

**DEMONSTRAÇÕES
CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
2019**



ÍNDICE

Relatório da Administração	Pág.
Mensagem da Administração	1
Prêmios e Reconhecimentos	3
Geração e Transmissão de Energia Elétrica	4
Geração	4
Modernização do Sistema de Geração	10
Usina Termelétrica	11
Geração Distribuída	11
Transmissão	11
Qualidade do fornecimento	33
Tecnologia da informação	35
Novos Negócios e Parcerias	37
Composição Acionária	37
Relacionamento com Acionistas	37
Investimentos	37
Conjuntura Econômica	39
Desempenho Econômico-Financeiro	39
Alienação de Bens	45
Relacionamento com Auditores Independentes	45
Gestão	45
Informações de Natureza Social e Ambiental	50
Demonstrações Contábeis	
Balanco Patrimonial	
Ativo	53
Passivo e Patrimônio Líquido	54
Demonstração do Resultado	55
Demonstração do Resultado Abrangente	56
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido	57
Demonstração do Fluxo de Caixa	58
Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Regulatórias	59
Parecer dos Auditores Independentes	

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

A Chesf vem se renovando ao longo dos últimos anos e 2019 ficará registrado como um ano de resultados positivos em todas as áreas da Empresa. Hoje, apresenta-se mais madura e em pleno processo de transformação. A implementação do plano de adequação e modernização da Companhia vem promovendo significativos avanços, que nos permitem colher os frutos da consolidação desse trabalho, embora ainda com muitos desafios e obstáculos a serem superados.

De forma articulada, seguindo orientações da Eletrobras e com pleno comprometimento do seu corpo funcional, a governança da Chesf estabeleceu diretrizes com o objetivo de possibilitar que a empresa venha a trilhar um novo caminho, marcado pela transformação tecnológica, melhoria da situação econômico-financeira e modernização de seus sistemas de gestão.

Identificamos a necessidade de encontrar soluções inovadoras, com alto potencial de sustentabilidade econômica, respeitando a conformidade regulatória e que logrem benefícios para a sociedade. Direcionamos esforços ao aprimoramento dos níveis de eficiência das diversas áreas da empresa, de forma integrada, buscando resultados economicamente consistentes, em todos os segmentos em que atua - geração, transmissão e comercialização de energia.

Nesse sentido, elaboramos projetos voltados à implantação de novas formas para gerar energia, tendo um dos marcos representado pela inauguração da usina solar flutuante de Sobradinho – a primeira desse tipo no Brasil – com um alto potencial para réplica da metodologia a ser desenvolvida em outros lagos.

Por mais um ano, abraçamos ao desafio de reposicionar a estrutura organizacional, procedendo ajustes quali-quantitativos no quadro de pessoal, com a adoção consciente de ações voltadas a minimizar o impacto no nosso capital intelectual. Para tanto, foram aplicados novos requisitos operacionais nas usinas, subestações e centros de operação, aumentando para 70% o número de instalações teleassistidas, garantindo a confiabilidade do sistema elétrico. Concluímos a integração dos Centros de Operação de Teresina e Fortaleza, com novos recursos tecnológicos, possibilitando ganhos de eficiência para o desenvolvimento das atividades operacionais.

Avançamos com a implantação dos sistemas de *Enterprise Resource Planning* - ERP, em instância única nas empresas Eletrobras, centralizando os processos e permitindo o acesso com maior agilidade à informação confiável. O comprometimento e o engajamento das equipes possibilitaram implementar em 2019, os módulos de Suprimento, Finanças, Gestão de Pessoas e monitoramento e controle dos serviços prestados em Operação e Manutenção (WCM - *Work Clearance Management*). Vale destacar que a utilização do WCM tem caráter pioneiro no país. Empregamos solução informatizada de comunicação e colaboração em nuvem, com expressivos acréscimos de produtividade, mobilidade e integração empresarial.

Implantamos a Unidade Nordeste do Centro de Serviços Compartilhados (CSC), sob coordenação da Eletrobras, para atender as demandas existentes com maior produtividade, adotando práticas mais eficientes e utilizando tecnologias de ponta. Nesse sentido, houve o lançamento do Portal do CSC, um canal direto com o cliente e uso de robotização de atividades. Além disso, foi assinado com a Holding o “Contrato de Compartilhamento de Infraestruturas e Recursos Humanos”, viabilizando efetiva cooperação entre as empresas Eletrobras.

Com a entrada em operação comercial da 18ª turbina da Usina de Belo Monte, concluímos mais um empreendimento, com participação em Sociedade de Propósito Específico – SPE. Adicionalmente, adquirimos a participação acionária em duas SPE (Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN e Transmissora Delmiro Gouveia – TDG), aumentando o nosso sistema de transmissão.

Concluímos, ainda, o Complexo Eólico Pindaí, empreendimento de geração que exigiu elevado esforço da Companhia para a sua consecução e acrescentou à Matriz Energética Brasileira 110MW em potência instalada de energia limpa, advinda de geração eólica.

No exercício de 2019, demos continuidade a expansão da nossa malha de transmissão com a entrada em operação comercial de 22 novos empreendimentos, incorporando à Rede Básica do Setor Elétrico Nacional 2.644 MVA de capacidade instalada de transformação e 331 km de linhas de transmissão, acrescentando com a incorporação desses empreendimentos R\$ 65 milhões de receita anual, além de reduzir significativamente o nosso estoque de obras em atraso com relação as data estabelecidas nos contratos de concessão.

A modernização das instalações existentes e o rigoroso cumprimento dos planos de manutenção dos ativos possibilitaram a obtenção de excelentes indicadores operacionais, em especial os referentes à disponibilidade de geração e de transmissão, atingindo todas as metas estabelecidas e obtendo os melhores resultados de nossa história.

Encerramos o ano com um de nossos menores índices de endividamento, crescemos 105% na geração de caixa operacional (EBITDA) em relação a 2018. Realizamos aquisição e incorporação de outras empresas que permitirá o incremento de R\$ 120 milhões em receitas anuais. Concluímos a renovação do benefício fiscal junto a Sudene, que se reverte a favor da região, por meio da ampliação da capacidade de investimentos na infraestrutura regional. Com isso, a Chesf vem, nos últimos anos, proporcionando boa remuneração aos seus acionistas sob a forma de dividendos.

Os sucessivos resultados positivos apresentados nos últimos anos e a tendência de lucros sustentáveis em períodos vindouros possibilitaram o reconhecimento de ativos e passivos fiscais diferidos, que contribuíram de forma relevante para o bom desempenho financeiro do exercício.

Demos um importante passo para a total desoneração do custo com o Hospital Nair Alves de Souza – HNAS, localizado na cidade de Paulo Afonso – BA, que será integralmente transferido ao Poder Público, de forma progressiva, até o quarto trimestre de 2020, cuja atividade não condiz com escopo de negócio da Companhia.

Os cenários e perspectivas do Setor Elétrico Nacional nos mostram que devemos estar preparados para a mudança econômica e tecnológica que está em curso no setor elétrico. Devemos estar atentos às novidades em produção de energia, transformação digital e práticas modernas de gestão, a fim de adquirirmos a competência necessária para permanecermos em um setor que vem se revelando altamente competitivo.

Conseqüentemente, continuaremos em busca de investimentos de capital com a visão de obter resultados financeiros positivos, considerando a redução de custo e a otimização dos processos, sem deixar de lado nossos compromissos relacionados à sustentabilidade, incluindo os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) e os Princípios do Pacto Global.

Concluindo, fazemos um agradecimento especial aos Chesfianos. O compromisso e a dedicação dos empregados têm sido determinantes para vencermos desafios e obtermos melhores resultados. Sigamos em lutas e conquistas!

Boa leitura!

Fábio Lopes Alves
Presidente da Chesf

Wilson Ferreira Junior
Presidente do Conselho de Administração

PRÊMIOS E RECONHECIMENTOS

Em 2019, a Chesf recebeu os seguintes prêmios, reconhecimentos e certificações:

- Certificação no Nível I (nível de excelência), no 4º Ciclo da Certificação do Índice de Governança da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest) do Ministério da Economia. A avaliação foi realizada com base em 49 conjuntos de quesitos que buscam analisar as melhores práticas de governança corporativa e são direcionados para o funcionamento da estrutura de governança da empresa. A média geral das avaliações apuradas nas 61 empresas foi de 8,48. A Chesf se destacou cravando uma avaliação de 9,87.
- Medalhas Eloy Chaves, por meio da Associação Brasileira de Concessionárias de Energia – ABCE, premiando as empresas de energia elétrica de todo Brasil que foram destaques pela prevenção de acidentes do trabalho, no final do 10º Seminário Nacional de Segurança e Saúde no Setor Elétrico Brasileiro – SENSE, realizado de 27 a 29/11/2019 em Campinas – SP. Foram 2 (duas) medalhas recebidas, na categoria empresas transmissoras de energia, prata e bronze, referentes aos anos de 2017 e 2018 respectivamente.
- Pelo oitavo ano seguido, recebeu a Recertificação da Usina Hidrelétrica de Xingó no Sistema de Gestão de Saúde e Segurança no Trabalho (SGSST), com base na Norma Internacional OHSAS 18.001.
- No segmento Gestão de Energia a Chesf obteve, em novembro de 2019, a recomendação para a manutenção da validade da certificação para a SE Messias na Norma ABNT NBR ISO 50.001:2011 – Requisitos para a Gestão da Energia, após auditoria realizada no mês de outubro de 2019. Esta Norma foi criada em Julho de 2011 e tem o propósito de habilitar organizações, através de sistemas e processos, a melhorarem continuamente o seu desempenho energético (eficiência energética, uso e consumo de energia). Sua implementação visa a contribuir com a redução do custo da energia, além da redução das emissões de Gases de Efeito Estufa – GEE e de outros impactos ambientais.
- Manteve a Acreditação do Laboratório de Metrologia da Chesf - MetroChesf na norma ISO IEC 17025 INMETRO, nas grandezas elétricas tensão, corrente, resistência, potência e energia, com a finalidade de proporcionar a calibração/certificação dos padrões de serviço, utilizados na manutenção dos sistemas de proteção, medição e automação;
- A Operação da Chesf manteve a Certificação ISO 9001:2015 em todos os processos dos seus 10 órgãos e suas Instalações que compõem o Sistema Organizacional da Operação;
- O segmento Manutenção da Geração manteve as certificações, na norma ABNT NBR ISO 9001:2015, dos Sistemas de Gestão da Qualidade das divisões de manutenção eletromecânica das usinas Sobradinho, Xingó, Paulo Afonso I, Paulo Afonso II, Paulo Afonso III e Luiz Gonzaga;
- O segmento Manutenção de Subestações obteve a certificação, na norma ABNT NBR ISO 9001:2015, do Sistema de Gestão da Qualidade envolvendo todos os órgãos do segmento.
- Certificado Empresa Cidadã – 17ª Edição conferido através do Diploma de Mérito Contábil emitido em 11/12/2019 pelo Conselho Regional de Contabilidade do Estado do Rio de Janeiro – CRCRJ ao contador José Henrique Mendes pelas informações contábeis do Relatório Sociambiental ano base 2018.
- A Casa de Queijo Nia Leite de Cabra, no Sítio Terra Seca, uma das estruturas viabilizadas por meio do projeto de Responsabilidade Social da Chesf “Lago de Sobradinho”, recebeu o Certificado de Serviço de Inspeção Municipal (SIM) de Casa Nova (BA). Este é o primeiro Selo SIM emitido no município que permite rotular os produtos de fabricação caseira e comercializá-los, uma importante conquista para a produção familiar na região.
- A Chesf foi premiada como empresa que teve a maior equipe de participantes na corrida ECO RUN SUNSET, realizada na Reserva do Paiva, município de Cabo de Santo Agostinho, em Pernambuco.

GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Atualmente, as usinas e linhas de transmissão da Outorgada atendem parcialmente a oito estados da região Nordeste, sendo a energia necessária para suprir esta região, fornecida também pelas regiões Norte e Sudeste/Centro-Oeste, além de geração térmica, eólica e solar.

Para atender aos requisitos inerentes à operação de seus ativos de geração e transmissão, a Outorgada possui 5 (cinco) Centros de Operação de Sistema, responsáveis pela supervisão, comando e execução da operação das suas usinas e subestações.

