras	2.052	2.601	4.103	5.202
TOTAL	25.902	24.160	51.359	48.312

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 apresentados 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 30 de junho de 2018, é de R\$ 11.266.113 e está assim distribuído:

SEGUROS EM 30 DE JUNHO DE 2018			
SEGUROS - RAMOS	MOEDA - R\$ MIL		
	VIGÊNCIA	VALOR SEGURADO	PRÊMIO EQUIVALENTE
Riscos nucleares	30/10/2018	4.961.258	21.014
- Danos materiais		3.855.800	15.556
- Responsabilidade civil		1.105.458	5.458
Riscos de Engenharia	26/08/2018	6.204.299	10.870
- Construção		2.664.908	4.667
- Responsabilidade civil		30.000	267
- Armazenamento de equipamentos		3.509.391	5.936
Diversos	Diversas	100.556	274
TOTAL		11.266.113	32.158

NOTA 36 - REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES E EMPREGADOS

A maior e a menor remuneração paga a empregados, tomando-se por base o mês de junho de 2018, foram de R\$ 60 e R\$ 4 (R\$ 60 e R\$ 4, em dezembro de 2017, respectivamente, de acordo com a política salarial praticada pela ELETRONUCLEAR. O maior honorário atribuído a dirigentes, tomando-se por base o mês de junho de 2018, corresponde a R\$ 40 (R\$ 40 em dezembro de 2017).

Nos períodos findos em junho de 2018 e de 2017, a Companhia realizou gastos com remuneração, encargos sociais e benefícios da alta administração, conforme apresentado a seguir:

NATUREZA	R\$ MIL			
	Períodos de 3 meses findos em		Períodos de 6 meses findos em	
	30/06/2018	30/06/2017	30/06/2018	mar/13
Remuneração dos Diretores e Conselheiros	354	846	714	1.640
Encargos Sociais	90	219	182	440
Benefícios	13	235	29	613
TOTAL	457	1.300	925	2.693

NOTA 37 – COMPROMISSOS

Além das obrigações registradas no presente balanço, a Companhia possuiu 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 junho de 2018. 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 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	R\$ MIL					TOTAL
	2018	2019/2020	2021	2022	2023	
AME - Amazonas Distribuidora de Energia S.A.	28.534	114.136	60.395	61.898	52.576	317.539
AMPLA - Ampla Energia e Serviços S.A.	47.245	188.980	98.369	97.205	95.898	527.698
BANDEIRANTE - EDP São Paulo Distribuição de Energia S. A.	49.234	196.936	91.136	88.274	84.291	509.871
BOA VISTA - Boa Vista Energia S.A.	-	-	8.715	10.022	-	18.738
ENERGISA SUL-SUDESTE - Energisa Sul - Sudeste Dist. Energia S. A.	17.496	69.984	31.873	31.163	34.607	185.123
CEA - Companhia de Eletricidade do Amapá	4.561	18.244	10.108	10.785	11.306	55.004
CEAL - Companhia Energética de Alagoas	15.069	60.276	32.421	32.515	35.741	176.023
CEB-DIS - Ceb Distribuição S.A.	29.304	117.216	58.697	60.041	61.477	326.735
CEEE-D - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	41.120	164.480	74.713	71.155	70.965	422.433
CELESC-DIS - Celesc Distribuição S.A.	84.836	339.342	170.744	164.804	163.667	923.392
CELG-D - Celg Distribuição S.A.	53.291	213.162	115.953	119.253	117.462	619.120
CELPA - Centrais Elétricas do Pará S.A.	33.762	135.046	75.340	80.872	80.998	406.017
CELPE - Companhia Energética de Pernambuco	53.274	213.094	107.390	108.136	111.496	593.389
ENERGISA TO - Energia Tocantis - Distribuidora de Energia S. A.	8.152	32.606	19.279	21.043	21.802	102.881
CEMAR - Companhia Energética do Maranhão	24.568	98.270	55.517	58.807	61.285	298.446
ENERGISA MT - Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia	28.868	115.472	66.641	68.839	71.111	350.931
CEMIG-D - Cemig Distribuição S.A.	129.549	518.196	256.139	258.159	265.224	1.427.267
CEPISA - Companhia Energética do Piauí	13.228	52.912	30.050	32.123	35.224	163.537
CERON - Centrais Elétricas de Rondônia S.A.	13.700	54.800	28.704	28.995	30.020	156.220
CERR - Companhia Energética de Roraima	-	-	1.085	1.161	-	2.246
CHESP - Companhia Hidroelétrica São Patrício	473	1.892	-	1.147	1.217	4.729
COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	78.805	315.218	157.057	167.918	172.502	891.499
COELCE - Companhia Energética do Ceará	45.226	180.904	97.756	100.767	102.170	526.823
COPEL-DIS - Copel Distribuição S.A.	121.536	486.142	241.898	235.248	217.692	1.302.516
COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte	21.762	87.048	45.190	45.903	49.253	249.156
CPFL JAGUARI - Companhia Jaguarí de Energia	11.330	45.318	23.656	23.295	23.961	127.560
CPFL PIRATININGA - Companhia Piratininga de Força e Luz	47.849	191.394	90.555	87.342	84.019	501.158
CPFL PAULISTA - Companhia Paulista de Força e Luz	109.151	436.604	215.075	212.017	214.096	1.186.943
DMED - DME Distribuição S.A.	2.074	8.294	3.930	3.558	2.981	20.837
ENERGISA BO - Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S. A.	3.332	13.328	6.646	5.983	5.996	35.285
ELEKTRO - Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	63.518	254.070	124.404	118.732	115.061	675.784
ELETROACRE - Companhia de Eletricidade do Acre	4.093	16.370	8.709	9.253	9.654	48.079
ELETROPAULO - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	196.410	785.640	356.527	347.640	346.964	2.033.181
ELFSM - Empresa Luz e Força Santa Maria S.A	1.044	4.174	-	5.402	5.087	15.707
ENERGISA MG - Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S. A.	5.746	22.984	11.810	11.857	12.616	65.012
ENERSUL - Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.	19.819	79.274	43.870	43.263	44.809	231.034
ENERGISA PB - Energia Paraíba - Distribuidora de Energia S.A.	17.834	71.334	36.408	36.388	38.577	200.540
ESCELSA - Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.	31.086	124.344	67.848	68.594	65.752	357.624
ENERGISA SE - Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S. A.	13.250	53.000	25.457	27.948	29.284	148.939
FORCEL - Força e Luz Coronel Vivida Ltda	225	898	-	497	408	2.028
IENERGIA - Iguazu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda.	1.142	4.566	2.023	1.977	1.870	11.579
LIGHT - Light Serviços de Eletricidade S.A.	104.471	417.882	208.110	203.726	211.919	1.146.107
MUXENERGIA - MUXFELDT Marin & CIA. S.A.	246	982	-	640	614	2.481
RGE - Rio Grande Energia S.A.	39.213	156.852	78.039	77.840	81.939	433.883
RGE SUL - RGE Sul Distribuidora de Energia S. A.	42.459	169.834	78.208	73.642	72.159	436.302
UHENPAL - Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda	349	1.394	-	620	696	3.059
TOTAL	1.658.223	6.632.892	3.316.446	3.316.446	3.316.446	18.240.453