GERAÇÃO

Em 31/12/2019, a Concessionária detinha 10.323,43 MW em base de controladora (propriedade integral) e 2.642,95 MW equivalentes por meio da participação em SPEs, conforme Tabela 1 a seguir:

Tabela 1 - Parque Gerador – Características Físicas

Usina	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médios)	Propriedade	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Início de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Integral e Compartilhada	10.323,43	5.739,85		10.323,43	5.739,85		
UHE Paulo Afonso I	180,00	2.113,80	100,00%	180,00	2.113,80	dez/54	dez/42
UHE Paulo Afonso II	443,00		100,00%	443,00		out/61	dez/42
UHE Paulo Afonso III	794,20		100,00%	794,20		out/71	dez/42
UHE Paulo Afonso IV	2.462,40		100,00%	2.462,40		dez/79	dez/42
UHE Apolônio Sales	400,00		100,00%	400,00		abr/77	dez/42
UHE Luiz Gonzaga	1.479,60	911,00	100,00%	1.479,60	911,00	jun/88	dez/42
UHE Xingó	3.162,00	2.040,70	100,00%	3.162,00	2.040,70	dez/94	dez/42
UHE Sobradinho	1.050,30	504,50	100,00%	1.050,30	504,50	nov/79	fev/52
UHE Boa Esperança	237,30	135,90	100,00%	237,30	135,90	out/70	dez/42
UHE Funil	30,00	10,91	100,00%	30,00	10,91	ago/62	dez/42
UHE Pedra	20,01	3,74	100,00%	20,01	3,74	nov/78	dez/42
UHE Curemas	3,52	1,00	100,00%	3,52	1,00	jan/57	nov/24
UEE Casa Nova II	32,90	8,90	100,00%	32,90	8,90	nov/17	mai/49
UEE Casa Nova III	28,20	9,40	100,00%	28,20	9,40	dez/17	mai/49
Sociedade de Propósito Específico	15.738,98	6.994,60		2.642,95	1.202,94		
UHE Dardanelos (Energética Aguas da Pedra S.A.)	261,00	154,90	24,50%	63,95	37,95	ago/11	jul/42
UHE Jirau (ESBR Participações S.A.)	3.750,00	1.975,30	20,00%	750,00	395,06	nov/16	ago/43
UHE Belo Monte (Norte Energia S.A.)	11.233,10	4.571,00	15,00%	1.684,97	685,65	dez/15	ago/45
UHE Sinop (Companhia Energética Sinop S.A. - CES)	401,88	242,80	24,50%	98,46	59,49	out/19	fev/49
UEE (EOL) Junco I (Usina de Energia Eólica Junco I S.A.)	24,00	13,10	49,00%	11,76	6,42	dez/15	jul/47
UEE (EOL) Junco II (Usina de Energia Eólica Junco II S.A.)	24,00	13,30	49,00%	11,76	6,52	dez/15	jul/47
UEE (EOL) Caiçara I (Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A.)	27,00	14,60	49,00%	13,23	7,15	dez/15	jun/47
UEE (EOL) Caiçara II (Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A.)	18,00	9,60	49,00%	8,82	4,70	dez/15	jul/47
Total	26.062,41	12.734,45		12.966,38	6.942,79		

Empreendimentos Corporativos

As atividades relacionadas aos empreendimentos hidrelétricos estiveram temporariamente paralisadas em 2019, tendo em vista a baixa atratividade dos novos aproveitamentos hidrelétricos estudados pela Chesf no Submédio e Baixo São Francisco, bem como no Rio Parnaíba e seus afluentes. Dessa mesma forma estiveram os estudos dos impactos técnicos, operativos e ambientais para a implantação de máquinas reversíveis na UHE Luiz Gonzaga. Presentemente, o foco da Empresa está sendo dado aos estudos de novos empreendimentos eólicos e solares (fotovoltaicos), objetos de outras Ações da LOA.

Na área de geração eólica a Chesf assinou contrato com um fornecedor e iniciou as obras para finalizar a implantação e colocar em operação o Parque Eólico de Casa Nova I-A (27 MW), na Bahia. Os serviços foram iniciados em novembro/2019 e a previsão da entrada em operação é para junho/2020. Também foram iniciadas em 2019 as ações para a contratação dos serviços necessários para a conclusão do Parque Eólico de Casa Nova I-B (27 MW), também na Bahia, cujo processo deve ser similar ao de Casa Nova I-A, com previsão de assinatura de contrato ainda no 1º semestre de 2020. Além desses dois projetos, também já foi iniciado o processo para aprovação interna do projeto da Usina Eólica de Frei Damião I, na Paraíba, com potência instalada de 110 MW.

Na área de geração solar, em 2019 a Chesf concluiu o desenvolvimento de dois projetos fotovoltaicos: UFV Bom Nome (29,7 MWp) e UFV Lapa Solar (100 MWp), situados, respectivamente, nos municípios de São José do Belmonte, em Pernambuco, e Bom Jesus da Lapa, na Bahia., que também já tiveram iniciados seus processos para aprovação interna.

No âmbito da prospecção e desenvolvimento, em 2019 a Companhia prosseguiu com os estudos de novos projetos próprios, onde na área de energia eólica está prevista até 2023 a conclusão do desenvolvimento de 3 projetos que perfazem, com os dados iniciais já levantados até o momento, um total de 747,5 MW de potência instalada, distribuídos da seguinte forma: UEE Casa Nova I-C a G (126 MW) na Bahia; UEE Frei Damião II (66 MW) na Paraíba e o Complexo Eólico Mato Grande (555,5 MW) no Rio Grande do Norte. Na área de energia solar a Companhia conta com 6 novos projetos que terão seus respectivos desenvolvimentos concluídos até 2023, que perfazem, com os dados iniciais já levantados até o momento, um total de 535,0 MWp de potência instalada, distribuídos da seguinte forma: UFV Lapa Solar II (100 MWp); UFV Lapa Solar III (100 MWp); UFV Lapa Solar IV (100 MWp); UFV Casa Nova (UFV 100 MWp) e UFV Sobradinho (35 MWp), todos na Bahia, e UFV Frei Damião (100 MWp), na Paraíba.

Empreendimentos em Sociedade de Propósito Específico – SPEs

Em março de 2019, foi concluída a transferência da participação acionária da Chesf nas SPEs do Complexo Sento Sé, cujo desinvestimento foi realizado no âmbito do Leilão Eletrobras nº 01/2018.

No que diz respeito a UHE Belo Monte, na qual a participação acionária da Chesf é de 15%, entrou em operação comercial em 2019 as 6 últimas unidades geradoras no Sítio Belo Monte, totalizando um acréscimo de 3.666,60MW de potência instalada no sistema elétrico brasileiro. O equivalente de potência à participação da Chesf nessa sociedade corresponde a 1.684,97MW.

Também no ano de 2019, entrou operação a UHE Sinop, em que a participação acionária da Chesf é de 24,50%, totalizando um acréscimo de 401,88 MW de potência instalada no sistema elétrico brasileiro, sendo que o equivalente de potência à participação da Chesf nessa sociedade corresponde a 98,46 MW.

Tabela 2 - Projetos de Usinas – Características Físicas

Usina	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médios)	Propriedade	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Início de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Integral e Compartilhada	180,00	61,40		180,00	61,40		
UEE (EOL) Casa Nova I-A (27 MW) - 1ª Etapa (*)	27,00	9,21	100,00%	27,00	9,21	jun/20	jan/43
UEE (EOL) Casa Nova I-B (27 MW) - 2ª Etapa (*)	27,00	9,21	100,00%	27,00	9,21	(*)	jan/43
UEE (EOL) Casa Nova I-C a G (126 MW) - 3ª Etapa (*)	126,00	42,98	100,00%	126,00	42,98	(*)	jan/43
Sociedade de Propósito Específico	110,00	52,90		107,28	51,64		
UEE (EOL) Acauã (Acauã Energia S.A.)	6,00	3,10	99,93%	6,00	3,10	nov/19	abr/49
UEE (EOL) Angical 2 (Angical 2 Energia S.A.)	10,00	5,10	99,96%	10,00	5,10	set/19	abr/49
UEE (EOL) Arapapá (Arapapá Energia S.A.)	4,00	2,20	99,90%	4,00	2,20	nov/19	abr/49
UEE (EOL) Caititu 2 (Caititu 2 Energia S.A.)	10,00	5,10	99,96%	10,00	5,10	jan/20	abr/49
UEE (EOL) Caititu 3 (Caititu 3 Energia S.A.)	10,00	4,70	99,96%	10,00	4,70	jan/20	abr/49
UEE (EOL) Carcará (Carcará Energia S.A.)	10,00	4,60	99,96%	10,00	4,60	fev/20	abr/49
UEE (EOL) Corrupião 3 (Corrupião 3 Energia S.A.)	10,00	4,20	99,96%	10,00	4,20	fev/20	abr/49
UEE (EOL) Teiú 2 (Teiú 2 Energia S.A.)	8,00	4,20	99,95%	8,00	4,20	nov/19	abr/49
UEE (EOL) Papagaio (Papagaio Energia S.A.)	10,00	4,90	99,96%	10,00	4,90	out/19	mai/49
UEE (EOL) Coqueirinho 2 (Coqueirinho 2 Energia S.A.)	16,00	7,40	99,98%	16,00	7,40	set/19	mai/49
UEE (EOL) Tamanduá Mirim 2 (Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.)	16,00	7,40	83,01%	13,28	6,14	nov/19	jun/49
Total	290,00	114,30		287,28	113,04		

(*) Após a paralisação das obras da Usina Eólica de Casa Nova, o planejamento para sua retomada levou em conta o grau de completude dos seus 120 aerogeradores, dividindo a usina em 3 partes: Usina Eólica de Casa Nova I-A, com 18 aerogeradores; Usina Eólica de Casa Nova I-B, com 18 aerogeradores; e as Usinas Eólicas de Casa Nova C a G, com 84 aerogeradores.

Empreendimentos em Sociedade de Propósito Específico – SPEs

Até o fim de 2019, entraram em operação comercial através de Sociedades de Propósito Específico - SPEs 7 parques (70,0 MW), referentes ao complexo Eólico Pindaí I (Acauã, Angical 2, Arapapá, e Teiú 2), Pindaí II (Papagaio e Coqueirinho 2), e Pindaí III (Tamanduá Mirim 2). O equivalente à participação da Companhia nessas sociedades, em média, 97,53% é de 67,28 MW nesses 07 parques eólicos.

Está previsto para o início de 2020 a conclusão da operação comercial do complexo eólico Pindaí I (Caititu 2, Caititu 3, Carcará e Corrupião 3) com 40 MW de potência instalada. Considerando o equivalente à participação da Companhia nessa sociedade, 99,96%, a Chesf possui 40 MW nesses empreendimentos.

Tabela 3 - Projetos de Usinas – Evolução Física e Investimentos - Controladora

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2018	Investimento Realizado até 31/dez/2018	Evolução Física em 31/dez/2019	Investimento Realizado até 31/dez/2019
Integral		687.700		722.773
UEE (EOL) Casa Nova I-A (27 MW) - 1ª Etapa	90,0%	275.080	92,0%	310.153
UEE (EOL) Casa Nova I-B (27 MW) - 2ª Etapa	60,0%	220.064	60,0%	220.064
UEE (EOL) Casa Nova I-C a G (126 MW) - 3ª Etapa	15,0%	192.556	15,0%	192.556
SPE Proporcional		734.760		860.842
UEE (EOL) Acauã (Acauã Energia S.A.)	85,4%	44.719	100,0%	50.694
UEE (EOL) Angical 2 (Angical 2 Energia S.A.)	85,4%	63.335	100,0%	74.390
UEE (EOL) Arapapá (Arapapá Energia S.A.)	84,0%	33.169	100,0%	39.383
UEE (EOL) Caititu 2 (Caititu 2 Energia S.A.)	79,0%	66.134	86,8%	75.990
UEE (EOL) Caititu 3 (Caititu 3 Energia S.A.)	78,7%	63.914	86,4%	79.473
UEE (EOL) Carcará (Carcará Energia S.A.)	82,2%	66.633	85,9%	83.946
UEE (EOL) Corrupião 3 (Corrupião 3 Energia S.A.)	79,5%	65.134	85,9%	77.774
UEE (EOL) Teiú 2 (Teiú 2 Energia S.A.)	84,0%	53.213	100,0%	66.293
UEE (EOL) Papagaio (Papagaio Energia S.A.)	84,3%	69.762	100,0%	83.637
UEE (EOL) Coqueirinho 2 (Coqueirinho 2 Energia S.A.)	84,9%	107.540	100,0%	118.908
UEE (EOL) Tamanduá Mirim 2 (Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.)	84,0%	101.207	100,0%	110.354
Total		1.422.460		1.583.615

Para os parques Casa Nova, foi investido em 2019 um total de R\$ 35,0 milhões, perfazendo um acumulado de R\$ 722,8 milhões até 31/12/2019.

Em relação aos aportes de recursos realizados pela Companhia nas SPEs relacionadas na Tabela 3 anterior, foram investidos em 2019 um total de R\$ 126,1 milhões, resultando num investimento acumulado até 31/12/2019 de R\$ 860,8 milhões.

Tabela 4 - Projetos de Usinas – Evolução Física e Investimentos - Em Bases Totais

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2018	Investimento Realizado até 31/dez/2018	Evolução Física em 31/dez/2019	Investimento Realizado até 31/dez/2019
Integral		687.700		722.773
UEE (EOL) Casa Nova I-A (27 MW) - 1ª Etapa	90,0%	275.080	92,0%	310.153
UEE (EOL) Casa Nova I-B (27 MW) - 2ª Etapa	60,0%	220.064	60,0%	220.064
UEE (EOL) Casa Nova I-C a G (126 MW) - 3ª Etapa	15,0%	192.556	15,0%	192.556
SPE Proporcional		755.747		883.753
UEE (EOL) Acauã (Acauã Energia S.A.)	85,4%	44.750	100,0%	50.730
UEE (EOL) Angical 2 (Angical 2 Energia S.A.)	85,4%	63.360	100,0%	74.420
UEE (EOL) Arapapá (Arapapá Energia S.A.)	84,0%	33.202	100,0%	39.422
UEE (EOL) Caititu 2 (Caititu 2 Energia S.A.)	79,0%	66.160	86,8%	76.020
UEE (EOL) Caititu 3 (Caititu 3 Energia S.A.)	78,7%	63.940	86,4%	79.505
UEE (EOL) Carcará (Carcará Energia S.A.)	82,2%	66.660	85,9%	83.980
UEE (EOL) Corrupião 3 (Corrupião 3 Energia S.A.)	79,5%	65.160	85,9%	77.805
UEE (EOL) Teiú 2 (Teiú 2 Energia S.A.)	84,0%	53.240	100,0%	66.326
UEE (EOL) Papagaio (Papagaio Energia S.A.)	84,3%	69.790	100,0%	83.670

UEE (EOL) Coqueirinho 2 (Coqueirinho 2 Energia S.A.)	84,9%	107.565	100,0%	118.935
UEE (EOL) Tamanduá Mirim 2 (Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.)	84,0%	121.920	100,0%	132.940
Total		1.443.447		1.606.526

Em bases totais, o valor dos investimentos em projetos de geração totalizaram R\$ 1.606,5 milhões até 31/12/2019, dos quais, R\$ 128,0 milhões se referem ao incremento de recursos via aportes de capital em SPEs, conforme demonstrado na tabela 4 acima.

Tabela 5 - Garantia Física Esperada e Realizada

Usina - Garantia Física GWh/ano Proporcional	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Controladora							
Integral	50.283	50.303	50.436	50.296	50.296	50.296	50.436
UHE Boa Esperança	1.190	1.191	1.194	1.190	1.190	1.190	1.194
UHE Complexo P. Afonso	18.517	18.519	18.568	18.517	18.517	18.517	18.568
UHE Funil	96	96	96	96	96	96	96
UHE Luiz Gonzaga	7.981	7.982	8.003	7.981	7.981	7.981	8.003
UHE Pedra	33	33	33	33	33	33	33
UHE Xingó	17.891	17.893	17.940	17.891	17.891	17.891	17.940
UHE Sobradinho	4.419	4.420	4.432	4.419	4.419	4.419	4.432
UHE Curemas	9	9	9	9	9	9	9
EOL Casa Nova II (*)	78	78	78	78	78	78	78
EOL Casa Nova III (*)	69	82	83	82	82	82	83
Sociedade de Propósito Específico	6.807	7.100	7.100	7.100	7.100	7.100	7.100
UHE Dardanelos (Energética Águas da Pedra S.A.)	154	154	154	154	154	154	154
UHE Jirau (ESBR Participações S.A.)	2.184	2.184	2.184	2.184	2.184	2.184	2.184
UHE Belo Monte (Norte Energia S.A.)	4.419	4.419	4.419	4.419	4.419	4.419	4.419
UHE Sinop (Companhia Energética Sinop S.A.)	0	240	240	240	240	240	240
VamCruz I Participações S.A.	50	50	50	50	50	50	50
Complexo Eólico Pindaí I	0	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2
Complexo Eólico Pindaí II	0	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
Complexo Eólico Pindaí III	0	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4

(*)As EOL Casa Nova II e III entraram em operação comercial em 09/12/2017 e 28/02/2018, respectivamente.

Desde 01/01/2013, parte considerável da garantia física da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf encontra-se alocada no regime de cotas às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, cuja remuneração é dada por meio da Receita Anual de Geração – RAG definida anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Tabela 6 - Modelo de Negócio e Condições no ACR

Usina	Modelo de Negócio em 31/12/2019	Preço no ACR em 01/07/2019	Data e índice de reajuste no ACR
Integral e Compartilhada			
UHE Boa Esperança	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2019) R\$ 63.716.435,85	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Complexo de Paulo Afonso	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2019) R\$ 922.554.602,21	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Funil	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2019) R\$ 11834.368,38	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Luiz Gonzaga	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2019) R\$ 327.744.029,89	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Pedra	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2019) R\$ 4.527.041,66	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Xingó	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2019) R\$ 607.815.455,61	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Sobradinho	100% ACL até 09/02/2032. A partir daí transferência de 1/6 a cada ano para o regime de cotas. A partir de 09/02/2037 100% regime de cotas até o vencimento da outorga - Lei 13.182/2015	Não aplicável	Não aplicável
UHE Curemas	100% ACL até o vencimento da outorga	Não aplicável	Não aplicável
UHE Araras	100% ACL até o vencimento da outorga	Não aplicável	Não aplicável
EOL Casa Nova II	79,78% ACR	R\$ 172,56 / M Wh	1º/jan - IPCA
EOL Casa Nova III	58,51% ACR	R\$ 172,51 / M Wh	1º/jan - IPCA
Sociedade de Propósito Específico			
Energética Águas da Pedra S.A.	100% ACR	R\$ 206,86 M Wh	Diversas Datas
Acauá Energia S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 139,8 / M wh	Setembro, IPCA
Angical 2 Energia S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 139,8 / M wh	Setembro, IPCA
Arapapá Energia S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 139,8 / M wh	Setembro, IPCA
Caititú 2 Energia S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 139,8 / M wh	Setembro, IPCA
Caititú 3 Energia S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 139,8 / M wh	Setembro, IPCA
Carcará Energia S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 139,8 / M wh	Setembro, IPCA
Corrupião 3 Energia S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 139,8 / M wh	Setembro, IPCA
Teiú 2 Energia S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 139,8 / M wh	Setembro, IPCA
Coqueirinho 2 Energia S.A.	Contrato de Compra de Energia do Ambiente Regulado - CCEAR	R\$ 159,77 / M wh	Dezembro, IPCA
Papagaio Energia S.A.	Contrato de Compra de Energia do Ambiente Regulado - CCEAR	R\$ 159,41 M Wh	Dezembro, IPCA
Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.	Contrato de Compra de Energia do Ambiente Regulado - CCEAR	R\$ 154,24 / M Wh	Janeiro, IPCA

MODERNIZAÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO

Em 2019, a Companhia investiu R\$ 26.415.931,29 nas usinas hidrelétricas sob concessão e em regime de cotas, para manter os níveis operacionais de continuidade e disponibilidade satisfatórios ao atendimento da demanda, com destaque para as seguintes realizações:

Usina Paulo Afonso IV: Desenvolvimento do Projeto Básico para implantação dos sistemas digitais e modernização das unidades geradoras, com equipe própria, a ser concluído em março de 2020.

Modernização das pontes rolantes da UHE PA-IV e o dos pórticos rolantes da UHE Apolônio Sales: a ordem de início dos serviços foi dada em março de 2018 e a conclusão se deu em meados de 2019.

Usina de Sobradinho: Concluído o Projeto Básico para implantação dos sistemas digitais e modernização das unidades geradoras. O processo foi licitado em novembro de 2019 e a contratação está prevista para fevereiro de 2020.

Foram executados diversos serviços de adequação e manutenção no Sistema de Geração em operação, objetivando a eliminação de pendências técnicas, legais e ambientais, bem como a substituição de equipamentos e componentes por obsolescência ou vida útil esgotada.

Principais serviços executados:

- Modernização do mancal de escora das máquinas 3 e 6 da UHE Xingó.
- Modernização dos reguladores de velocidade, de tensão e sistema de proteção das máquinas 2, 3, 4 e 6 da UHE Xingó.
- Modernização do regulador de velocidade, de tensão, sistema de proteção e serviços auxiliares da máquina 2 e 6 da UHE Paulo Afonso IV.
- Conclusão da modernização do regulador de velocidade e sistema de proteção da máquina 3 da UHE Luiz Gonzaga.
- Conclusão da digitalização da unidade geradora da UHE da Pedra com substituição dos reguladores de velocidade e de tensão, do sistema de proteção, de todo o sistema de controle da unidade geradora, por um novo de tecnologia digital, bem como do transformador elevador e o grupo gerador de emergência, permitindo sua operação a partir da SE Funil.

Principais bens adquiridos:

- Aquisição de equipamentos para reserva técnica.
- Aquisição de transformador de excitação para as unidades geradoras da UHE Paulo Afonso IV.
- Aquisição de equipamentos para modernização de reguladores de velocidade, de tensão e proteção de geradores das UHE Paulo Afonso IV, Luiz Gonzaga e Xingó.
- Aquisição de equipamentos para modernização do sistema de controle das unidades geradoras da UHE Xingó.
- Aquisição de materiais e equipamentos para teleassistência da UHE Pedra a partir da SE Funil;
- Aquisição de dois bancos de bateria para a UHE Paulo Afonso III;
- Aquisição de dois bancos de bateria para a UHE Paulo Afonso I;
- Aquisição de disjuntor de grupo para as unidades geradoras da UHE Sobradinho.
- Aquisição de disjuntores para as UHE Paulo Afonso I e Paulo Afonso II, para substituir os disGVO com capacidade de curto-circuito ultrapassada.
- Aquisição de novos centros de controle dos motores para as unidades geradoras da UHE Paulo Afonso IV.

USINA TERMELÉTRICA

A Usina Térmica de Camaçari, localizada no Município de Dias D'Ávila no Estado da Bahia, foi outorgada à Chesf por meio da Portaria DNAEE n.º 1.068, de 10 de agosto de 1977. Em agosto de 2016, através do Despacho nº 258/2016, a ANEEL suspendeu a operação comercial da usina devido a deterioração dos equipamentos, que se encontravam com a vida útil ultrapassada. Em 05 de outubro de 2018, foi publicada no Diário Oficial da União a Portaria MME 420/2018, extinguindo a concessão da Usina Térmica de Camaçari.

Com a extinção da concessão da UTE Camaçari, no final de 2018 a Chesf iniciou um processo para cadastramento de empresas interessadas em firmar parceria através da Chamada Pública Chesf nº 001/2018, publicada no dia 05/10/2018, com vistas à viabilização de negócio em sociedade, utilizando os ativos remanescentes da extinta concessão desta UTE. Muito embora este processo não tenha atingido o objetivo esperado, de fazer parceria nos moldes de uma SPE para implantar no local uma nova termelétrica, ele propiciou a apresentação de uma proposta à Chesf, já em 2019, por uma das empresas que participaram da etapa final de negociação da Chamada Pública, sugerindo o arrendamento dos bens e instalações da UTE Camaçari. Após as negociações com esta empresa e as devidas aprovações, a Chesf assinou um contrato de arrendamento dos bens e instalações da UTE Camaçari por um período de 15 anos.

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Com um amplo e diversificado parque de geração e transmissão de energia elétrica nos estados do Nordeste, tendo edificações muitas delas na região semiárida, favorável à geração solar fotovoltaica, a Chesf desenvolveu em 2018 e 2019 projetos para implantação de sistemas de micro e minigeração de energia em instalações próprias.

Esta iniciativa, intitulada de Programa Conta Zero, consiste na implantação de projetos de micro e minigeração fotovoltaica em subestações e em regime de condomínio solar (autoconsumo remoto). O Programa lança mão de espaços físicos disponíveis e das conexões elétricas existentes nas instalações mais viáveis. Em 2019, teve início a implantação de 3 dos 6 empreendimentos previstos e distribuídos nos estados do nordeste (AL, CE, PB, PE, PI e RN), que totalizam 2,4 MWp em sistemas e que resultarão numa significativa redução de custos operacionais. A previsão é de que todos estejam em operação em 2020. Este Programa se mostra como uma opção de fonte limpa e renovável para suprimento complementar da energia elétrica dos serviços auxiliares de subestações e usinas. Em alguns casos, por meio da associação com sistemas de armazenamento, a confiabilidade e a segurança operativa poderão ser ampliadas das instalações beneficiadas com o sistema.