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.

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	112.218
2019	60.086
2020	85.188
2021	119.381
2022	-
2023	63.795
2024	-
Após 2024	9.596.443
TOTAL	10.037.111

**Informação não revisada 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	5.152
2019	49.919
2020	50.190
2021	49.170
2022	47.323
2023	44.226
2024	46.277
TOTAL	292.257

**Informação não revisada 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	2.058.531
2019	86.793
2020	510.710
2021	245.649
2022	287.630
2023	262.704
Após 2023	221.525.859
TOTAL	224.977.876

**Informação não revisada por auditoria independente*

38 – EVENTOS SUBSEQUENTES

Em 06/07/2018, a ELETRONUCLEAR efetuou o pagamento da primeira prestação do Contrato nº 0410.351-27/2013, firmado entre a ELETRONUCLEAR e a CEF no valor de R\$ 24.728.

Em 18.07.2018, foi publicado no Diário Oficial da União - D.O.U a Resolução CNPE nº 7 de 05.06.2018, a qual instituiu Grupo de Trabalho com a finalidade de realizar estudos, análises e apresentar proposições acerca de novo valor para o preço da energia a ser gerada pela Usina Nuclear Angra 3, bem como apresentar sugestões de outras medidas necessárias para a viabilização do empreendimento. A ELETRONUCLEAR é parte integrante deste Grupo de Trabalho e vêm atuando junto aos seus demais membros para o atendimento do prazo estipulado de 60 (sessenta) dias, contados a partir da data de publicação desta Resolução, para concluir este trabalho. A revisão da tarifa de Angra 3 é a primeira e uma das mais importantes medidas necessárias ao retorno da viabilidade do Projeto.

Em 30.07.2018, a ELETRONUCLEAR não efetuou o pagamento de R\$ 15.880 referente à amortizações em 5 (cinco) contratos de financiamentos de números ECF-3278/2015, ECF-3284/2016, ECF-3341/2017, ECF-3347/2017 e ECR-286/2014 junto a sua *holding* ELETROBRAS, sendo pagos nesta data somente os juros e taxas de administração a eles associados no valor de R\$ 6.006. Conforme comunicado ao mercado divulgado pela ELETROBRAS em 27.07.2018, nossa *holding* estuda a suspensão, até o fim de 2018, do

pagamento de principal destas dívidas existentes, assunto este que necessita ainda de aprovações de seus órgãos deliberativos internos.

MÔNICA REGINA REIS
Diretora de Administração e Finanças
CPF: 641.089.617-49 – CORECON: RJ - 17858

RONALDO NETO ALCÂNTARA
Superintendente Financeiro
CPF: 085.658.417-74 – CRC: RJ – 086615/O

BEATRIZ ALBINO DA SILVA
Chefe de Departamento de Contabilidade
CPF: 090.436.427-54 – CRC: RJ – 098430/O-2