Ressalte-se que a implantação de Sistemas de Micro e Minigeração Fotovoltaica, na forma do Programa Conta Zero idealizado pela Chesf, tornará possível o suprimento de energia elétrica dos sistemas elétricos de suas edificações administrativas, bem como, dos serviços auxiliares de subestações e usinas, reduzindo gastos com energia elétrica destas instalações, além de contribuir para incentivar o uso de fonte renovável, sintonizada com políticas de combate às mudanças de clima.

Esta alternativa tecnológica se tornou viável pelas Resoluções Normativas ANEEL nº 482/2012 e nº 678/2016.

TRANSMISSÃO

Contando com 129 subestações e 21.252,6 km de linhas de transmissão, nas tensões de 500, 230 e inferiores à 230 kV, a área de transmissão da Outorgada transporta tanto a energia gerada pelas usinas próprias quanto a recebida do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Concessionária de serviço público de transmissão de energia, a Companhia detém as concessões de linhas de transmissão da Rede Básica que compreendem 120 subestações e 20.538,8 km de linhas de transmissão, nas tensões de 500 e 230 kV.

O quadro a seguir apresenta as características físicas de cada linha de transmissão e subestação.

Tabela 7 - Linhas de Transmissão e subestações em Operação - Características Físicas

Linha de Transmissão / Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Integral			21.252,60	49.726,17		
Abaixadora-Moxotó, 69 kV, C1	C1	69	5,30		out/70	dez/42
Abaixadora-Mulungu, 69 kV, C1	C1	69	6,50		mai/75	dez/42
Abaixadora-Zebu, 69 kV, C1	C1	69	5,40		out/72	dez/42
Acaraú II-Sobral III, 230 kV, C2	C2	230	91,30		set/15	nov/40
Angelim II-Pau Ferro, 500 kV, C1	C1	500	219,40		ago/77	dez/42
Angelim II-Recife II, 500 kV, C2	C2	500	170,70		mar/80	dez/42
Angelim-Messias, 230 kV, C1	C1	230	78,90		abr/77	dez/42
Angelim-Messias, 230 kV, C2	C2	230	78,50		out/76	dez/42
Angelim-Messias, 230 kV, C3	C3	230	79,10		ago/86	dez/42
Angelim-Recife II, 230 kV, C3	C3	230	171,70		jan/61	dez/42
Angelim-Ribeirao, 230 kV, C1	C1	230	115,70		jan/53	dez/42
Angelim-Ribeirao, 230 kV, C2	C2	230	115,20		ago/19	dez/42
Angelim-Tacaimbo, 230 kV, C1	C1	230	63,90		mar/63	dez/42
Angelim-Tacaimbo, 230 kV, C2	C2	230	64,10		mar/73	dez/42
Angelim-Tacaimbo, 230 kV, C3	C3	230	65,70		jun/98	dez/42
Aquiraz II-Banabuiu, 230 kV, C1	C1	230	181,80		ago/78	dez/42
Aquiraz II-Fortaleza, 230 kV, C1	C1	230	30,10		ago/78	dez/42
Arapiraca III-Penedo, 230 kV, C1	C1	230	89,60		jan/98	dez/42
Bom Jesus Da Lapa-Igaporã II, 230 kV, C1	C1	230	115,00		mai/14	nov/40
Banabuiu-Fortaleza, 230 kV, C1	C1	230	177,20		out/65	dez/42
Banabuiu-Fortaleza, 230 kV, C2	C2	230	176,00		jul/78	dez/42
Banabuiu-Mossoró II, 230 kV, C1	C1	230	177,20		jul/03	dez/42
Banabuiu-Mossoró II, 230 kV, C2	C2	230	177,20		abr/16	dez/42
Banabuiu-Russas II, 230 kV, C1	C1	230	110,40		mai/71	dez/42
Barreiras-Barreiras II, 230 kV, C1	C1	230	21,00		jun/19	dez/42
Boa Esperança-Teresina, 230 kV, C1	C1	230	198,00		mar/70	dez/42
Boa Esperança-Teresina, 230 kV, C2	C2	230	198,00		dez/81	dez/42
Bom Jesus da Lapa-Tabocas do B. Velho, 230 kV, C1	C1	230	124,00		mai/19	dez/42
Bom Nome-Milagres, 230 kV, C1	C1	230	83,70		set/61	dez/42
Bom Nome-Milagres, 230 kV, C2	C2	230	84,10		dez/74	dez/42
Bom Nome-Milagres, 230 kV, C3	C3	230	83,90		set/79	dez/42
Bongi-Açonorte, 230 kV, C1	C1	230	6,00		ago/76	dez/42
Brotas de Macaúbas-Bom Jesus da Lapa, 230 kV, C1	C1	230	204,60		set/81	dez/42
Brotas de Macaúbas-Irecê, 230 kV, C1	C1	230	135,40		set/81	dez/42
Camaçari II-C.Metais, 230 kV, C1	C1	230	3,20		fev/82	dez/42
Camaçari II-Camaçari II, 69 kV, C2	C2	69	1,40		jun/60	dez/42
Camaçari II-Cotegipe, 230 kV, C2	C2	230	23,50		out/76	dez/42
Camaçari II-CQR, 230 kV, C1	C1	230	7,20		mai/92	dez/42
Camaçari II-Governador Mangabeira, 230 kV, C1	C1	230	83,70		set/82	dez/42
Camaçari II-Governador Mangabeira, 230 kV, C2	C2	230	83,70		set/82	dez/42
Camaçari II-Matatu, 230 kV, C1	C1	230	47,00		ago/53	dez/42
Camaçari II-Pituaçu, 230 kV, C2	C2	230	39,20		jan/02	dez/42
Camaçari IV-Camaçari II, 500 kV, C1	C1	500	0,30		nov/12	dez/42
Camaçari IV-Cotegipe, 230 kV, C1	C1	230	22,90		jun/70	dez/42
Camaçari IV-Jacaracanga, 230 kV, C1	C1	230	19,20		jul/77	dez/42
Camaçari IV-Jacaracanga, 230 kV, C2	C2	230	19,20		mar/77	dez/42
Camaçari IV-Pituaçu, 230 kV, C1	C1	230	39,20		out/84	dez/42
Campina Grande II-Campina Grande III, 230 kV, C1	C1	230	10,60		out/99	dez/42

Campina Grande II-Campina Grande III, 230 kV, C2	C2	230	10,60		out/02	dez/42
Campina Grande II-Campina Grande III, 230 kV, C3	C3	230	9,80		out/19	out/41
Campina Grande II-Coteminas, 230 kV, C1	C1	230	2,50		out/99	dez/42
Campina Grande II-Goianinha, 230 kV, C1	C1	230	99,30		fev/70	dez/42
Campina Grande III-Extremoz II, 230 kV, C1	C1	230	191,40		out/99	dez/42
Campina Grande III-Extremoz II, 230 kV, C2	C2	230	160,80		dez/19	dez/42
Campina Grande II-Paraíso, 230 kV, C1	C1	230	118,10		jan/18	dez/42
Campina Grande II-Paraíso, 230 kV, C2	C2	230	119,00		jan/18	dez/42
Campina Grande II-Pilões II, 138 kV, C1	C1	138	79,30		jan/68	dez/42
Campina Grande II-S.Cruz II, 138 kV, C1	C1	138	117,20		jan/18	dez/42
Campo Formoso-Ourolândia, 230 kV, C1	C1	230	103,60		set/81	#N/D
Casa Nova II-Sobradinho, 230 kV, C1	C1	230	67,10		set/17	#N/D
Catu-Camaçari IV, 230 kV, C1	C1	230	25,00		jun/70	dez/42
Catu-Camaçari IV, 230 kV, C2	C2	230	25,00		ago/53	dez/42
Catu-Governador Mangabeira, 230 kV, C1	C1	230	77,20		ago/67	dez/42
Cauípe-Fortaleza II, 230 kV, C1	C1	230	58,20		nov/73	dez/42
Ceará Mirim II-João Câmara II, 230 kV, C1	C1	230	74,50		fev/14	nov/40
Ceará Mirim II-Campina Grande III, 500 kV, C1	C1	500	192,20		out/19	out/41
Ceará Mirim II-Touros II, 230 kV, II	II	230	61,50		mai/17	mai/42
Cícero Dantas-Catu, 230 kV, C1	C1	230	200,70		mar/68	dez/42
Cícero Dantas-Catu, 230 kV, C2	C2	230	201,30		abr/72	dez/42
Cotegipe-Catu, 69 kV, C1	C1	69	48,70		jun/60	dez/42
Cotegipe-Catu, 69 kV, C2	C2	69	48,70		jun/60	dez/42
Cotegipe-Jacaracanga, 230 kV, C1	C1	230	15,20		dez/71	dez/42
Cotegipe-Matatu, 230 kV, C1	C1	230	30,00		mai/77	dez/42
Currais Novos II-Santana Do Matos II, 138 kV, C1	C1	138	38,80		dez/67	dez/42
Eunápolis-Teixeira de Freitas II, 230 kV, C1	C1	230	144,80		abr/19	ago/39
Eunápolis-Teixeira de Freitas II, 230 kV, C2	C2	230	145,10		mar/19	out/38
Extremoz II-Ceará Mirim II, 230 kV, C1	C1	230	19,20		out/19	out/41
Extremoz II-Ceará Mirim II, 230 kV, C2	C2	230	31,40		fev/14	nov/40
Floresta II-Bom Nome, 230 kV, C1	C1	230	92,20		dez/74	dez/42
Fortaleza II-Cauípe, 230 kV, C1	C1	230	58,00		nov/03	dez/42
Fortaleza II-Cauípe, 230 kV, C2	C2	230	58,00		nov/03	dez/42
Fortaleza II-Delmiro Gouveia, 230 kV, C1	C1	230	7,10		jun/89	dez/42
Fortaleza II-Delmiro Gouveia, 230 kV, C2	C2	230	7,10		jun/89	dez/42
Fortaleza II-Fortaleza, 230 kV, C1	C1	230	0,30		fev/00	dez/42
Fortaleza II-Fortaleza, 230 kV, C2	C2	230	0,30		fev/00	dez/42
Fortaleza II-Fortaleza, 230 kV, C3	C3	230	0,30		out/05	dez/42
Fortaleza II-Pici II, 230 kV, C1	C1	230	27,50		mai/09	dez/42
Fortaleza II-Pici II, 230 kV, C2	C2	230	27,50		mai/09	dez/42
Funil-Itapebi, 230 kV, C1	C1	230	198,10		jul/90	dez/42
Funil-Itapebi, 230 kV, C2	C2	230	198,10		jul/90	dez/42
Garanhuns II-Angelim II, 500 kV, C1	C1	500	13,20		fev/77	dez/42
Garanhuns II-Angelim, 230 kV, C1	C1	230	12,30		jan/61	dez/42
Garanhuns II-Angelim, 230 kV, C2	C2	230	11,60		dez/73	dez/42
Goianinha-Mussurê II, 230 kV, C2	C2	230	50,60		out/77	dez/42
Goianinha-Santa Rita II, 230 kV, C1	C1	230	59,00		out/77	dez/42
Governador Mangabeira-Sapeaçu, 230 kV, C2	C2	230	22,50		fev/84	dez/42
Governador Mangabeira-Sapeaçu, 230 kV, C3	C3	230	22,60		fev/84	dez/42
Ibiapina II-Piripiri, 230 kV, C1	C1	230	86,00		ago/73	dez/42
Ibiapina II-Sobral II, 230 kV, C1	C1	230	103,00		ago/73	dez/42
Ibicoara-Brumado, 230 kV, C1	C1	230	94,50		mar/12	jun/37
Icó-Banabuiu, 230 kV, C1	C1	230	124,70		dez/77	dez/42
Igaporã II-Igaporã III, 230 kV, C1	C1	230	5,40		out/15	mai/42

Igaporã II-Igaporã III, 230 kV, C2	C2	230	5,40		out/15	mai/42
Igaporã III-Pindaí II, 230 kV, C1	C1	230	49,50		out/15	mai/42
Itabaiana-Itabaianinha, 230 kV, C1	C1	230	76,80		ago/53	dez/42
Itabaiana-Jardim, 230 kV, C1	C1	230	44,00		ago/79	dez/42
Itabaiana-Jardim, 230 kV, C2	C2	230	44,00		ago/79	dez/42
Itabaianinha-Catu, 230 kV, C1	C1	230	143,90		ago/53	dez/42
Itapebi-Eunápolis, 230 kV, C1	C1	230	47,00		jul/90	dez/42
Itapebi-Eunápolis, 230 kV, C2	C2	230	47,00		jul/90	dez/42
Jaboatão II-Pirapama II, 230 kV, C1	C1	230	34,00		jun/80	dez/42
Jacaracanga-Dow Química, 230 kV, C1	C1	230	7,90		jul/77	dez/42
Jacaracanga-Dow Química, 230 kV, C2	C2	230	7,80		mar/77	dez/42
Jacararacanga-Alunordeste, 230 kV, C1	C1	230	1,80		mai/83	dez/42
Jaguarari-Senhor do Bonfim, 230 kV, C1	C1	230	80,70		jan/80	dez/42
Jardim-Camacari IV, 500 kV, C1	C1	500	249,60		mai/00	dez/42
Jardim-Cia. Vale do Rio Doce, 230 kV, C1	C1	230	0,80		fev/07	dez/42
Jardim-Nossa Senhora do Socorro, 230 kV, C1	C1	230	1,00		fev/19	mai/42
Jardim-Nossa Senhora do Socorro, 230 kV, C2	C2	230	1,20		fev/19	mai/42
Joairam-Bongi, 230 kV, C1	C1	230	6,30		jan/53	dez/42
Joairam-Bongi, 230 kV, C2	C2	230	6,40		jan/67	dez/42
Joairam-Bongi, 230 kV, C3	C3	230	6,40		jan/61	dez/42
João Câmara III-Ceará Mirim II, 500 kV, C1	C1	500	63,60		out/19	out/41
Juazeiro III-Sobradinho, 500 kV, C1	C1	500	37,60		out/79	dez/42
Juazeiro II-Jaguarari, 230 kV, C1	C1	230	88,00		jan/80	dez/42
Juazeiro II-Senhor do Bonfim, 230 kV, C2	C2	230	148,60		abr/81	dez/42
Libra-Libra, 230 kV, C1	C1	230	1,50		dez/91	dez/42
Luiz Gonzaga-Garanhuns II, 500 kV, C1	C1	500	238,70		fev/77	dez/42
Luiz Gonzaga-Juazeiro III, 500 kV, C1	C1	500	253,10		out/79	dez/42
Luiz Gonzaga-Milagres, 500 kV, C1	C1	500	230,80		fev/02	dez/42
Luiz Gonzaga-Olindina, 500 kV, C1	C1	500	248,60		mai/76	dez/42
M.Reduzido-M.Reduzido, 69 kV, C1	C1	69	0,50		abr/73	dez/42
Matatu-Pituaçu, 69 kV, C1	C1	69	7,50		jun/60	dez/42
Matatu-Pituaçu, 69 kV, C2	C2	69	7,40		jun/60	dez/42
Messias-Maceió II, 230 kV, C1	C1	230	19,70		fev/19	mai/42
Messias-Maceió II, 230 kV, C2	C2	230	19,70		fev/19	mai/42
Messias-Maceió, 230 kV, C1	C1	230	25,90		nov/96	dez/42
Messias-Maceió, 230 kV, C2	C2	230	25,90		nov/96	dez/42
Messias-Rio Largo, 230 kV, C1	C1	230	11,90		ago/86	dez/42
Messias-Rio Largo, 230 kV, C2	C2	230	11,60		out/76	dez/42
Messias-Rio Largo, 230 kV, C3	C3	230	11,60		abr/77	dez/42
Messias-Suape II, 500 kV, C1	C1	500	176,60		dez/98	dez/42
Milagres-Banabuiu, 230 kV, C1	C1	230	225,90		fev/65	dez/42
Milagres-Banabuiu, 230 kV, C3	C3	230	225,10		dez/77	dez/42
Milagres-Coremas, 230 kV, C1	C1	230	119,40		nov/86	dez/42
Milagres-Coremas, 230 kV, C2	C2	230	119,80		jun/09	mar/35
Milagres-Ico, 230 kV, C1	C1	230	103,40		dez/77	dez/42
Milagres-Quixada, 500 kV, C1	C1	500	268,00		set/03	dez/42
Milagres-Tauá II, 230 kV, C1	C1	230	208,10		dez/07	mar/35
Mirueira II-Pau Ferro, 230 kV, C1	C1	230	22,70		out/99	dez/42
Mirueira II-Pau Ferro, 230 kV, C2	C2	230	22,70		mai/19	dez/42
Morro do Chapéu II-Irecê, 230 kV, C1	C1	230	64,10		dez/17	out/41
Mossoró II-Açu II, 230 kV, C1	C1	230	71,30		jul/87	dez/42
Mossoró IV-Mossoró II, 230 kV, C1	C1	230	36,10		out/17	mai/42
Natal III-Extremoz II, 230 kV, C1	C1	230	17,00		fev/14	dez/42
Natal III-Extremoz II, 230 kV, C2	C2	230	15,00		dez/19	dez/42
Natal III-Natal II, 230 kV, C1	C1	230	11,60		out/99	dez/42

Natal III-Natal II, 230 kV, C2	C2	230	11,60		out/02	dez/42
Nossa Senhora do Socorro-Fafen, 230 kV, C1	C1	230	11,90		ago/81	dez/42
Nossa Senhora do Socorro-Penedo, 230 kV, C1	C1	230	110,20		mar/14	mar/38
Olindina-Camaçari II, 500 kV, C1	C1	500	147,20		out/76	dez/42
Olindina-Camaçari II, 500 kV, C2	C2	500	146,90		set/78	dez/42
Olindina-Olindina, 230 kV, C1	C1	230	0,20		mai/80	dez/42
Olindina-Olindina, 230 kV, C2	C2	230	0,20		mai/80	dez/42
Ourolândia-Irecê, 230 kV, C1	C1	230	86,90		set/81	dez/42
Paraíso-Açu II, 230 kV, C2	C2	230	132,80		set/10	jun/37
Paraíso-Lagoa Nova II, 230 kV, C1	C1	230	65,40		dez/16	out/41
Paraíso-Natal II, 230 kV, C1	C1	230	96,20		mai/79	dez/42
Paraíso-Natal II, 230 kV, C2	C2	230	97,20		abr/79	dez/42
Paraíso-Santa Cruz II, 138 kV, C1	C1	138	8,60		jan/68	dez/42
Pau Ferro-Campina Grande II, 230 kV, C2	C2	230	125,90		out/99	dez/42
Pau Ferro-Coteminas, 230 kV, C1	C1	230	123,90		out/99	dez/42
Pau Ferro-Goianinha, 230 kV, C1	C1	230	41,00		mai/19	dez/42
Paulo Afonso III-Zebu II, 230 kV, C1	C1	230	5,40		ago/12	ago/39
Paulo Afonso III-Zebu II, 230 kV, C2	C2	230	5,40		ago/12	ago/39
Paulo Afonso III-Angelim, 230 kV, C1	C1	230	221,30		jan/53	dez/42
Paulo Afonso III-Bom Nome, 230 kV, C3	C3	230	170,80		nov/78	dez/42
Paulo Afonso III-Cícero Dantas, 230 kV, C1	C1	230	134,20		mar/68	dez/42
Paulo Afonso III-Cícero Dantas, 230 kV, C2	C2	230	133,80		jun/72	dez/42
Paulo Afonso III-Floresta II, 230 kV, C1	C1	230	79,00		dez/74	dez/42
Paulo Afonso III-Garanhuns II, 230 kV, C1	C1	230	209,30		jan/67	dez/42
Paulo Afonso III-Garanhuns II, 230 kV, C2	C2	230	209,30		jan/61	dez/42
Paulo Afonso III-Garanhuns II, 230 kV, C3	C3	230	214,10		dez/73	dez/42
Paulo Afonso III-Itabaiana, 230 kV, C2	C2	230	162,50		abr/87	dez/42
Paulo Afonso III-Itabaiana, 230 kV, C3	C3	230	162,50		set/85	dez/42
Paulo Afonso IV-Angelim II, 500 kV, C2	C2	500	221,50		jul/79	dez/42
Paulo Afonso IV-Luiz Gonzaga, 500 kV, C1	C1	500	37,40		out/79	dez/42
Paulo Afonso IV-Olindina, 500 kV, C2	C2	500	212,80		jun/78	dez/42
Paulo Afonso IV-Paulo Afonso III, 230 kV, C1	C1	230	1,10		out/79	dez/42
Paulo Afonso IV-Paulo Afonso III, 230 kV, C2	C2	230	1,40		fev/81	dez/42
Paulo Afonso IV-Xingo, 500 kV, C1	C1	500	53,80		fev/93	dez/42
Pecem II-Fortaleza II, 500 kV, C1	C1	500	73,10		mai/00	dez/42
Picos-Tauá II, 230 kV, C1	C1	230	183,20		fev/13	jun/37
Pilões II-Paraíso, 138 kV, C1	C1	138	107,90		jan/18	dez/42
Pirapama II-Recife II, 69 kV, C1	C1	69	21,30		jan/65	dez/42
Pirapama II-Suape II, 230 kV, C1	C1	230	20,90		dez/12	jan/39
Pirapama II-Suape II, 230 kV, C2	C2	230	20,90		dez/12	jan/39
Pituaçu-Cotegipe, 69 kV, C1	C1	69	22,10		jun/60	dez/42
Pituaçu-Cotegipe, 69 kV, C2	C2	69	21,90		jun/60	dez/42
Pituaçu-Narandiba, 230 kV, C1	C1	230	3,60		nov/83	dez/42
Pituaçu-Narandiba, 230 kV, C2	C2	230	3,60		nov/83	dez/42
Pituaçu-Pituaçu, 230 kV, C1	C1	230	0,30		jan/77	dez/42
Presidente Dutra-Teresina II, 500 kV, C1	C1	500	207,90		mai/00	dez/42
Presidente Dutra-Teresina II, 500 kV, C2	C2	500	207,70		abr/03	dez/42
Quixada-Fortaleza II, 500kV, C1	C1	500	136,50		set/03	dez/42
Quixere-Mossoro II, 230 kV, C1	C1	230	50,20		abr/81	dez/42
Recife II-Goianinha, 230 kV, C1	C1	230	71,40		fev/72	dez/42
Recife II-Goianinha, 230 kV, C2	C2	230	71,50		fev/72	dez/42
Recife II-Jaboatão II, 230 kV, C1	C1	230	16,00		jun/80	dez/42
Recife II-Joairam, 230 kV, C1	C1	230	7,40		jan/67	dez/42
Recife II-Joairam, 230 kV, C2	C2	230	7,40		jan/67	dez/42
Recife II-Joairam, 230 kV, C3	C3	230	7,40		jan/61	dez/42

Recife II-Mirueira, 230 kV, C1	C1	230	31,00		jun/80	dez/42
Recife II-Mirueira, 230 kV, C2	C2	230	31,50		jun/80	dez/42
Recife II-Mirueira, 230 kV, C3	C3	230	31,50		jun/86	dez/42
Recife II-Pau Ferro, 230 kV, C1	C1	230	33,20		set/04	dez/42
Recife II-Pau Ferro, 230 kV, C2	C2	230	33,20		set/04	dez/42
Recife II-Pau Ferro, 500 kV, C1	C1	500	114,50		ago/77	dez/42
Recife II-Pirapama II, 230 kV, C1	C1	230	27,60		jun/80	dez/42
Ribeirao-Recife II, 230 kV, C1	C1	230	56,60		jan/53	dez/42
Ribeirao-Recife II, 230 kV, C2	C2	230	56,70		ago/19	dez/42
Rio Largo II-Arapiraca III, 230 kV, C1	C1	230	124,70		jan/98	dez/42
Rio Largo-Braskem, 230 kV, C1	C1	230	23,20		jun/76	dez/42
Russas II-Quixere, 230 kV, C1	C1	230	25,40		abr/81	dez/42
Santa Cruz II-C.Novos II, 138 kV, C1	C1	138	55,00		out/65	dez/42
Santa Rita II-Mussure II, 230 kV, C1	C1	230	17,00		out/77	dez/42
Santana do Matos II-Acu II, 138 kV, C1	C1	138	49,60		dez/67	dez/42
Santo Antônio de Jesus-Funil, 230 kV, C2	C2	230	162,60		fev/84	dez/42
Santo Antônio de Jesus-Funil, 230 kV, C3	C3	230	162,10		fev/84	dez/42
São João do Piauí-Boa Esperança, 500 kV, C1	C1	500	233,50		dez/80	dez/42
São João do Piauí-Eliseu Martins, 230 kV, C1	C1	230	172,90		fev/98	dez/42
São João do Piauí-Picos, 230 kV, C1	C1	230	167,80		jul/85	dez/42
Sapeaçu-Funil, 230 kV, C1	C1	230	195,70		dez/68	dez/42
Sapeaçu-Governador Mangabeira, 230 kV, C1	C1	230	23,50		dez/68	dez/42
Sapeaçu-Santo Antônio de Jesus, 230 kV, C2	C2	230	32,00		fev/84	dez/42
Sapeacu-Santo Antônio de Jesus, 230 kV, C3	C3	230	32,00		fev/84	dez/42
Senhor do Bonfim-Campo Formoso, 230 kV, C1	C1	230	64,70		set/81	dez/42
Sobradinho-Juazeiro II, 230 kV, C1	C1	230	42,50		jan/80	dez/42
Sobradinho-Juazeiro II, 230 kV, C2	C2	230	42,50		abr/81	dez/42
Sobradinho-Luiz Gonzaga, 500 kV, C2	C2	500	316,00		jun/88	dez/42
Sobradinho-São João do Piauí, 500 kV, C1	C1	500	211,00		dez/80	dez/42
Sobral II-Cauipe, 230 kV, C1	C1	230	177,40		nov/73	dez/42
Sobral II-CCCP, 230 kV, C1	C1	230	2,90		jun/01	dez/42
Sobral III-Pecem II, 500 kV, C1	C1	500	176,60		mai/00	dez/42
Sobral III-Sobral II, 230 kV, C1	C1	230	13,80		mai/09	dez/42
Sobral III-Sobral II, 230 kV, C2	C2	230	13,80		mai/09	dez/42
Suape III-Suape II, 230 kV, C1	C1	230	3,60		dez/12	jan/39
Suape III-Suape II, 230 kV, C2	C2	230	3,60		dez/12	jan/39
Suape II-Recife II, 500 kV, C1	C1	500	45,40		dez/98	dez/42
Tabocas do B. Velho-Barreiras II, 230 kV, C1	C1	230	95,80		mai/19	dez/42
Tacaibó-Campina Grande II, 230 kV, C1	C1	230	124,70		mar/63	dez/42
Tacaibó-Campina Grande II, 230 kV, C2	C2	230	124,70		mar/73	dez/42
Tacaratu-Bom Nome, 230 kV, C1	C1	230	137,10		out/61	dez/42
Tacaratu-Paulo Afonso III, 230 kV, C1	C1	230	47,40		out/61	dez/42
Teresina II-Teresina III, 230 kV, C1	C1	230	22,80		out/17	dez/41
Teresina II-Teresina III, 230 kV, C2	C2	230	22,80		out/17	dez/41
Teresina II-Teresina, 230 kV, C1	C1	230	25,30		set/02	dez/42
Teresina II-Teresina, 230 kV, C2	C2	230	25,30		set/02	dez/42
Teresina II-Tianguá II, 500 kV, C1	C1	500	267,70		set/19	dez/42
Teresina-Piripiri, 230 kV, C1	C1	230	154,70		nov/71	dez/42
Tianguá II-Sobral III, 500 kV, C1	C1	500	100,50		set/19	dez/42
Usina Apolônio Sales-Paulo Afonso III, 230 kV, C1	C1	230	5,80		out/77	dez/42
Usina Apolônio Sales-Paulo Afonso III, 230 kV, C2	C2	230	5,70		mar/77	dez/42
Usina Boa Esperança-Boa Esperança, 230 kV, C1	C1	230	2,80		dez/80	dez/42
Usina de Pedra-Jequié, 69 kV, C1	C1	69	20,50		nov/78	dez/42
Usina Luiz Gonzaga-Luiz Gonzaga, 500 kV, C1	C1	500	0,60		mai/79	dez/42

Usina Luiz Gonzaga-Luiz Gonzaga, 500 kV, C2	C2	500	0,60		mai/79	dez/42
Usina Luiz Gonzaga-Luiz Gonzaga, 500 kV, C3	C3	500	0,60		mai/79	dez/42
Usina Paulo Afonso III-Paulo Afonso III, 230 kV, C1	C1	230	0,60		out/71	dez/42
Usina Paulo Afonso III-Paulo Afonso III, 230 kV, C2	C2	230	0,60		abr/72	dez/42
Usina Paulo Afonso III-Paulo Afonso III, 230 kV, C3	C3	230	0,60		abr/74	dez/42
Usina Paulo Afonso III-Paulo Afonso III, 230 kV, C4	C4	230	0,60		ago/74	dez/42
Usina Paulo Afonso II-Paulo Afonso III, 230 kV, C1	C1	230	0,70		out/61	dez/42
Usina Paulo Afonso II-Paulo Afonso III, 230 kV, C3	C3	230	0,70		mai/67	dez/42
Usina Paulo Afonso II-Paulo Afonso III, 230 kV, C4	C4	230	0,70		mai/67	dez/42
Usina Paulo Afonso II-Paulo Afonso III, 230 kV, C5	C5	230	0,70		dez/67	dez/42
Usina Paulo Afonso II-Zebu, 138 kV, C1	C1	138	6,00		dez/64	dez/42
Usina Paulo Afonso I-Paulo Afonso III, 230 kV, C1	C1	230	0,60		jan/55	dez/42
Usina Paulo Afonso I-Paulo Afonso III, 230 kV, C2	C2	230	0,60		jan/55	dez/42
Usina Paulo Afonso IV-Paulo Afonso IV, 500 kV, C1	C1	500	0,60		dez/79	dez/42
Usina Paulo Afonso IV-Paulo Afonso IV, 500 kV, C2	C2	500	0,60		mai/80	dez/42
Usina Paulo Afonso IV-Paulo Afonso IV, 500 kV, C3	C3	500	0,60		out/80	dez/42
Usina Paulo Afonso IV-Paulo Afonso IV, 500 kV, C4	C4	500	0,60		jul/81	dez/42
Usina Paulo Afonso IV-Paulo Afonso IV, 500 kV, C5	C5	500	0,60		dez/81	dez/42
Usina Paulo Afonso IV-Paulo Afonso IV, 500 kV, C6	C6	500	0,60		mai/83	dez/42
Usina Sobradinho-Sobradinho, 500 kV, C1	C1	500	0,40		out/79	dez/42
Usina Sobradinho-Sobradinho, 500 kV, C2	C2	500	0,30		out/79	dez/42
Usina Sobradinho-Sobradinho, 500 kV, C3	C3	500	0,30		out/79	dez/42
Usina Xingó-Xingó, 500 kV, C1	C1	500	0,90		out/95	dez/42
Usina Xingó-Xingó, 500 kV, C2	C2	500	0,90		out/95	dez/42
Usina Xingó-Xingó, 500 kV, C3	C3	500	0,90		out/95	dez/42
Usina Xingó-Xingó, 500 kV, C4	C4	500	0,90		out/95	dez/42
Usina Xingó-Xingó, 500 kV, C5	C5	500	0,80		mar/94	dez/42
Usina Xingó-Xingó, 500 kV, C6	C6	500	0,80		nov/94	dez/42
Vila Zebu-Itaparica, 69 kV, C1	C1	69	27,00		jul/77	dez/42
Xingó-Jardim, 500 kV, C1	C1	500	159,80		mai/00	dez/42
Xingó-Messias, 500 kV, C1	C1	500	219,00		fev/93	dez/42
Zebu-Moxotó, 69 kV, C1	C1	69	7,20		abr/83	dez/42
Abaixadora				110,00	out/67	dez/42
Açu II				378,00	nov/89	dez/42
Angelim II				-	jan/80	dez/42
Angelim				310,00	jan/56	dez/42
Aquiraz II				-	dez/13	dez/43
Arapiraca III				200,00	jun/13	out/40
Acaraú II				200,00	abr/14	nov/40
Brumado II				-	ago/10	jun/37
Boa Esperança 500 kV				300,00	nov/80	dez/42
Boa Esperança 230 kV				127,34	mar/70	dez/42
Bongi				530,00	mai/56	dez/42
Bom Jesus da Lapa II				-	dez/15	nov/40
Bom Jesus da Lapa				162,27	set/81	dez/42
Brotas de Macaúbas				-	jul/12	dez/42
Banabuiú				220,50	jan/64	dez/42
Bom Nome				510,00	out/63	dez/42
Barreiras				401,00	jun/96	dez/42
Barreiras II				-	mai/19	jan/43
Cícero Dantas				151,00	mai/56	dez/42

Campo Formoso				-	dez/15	dez/42
Campina Grande II				410,00	mai/64	dez/42
Campina Grande III				-	dez/15	out/41
Ceará Mirim II				-	set/14	set/44
Coremas				-	dez/90	dez/42
Camaçari II				2.600,00	jan/79	dez/42
Camaçari IV				2.400,00	nov/12	jul/40
Casa Nova II				180,00	nov/17	dez/37
Cauípe				300,00	mar/01	dez/42
Currais Novos				103,67	nov/75	dez/42
Cotegipe				402,00	jan/56	dez/42
Coteminas				-	dez/09	dez/42
Catu				300,00	mai/56	dez/42
Delmiro Gouveia				400,00	jun/89	dez/42
Eliseu Martins				101,00	jan/06	dez/42
Eunápolis				400,00	set/98	dez/42
Extremoz II				-	fev/14	nov/40
Funil				549,99	jan/56	dez/42
Floresta II				-	out/14	dez/42
Fortaleza				400,00	jan/64	dez/42
Fortaleza II				2.400,00	mai/00	dez/42
Goianinha				400,00	jan/61	dez/42
Garanhuns II				-	dez/15	dez/41
Governador Mangabeira				200,00	mar/60	dez/42
Ibiapina II				200,00	set/16	ago/41
Ibicoara				710,00	jan/11	jun/37
Icó				200,00	mai/97	dez/42
Igaporã				450,00	jun/14	nov/40
Igaporã III				3.000,00	dez/15	jun/42
Irecê				267,86	set/81	dez/42
Itabaiana				200,00	mai/57	dez/42
Itabaianinha				239,00	fev/96	dez/42
Itapebi				-	jan/83	dez/42
Itaparica				10,00	jan/03	dez/42
Jaboatão II				300,00	mai/18	mai/48
João Câmara II				540,00	fev/14	nov/40
Jacaracanga				300,00	jan/82	dez/42
João Câmara III				-	set/14	mar/52
Jardim				2.200,00	ago/79	dez/42
Jaguarari				-	jan/80	dez/42
Joairam				450,00	jul/06	dez/42
Juazeiro da Bahia II				402,00	abr/81	dez/42
Juazeiro da Bahia III				-	fev/19	mai/42
Luiz Gonzaga				-	mai/88	dez/42
Lagoa Nova II				450,00	dez/15	out/41
Maceió II				400,00	fev/19	abr/42
Maceió				400,00	set/02	dez/42
Modelo Reduzido				12,50	jan/67	dez/42
Mirueira II				300,00	abr/16	jun/42
Milagres				2.120,00	jan/64	dez/42
Mulungu				10,00	mai/75	dez/42
Morro do Chapéu				150,00	jul/17	out/41
Mussurê II				400,00	mar/79	dez/42
Mirueira				400,00	ago/78	dez/42
Mossoró II				400,00	jan/77	dez/42
Messias				1.200,00	nov/94	dez/42

Mossoró IV				100,00	out/17	jun/42
Matatu				380,00	jan/65	dez/42
Moxotó				20,00	jan/72	dez/42
Nossa Senhora do Socorro				300,00	dez/18	mai/42
Natal II				400,00	jan/79	dez/42
Natal III				450,00	ago/12	ago/39
Olindina				40,00	abr/80	dez/42
Ourolândia				-	mai/18	mai/48
Paulo Afonso III				-	mar/74	dez/42
Paulo Afonso IV				1.200,00	jan/79	dez/42
Pici II				500,00	mai/05	dez/42
Pecém II				-	out/13	out/43
Penedo				300,00	mai/97	dez/42
Pau Ferro				400,00	ago/02	dez/42
Picos				240,00	jul/92	dez/42
Pilões				-	out/12	dez/42
Polo				300,00	abr/16	out/40
Pindaí II				300,00	dez/15	jun/42
Pocoas II				-	out/19	mai/42
Pirapama II				400,00	fev/72	dez/42
Piripiri				335,00	ago/73	dez/42
Paraíso				200,00	fev/04	dez/42
Pituaçu				400,00	mar/83	dez/42
Quixadá				-	jul/03	dez/42
Quixerê				-	nov/14	dez/42
Recife II				2.410,00	jan/79	dez/42
Ribeirão				400,00	out/94	dez/42
Rio Largo II				300,00	dez/62	dez/42
Russas II				300,00	nov/82	dez/42
Sobral II				400,00	nov/73	dez/42
Sobral III				1.200,00	abr/00	dez/42
São João do Piauí				416,66	nov/80	dez/42
Santana dos Matos II				50,00	nov/75	dez/42
Senhor do Bonfim II				500,00	mai/81	dez/42
Sobradinho 500 kV				900,00	out/79	dez/42
Sapeaçu				-	mai/03	dez/42
Santa Rita II				450,00	jul/12	ago/39
SANTA CRUZ II				195,00	mar/63	dez/42
Santo Antônio de Jesus				301,00	mar/97	dez/42
Suape II				1.200,00	dez/12	jan/39
Suape III				300,00	jul/12	jan/39
Tacaimbó				400,00	jun/85	dez/42
Tauá II				202,00	dez/07	mar/35
Tacaratú				-	dez/14	dez/42
Tabocas do Brejo Velho				-	jun/17	jun/47
Teixeira de Freitas II				199,98	abr/19	ago/39
Tiangua II				-	set/19	dez/42
Touros				150,00	mai/17	jun/42
Teresina				590,00	abr/70	dez/42
Teresina II				900,00	mai/00	dez/42
Teresina III				600,00	out/17	dez/41
Xingó 500 kV				-	nov/94	dez/42
Zebu II				200,00	jul/12	ago/39
Zebu				38,40	nov/76	dez/42
Sociedade de Propósito Específico				3.590,00	6.150,00	

Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN LT Teresina II/ Sobral III/Pecem II/Fortaleza II	CS	500 kV	546,00	-	jan/06	fev/34
Interligação Elétrica do Madeira LT Porto Velho/Araraquara II/Estação Retificadora/500/600 kV/3150 MW/Estação Inversora/600/500kV/2950 MW	CS	600 kV	2.375,00	-	ago/13	fev/39
Transmissora Delmiro Gouveia S.A. - TDG SE Aquiraz II e SE Pecém II	CS	230 kV	36,00	4.050,00	out/13	jul/40
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. - LT 500 kV Luis Gonzaga – Garanhuns, LT 500 kV Garanhuns II – Campina Grande III, LT 500 kV Garanhuns II – Pau Ferro, LT 230 kV Garanhuns – Angelim I, SE Garanhuns, SE Pau Ferro	CS	500/230 kV	633,00	2.100,00	nov/15	dez/41

O sistema físico da Chesf é composto também por 14 subestações elevadoras das usinas com 11.343,33 MVA que somadas às subestações de potência acima, totalizam 61.069,50 MVA de capacidade de transformação.

A SPE Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN foi incorporada pela Chesf em 01/11/2019. Já em relação a Transmissora Delmiro Gouveia S/A – TDG, a Chesf adquiriu a parcela privada no empreendimento em out/2019 e detem 100% de seu capital. A incorporação deste ativo esta prevista para ser concluída em 2020.

Tabela 8 - Linhas de Transmissão em Operação - Características Financeiras

Linha de Transmissão	Propriedade	RAP (R\$ Mil)	RAP Proporc. (R\$ Mil)	Ano de degraú da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção
Integral		3.074.373,86	3.074.373,86			
Abaixadora-Moxotó, C1	100%	56,19	56,19	Não aplicável	jul-19	IPCA
Abaixadora-Mulungu, C1	100%	68,91	68,91	Não aplicável	jul-19	IPCA
Abaixadora-Zebu, C1	100%	57,25	57,25	Não aplicável	jul-19	IPCA
Acaraú II-Sobral III, C2	100%	2.865,11	2.865,11	Não aplicável	jul-19	IPCA
Angelim II-Pau Ferro 500 kV, C1	100%	18.345,71	18.345,71	Não aplicável	jul-19	IPCA
Angelim II-Recife II, C2	100%	19.717,25	19.717,25	Não aplicável	jul-19	IPCA
Angelim-Messias, C1	100%	2.871,69	2.871,69	Não aplicável	jul-19	IPCA
Angelim-Messias, C2	100%	2.857,14	2.857,14	Não aplicável	jul-19	IPCA
Angelim-Messias, C3	100%	6.752,07	6.752,07	Não aplicável	jul-19	IPCA
Angelim-Recife II, C2	100%	2.027,12	2.027,12	Não aplicável	jul-19	IPCA
Angelim-Recife II, C3	100%	2.027,12	2.027,12	Não aplicável	jul-19	IPCA
Angelim-Ribeirao, C1	100%	5.129,19	5.129,19	Não aplicável	jul-19	IPCA
Angelim-Tacaibó, C1	100%	955,80	955,80	Não aplicável	jul-19	IPCA
Angelim-Tacaibó, C2	100%	958,79	958,79	Não aplicável	jul-19	IPCA
Angelim-Tacaibó, C3	100%	5.608,23	5.608,23	Não aplicável	jul-19	IPCA
Aquiraz II-Banabuiu, C1	100%	5.935,32	5.935,32	Não aplicável	jul-19	IPCA
Aquiraz II-Fortaleza, C1	100%	470,48	470,48	Não aplicável	jul-19	IPCA
Arapiraca III-Penedo, C1	100%	3.004,78	3.004,78	Não aplicável	jul-19	IPCA
Banabuiu-Fortaleza, C1	100%	2.712,46	2.712,46	Não aplicável	jul-19	IPCA
Banabuiu-Fortaleza, C2	100%	6.496,12	6.496,12	Não aplicável	jul-19	IPCA
Banabuiu-Mossoró II, C2	100%	3.027,41	3.027,41	Não aplicável	jul-19	IPCA
Banabuiu-Mossoró II, C1	100%	18.846,99	18.846,99	Não aplicável	jul-19	IPCA
Banabuiu-Russas II, C1	100%	1.651,34	1.651,34	Não aplicável	jul-19	IPCA
Boa Esperança-Teresina, C1	100%	2.961,63	2.961,63	Não aplicável	jul-19	IPCA
Boa Esperança-Teresina, C2	100%	16.901,52	16.901,52	Não aplicável	jul-19	IPCA
B.J.DA LAPA-BARREIRAS,230KV,C1	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
B. Jesus da Lapa II-Igaporã II	100%	3.116,72	3.116,72	Não aplicável	jul-19	IPCA
Bom Nome-Milagres, C1	100%	1.251,96	1.251,96	Não aplicável	jul-19	IPCA
Bom Nome-Milagres, C2	100%	1.257,95	1.257,95	Não aplicável	jul-19	IPCA
Bom Nome-Milagres, C3	100%	3.868,84	3.868,84	Não aplicável	jul-19	IPCA
Bongi-Açonorte, C1	100%	332,01	332,01	Não aplicável	jul-19	IPCA

Brotas de Macaúbas-Bom Jesus da Lapa, C1	100%	25.962,21	25.962,21	Não aplicável	jul-19	IPCA
Brotas de Macaúbas-Irecê, C1	100%	10.582,55	10.582,55	Não aplicável	jul-19	IPCA
Campina Grande II-Coteminas, C1	100%	165,30	165,30	Não aplicável	jul-19	IPCA
Campina Grande II-Campina Grande III, C1	100%	167,76	167,76	Não aplicável	jul-19	IPCA
Campina Grande II-Campina Grande III, C2	100%	337,06	337,06	Não aplicável	jul-19	IPCA
Campina Grande III-Extremoz II, C1	100%	11.494,43	11.494,43	Não aplicável	jul-19	IPCA
Camaçari II-Camaçari II, C2	100%	15,99	15,99	Não aplicável	jul-19	IPCA
Camaçari II-C.Metais, C1	100%	355,10	355,10	Não aplicável	jul-19	IPCA
Camaçari II-Cotegipe, C2	100%	1.192,01	1.192,01	Não aplicável	jul-19	IPCA
Camaçari II-Governador Mangabeira, C1	100%	5.639,34	5.639,34	Não aplicável	jul-19	IPCA
Camaçari II-Governador Mangabeira, C2	100%	5.699,60	5.699,60	Não aplicável	jul-19	IPCA
Camaçari II-Matatu, C1	100%	703,01	703,01	Não aplicável	jul-19	IPCA
Camaçari II-Pituaçu, C2	100%	2.641,13	2.641,13	Não aplicável	jul-19	IPCA
Camaçari IV-Camaçari II, C1	100%	207,20	207,20	Não aplicável	jul-19	IPCA
Camaçari IV-Cotegipe, C1	100%	1.409,83	1.409,83	Não aplicável	jul-19	IPCA
Camaçari IV-Jacaracanga, C1	100%	1.608,43	1.608,43	Não aplicável	jul-19	IPCA
Camaçari IV-Jacaracanga, C2	100%	1.608,43	1.608,43	Não aplicável	jul-19	IPCA
Camaçari IV-Pituaçu, C1	100%	3.458,57	3.458,57	Não aplicável	jul-19	IPCA
Campina Grande II-Pilões II, C1	100%	1.549,59	1.549,59	Não aplicável	jul-19	IPCA
Casa Nova II-Sobradinho, C1	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
Catu-Camaçari IV, C1	100%	484,88	484,88	Não aplicável	jul-19	IPCA
Catu-Camaçari IV, C2	100%	484,88	484,88	Não aplicável	jul-19	IPCA
Catu-Governador Mangabeira, C1	100%	1.174,69	1.174,69	Não aplicável	jul-19	IPCA
Ceará Mirim II-João Câmara II C1	100%	2.055,28	2.055,28	Não aplicável	jul-19	IPCA
Campina Grande II-Paraiso, C1	100%	4.298,44	4.298,44	Não aplicável	jul-19	IPCA
Campina Grande II-Paraiso, C2	100%	4.331,20	4.331,20	Não aplicável	jul-19	IPCA
Campina Grande II-Goianinha, C1	100%	1.485,30	1.485,30	Não aplicável	jul-19	IPCA
Campina Grande II-S.Cruz II, C1	100%	955,24	955,24	Não aplicável	jul-19	IPCA
Cícero Dantas-Catu, C1	100%	3.018,80	3.018,80	Não aplicável	jul-19	IPCA
Cícero Dantas-Catu, C2	100%	3.054,91	3.054,91	Não aplicável	jul-19	IPCA
Camaçari II-CQR, C1	100%	737,52	737,52	Não aplicável	jul-19	IPCA
Currais Novos II-Santana Do Matos II, C1	100%	399,69	399,69	Não aplicável	jul-19	IPCA
Cotegipe-Catu, C1	100%	421,30	421,30	Não aplicável	jul-19	IPCA
Cotegipe-Catu, C2	100%	421,30	421,30	Não aplicável	jul-19	IPCA
Cotegipe-Jacaracanga, C1	100%	329,26	329,26	Não aplicável	jul-19	IPCA
Cotegipe-Matatu, C1	100%	1.521,71	1.521,71	Não aplicável	jul-19	IPCA
Cauípe-Fortaleza II, C1	100%	4.950,95	4.950,95	Não aplicável	jul-19	IPCA
Extremoz II-Ceará Mirim II, C2	100%	662,99	662,99	Não aplicável	jul-19	IPCA
Fortaleza II-Fortaleza, C3	100%	5,83	5,83	Não aplicável	jul-19	IPCA
Fortaleza II-Fortaleza, C1	100%	5,83	5,83	Não aplicável	jul-19	IPCA
Fortaleza II-Fortaleza, C2	100%	5,83	5,83	Não aplicável	jul-19	IPCA
Fortaleza II-Delmiro Gouveia, C1	100%	574,04	574,04	Não aplicável	jul-19	IPCA
Fortaleza II-Delmiro Gouveia, C2	100%	574,04	574,04	Não aplicável	jul-19	IPCA
Funil-Itapebi, C1	100%	13.347,12	13.347,12	Não aplicável	jul-19	IPCA
Funil-Itapebi, C2	100%	13.347,12	13.347,12	Não aplicável	jul-19	IPCA
Fortaleza II-Cauípe, C1	100%	717,81	717,81	Não aplicável	jul-19	IPCA
Fortaleza II-Cauípe, C2	100%	684,76	684,76	Não aplicável	jul-19	IPCA
Fortaleza II-Pici II, C1	100%	2.038,11	2.038,11	Não aplicável	jul-19	IPCA
Fortaleza II-Pici II, C2	100%	2.038,11	2.038,11	Não aplicável	jul-19	IPCA
Garanhuns II-Angelim II, C1	100%	1.865,74	1.865,74	Não aplicável	jul-19	IPCA
Garanhuns II-Angelim, C1	100%	177,09	177,09	Não aplicável	jul-19	IPCA
Garanhuns II-Angelim, C2	100%	177,09	177,09	Não aplicável	jul-19	IPCA
Goianinha-Mussurê II-04F2	100%	1.841,67	1.841,67	Não aplicável	jul-19	IPCA

Goianinha-Santa Rita II, C1	100%	1.625,00	1.625,00	Não aplicável	jul-19	IPCA
Governador Mangabeira-Sapeaçu, C2	100%	1.667,55	1.667,55	Não aplicável	jul-19	IPCA
Governador Mangabeira-Sapeaçu, C3	100%	1.674,96	1.674,96	Não aplicável	jul-19	IPCA
Ibiapina II-Piripiri, C1	100%	1.136,11	1.136,11	Não aplicável	jul-19	IPCA
Ibiapina II-Sobral II, C1	100%	1.367,82	1.367,82	Não aplicável	jul-19	IPCA
Ibicoara-Brumado, C1	100%	3.255,68	3.255,68	Não aplicável	jul-19	IPCA
Icó-Banabuiu, C1	100%	4.189,84	4.189,84	Não aplicável	jul-19	IPCA
Igaporã II-Igaporã III, C1	100%	107,03	107,03	Não aplicável	jul-19	IPCA
Igaporã II-Igaporã III, C2	100%	107,03	107,03	Não aplicável	jul-19	IPCA
Igaporã III-Pindaí II, C1	100%	2.461,75	2.461,75	Não aplicável	jul-19	IPCA
Morro do Chapéu II-Irecê, C1	100%	1.696,01	1.696,01	Não aplicável	jul-19	IPCA
Itabaiana-Itabaianinha, C1	100%	1.575,22	1.575,22	Não aplicável	jul-19	IPCA
Itabaiana-Jardim, C1	100%	1.601,45	1.601,45	Não aplicável	jul-19	IPCA
Itabaiana-Jardim, C2	100%	1.601,45	1.601,45	Não aplicável	jul-19	IPCA
Itapebi-Eunápolis, C1	100%	3.166,66	3.166,66	Não aplicável	jul-19	IPCA
Itapebi-Eunápolis, C2	100%	3.166,66	3.166,66	Não aplicável	jul-19	IPCA
Itabaianinha-Catu, C1	100%	2.212,51	2.212,51	Não aplicável	jul-19	IPCA
JABOATÃO-RECIFE II,69KV, C1	100%	35,60	35,60	Não aplicável	jul-19	IPCA
JABOATÃO-RECIFE II,69KV, C1	100%	175,08	175,08	Não aplicável	jul-19	IPCA
Jacaracanga-Alunordeste, C1	100%	191,45	191,45	Não aplicável	jul-19	IPCA
Jacaracanga-Dow Química, C1	100%	437,15	437,15	Não aplicável	jul-19	IPCA
Jacaracanga-Dow Química, C2	100%	431,61	431,61	Não aplicável	jul-19	IPCA
Jaguarari-Senhor do Bonfim, C1	100%	3.420,91	3.420,91	Não aplicável	jul-19	IPCA
Jardim-Cia. Vale do Rio Doce, C1	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
Jardim-Camaçari IV, C1	100%	51.800,25	51.800,25	Não aplicável	jul-19	IPCA
Joairam-Bongi, C1	100%	113,08	113,08	Não aplicável	jul-19	IPCA
Joairam-Bongi, C2	100%	90,67	90,67	Não aplicável	jul-19	IPCA
Joairam-Bongi, C3	100%	90,67	90,67	Não aplicável	jul-19	IPCA
Juazeiro II-Senhor do Bonfim, C2	100%	5.408,54	5.408,54	Não aplicável	jul-19	IPCA
Juazeiro II-Jaguarari, C1	100%	2.905,42	2.905,42	Não aplicável	jul-19	IPCA
Luiz Gonzaga-Garanhuns II, C1	100%	26.840,53	26.840,53	Não aplicável	jul-19	IPCA
Luiz Gonzaga-Olindina, C1	100%	27.982,09	27.982,09	Não aplicável	jul-19	IPCA
Luiz Gonzaga-Sobradinho, C1	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
Libra-Libra, C1	100%	174,31	174,31	Não aplicável	jul-19	IPCA
Luiz Gonzaga-Milagres, C1	100%	48.090,23	48.090,23	Não aplicável	jul-19	IPCA
Matatu-Pituaçu, C1	100%	189,74	189,74	Não aplicável	jul-19	IPCA
Matatu-Pituaçu, C2	100%	63,32	63,32	Não aplicável	jul-19	IPCA
Messias-Maceió, C1	100%	1.919,53	1.919,53	Não aplicável	jul-19	IPCA
Messias-Maceió, C2	100%	1.919,53	1.919,53	Não aplicável	jul-19	IPCA
Messias-Rio Largo, C1	100%	1.218,96	1.218,96	Não aplicável	jul-19	IPCA
Messias-Rio Largo, C2	100%	506,64	506,64	Não aplicável	jul-19	IPCA
Messias-Rio Largo, C3	100%	506,64	506,64	Não aplicável	jul-19	IPCA
Messias-Suape II, C1	100%	33.208,46	33.208,46	Não aplicável	jul-19	IPCA
Milagres-Coremas, C2	100%	7.688,42	7.688,42	Não aplicável	jul-19	IPCA
Milagres-Tauá, C1	100%	11.292,21	11.292,21	Não aplicável	jul-19	IPCA
Milagres-Banabuiu, C1	100%	3.386,68	3.386,68	Não aplicável	jul-19	IPCA
Milagres-Banabuiu, C3	100%	8.200,61	8.200,61	Não aplicável	jul-19	IPCA
Milagres-Coremas, C1	100%	10.192,13	10.192,13	Não aplicável	jul-19	IPCA
Milagres-Ico, C1	100%	4.189,84	4.189,84	Não aplicável	jul-19	IPCA
Milagres-Quixada, C1	100%	55.841,34	55.841,34	Não aplicável	jul-19	IPCA
Mirueira II-Goianinha, C1	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
Mirueira II-Pau Ferro 230 kV, C1	100%	1.065,15	1.065,15	Não aplicável	jul-19	IPCA
Mossoró IV-Mossoró II, C1	100%	1.301,11	1.301,11	Não aplicável	jul-19	IPCA
Mossoro II-Açu II, C1	100%	6.086,25	6.086,25	Não aplicável	jul-19	IPCA
M.Reduzido-M.Reduzido, C1	100%	5,74	5,74	Não aplicável	jul-19	IPCA
Natal III-Extremoz II, C1	100%	134,82	134,82	Não aplicável	jul-19	IPCA
Natal III-Natal II, C1	100%	1.011,17	1.011,17	Não aplicável	jul-19	IPCA

Natal III-Natal II, C2	100%	1.011,17	1.011,17	Não aplicável	jul-19	IPCA
Olindina-Camaçari II, C1	100%	16.568,64	16.568,64	Não aplicável	jul-19	IPCA
Olindina-Camaçari II, C2	100%	16.534,87	16.534,87	Não aplicável	jul-19	IPCA
Olindina-Olindina, 230 Kv ,C1	100%	11,99	11,99	Não aplicável	jul-19	IPCA
Olindina-Olindina, C2	100%	11,99	11,99	Não aplicável	jul-19	IPCA
Paulo Afonso III-Garanhuns II, C1	100%	2.422,63	2.422,63	Não aplicável	jul-19	IPCA
Paulo Afonso III-Garanhuns II, C2	100%	2.422,63	2.422,63	Não aplicável	jul-19	IPCA
Paulo Afonso III-Garanhuns II, C3	100%	3.612,45	3.612,45	Não aplicável	jul-19	IPCA
Paulo Afonso III-Angelim, C1	100%	3.310,15	3.310,15	Não aplicável	jul-19	IPCA
Paulo Afonso III-Bom Nome, C3	100%	7.910,29	7.910,29	Não aplicável	jul-19	IPCA
Paulo Afonso III-Cícero Dantas, C1	100%	5.244,48	5.244,48	Não aplicável	jul-19	IPCA
Paulo Afonso III-Cícero Dantas, C2	100%	2.059,57	2.059,57	Não aplicável	jul-19	IPCA
Paulo Afonso IV-Angelim II, C2	100%	24.931,75	24.931,75	Não aplicável	jul-19	IPCA
Paulo Afonso IV-Luiz Gonzaga, C1	100%	4.209,70	4.209,70	Não aplicável	jul-19	IPCA
Paulo Afonso IV-Olindina, C2	100%	23.952,49	23.952,49	Não aplicável	jul-19	IPCA
Paulo Afonso IV-Paulo Afonso III, C1	100%	65,94	65,94	Não aplicável	jul-19	IPCA
Paulo Afonso IV-Paulo Afonso III, C2	100%	83,92	83,92	Não aplicável	jul-19	IPCA
Paulo Afonso IV-Xingo, C1	100%	11.209,94	11.209,94	Não aplicável	jul-19	IPCA
Paulo Afonso III-Itabaiana, C2	100%	11.039,20	11.039,20	Não aplicável	jul-19	IPCA
Paulo Afonso III-Itabaiana, C3	100%	11.039,64	11.039,64	Não aplicável	jul-19	IPCA
Paraíso-Açu II, C2	100%	4.136,27	4.136,27	Não aplicável	jul-19	IPCA
Paraíso-Lagoa Nova II, C1	100%	3.076,32	3.076,32	Não aplicável	jul-19	IPCA
Paraíso-Santa Cruz II, C1	100%	237,81	237,81	Não aplicável	jul-19	IPCA
Pau Ferro 230 kV-Coteminas, C1	100%	8.419,73	8.419,73	Não aplicável	jul-19	IPCA
Pau Ferro 230 kV-Campina Grande II, C2	100%	1.486,40	1.486,40	Não aplicável	jul-19	IPCA
Paulo Afonso III- Zebu II, C1	100%	164,41	164,41	Não aplicável	jul-19	IPCA
Paulo Afonso III- Zebu II, C2	100%	164,41	164,41	Não aplicável	jul-19	IPCA
Presidente Dutra-Teresina II, C1	100%	43.440,71	43.440,71	Não aplicável	jul-19	IPCA
Presidente Dutra-Teresina II, C2	100%	7.583,39	7.583,39	Não aplicável	jul-19	IPCA
Pecem II-Fortaleza II, C1	100%	9.159,29	9.159,29	Não aplicável	jul-19	IPCA
Picos-Tauá II, C1	100%	5.515,03	5.515,03	Não aplicável	jul-19	IPCA
Pilões II-Paraíso, C1	100%	1.644,38	1.644,38	Não aplicável	jul-19	IPCA
Pirapama II-Recife II, C1	100%	68,72	68,72	Não aplicável	jul-19	IPCA
Pirapama II-Suape II, C2	100%	847,72	847,72	Não aplicável	jul-19	IPCA
Pirapama II-Suape II, C1	100%	847,72	847,72	Não aplicável	jul-19	IPCA
Pituaçu-Pituaçu, C1	100%	119,89	119,89	Não aplicável	jul-19	IPCA
Pituaçu-Cotegipe, C1	100%	173,35	173,35	Não aplicável	jul-19	IPCA
Pituaçu-Cotegipe, C2	100%	171,78	171,78	Não aplicável	jul-19	IPCA
Paraíso-Natal II, C1	100%	3.537,75	3.537,75	Não aplicável	jul-19	IPCA
Paraíso-Natal II, C2	100%	3.501,36	3.501,36	Não aplicável	jul-19	IPCA
Pituaçu-Narandiba, C1	100%	55,25	55,25	Não aplicável	jul-19	IPCA
Pituaçu-Narandiba, C2	100%	315,32	315,32	Não aplicável	jul-19	IPCA
Quixada-Fortaleza II, C1	100%	28.452,88	28.452,88	Não aplicável	jul-19	IPCA
Quixere-Mossoro II, C1	100%	2.308,48	2.308,48	Não aplicável	jul-19	IPCA
Recife II-Pau Ferro 230 kV, C1	100%	1.208,37	1.208,37	Não aplicável	jul-19	IPCA
Recife II-Pau Ferro 230 kV, C2	100%	1.208,37	1.208,37	Não aplicável	jul-19	IPCA
Recife II-Goianinha, C1	100%	842,96	842,96	Não aplicável	jul-19	IPCA
Recife II-Goianinha, C2	100%	842,96	842,96	Não aplicável	jul-19	IPCA
Recife II-Joairam, C1	100%	132,82	132,82	Não aplicável	jul-19	IPCA
Recife II-Joairam, C2	100%	104,84	104,84	Não aplicável	jul-19	IPCA
Recife II-Joairam, C3	100%	104,84	104,84	Não aplicável	jul-19	IPCA
Recife II-Mirueira, C1	100%	1.149,65	1.149,65	Não aplicável	jul-19	IPCA
Recife II-Mirueira, C2	100%	1.146,49	1.146,49	Não aplicável	jul-19	IPCA
Recife II-Mirueira, C3	100%	2.688,88	2.688,88	Não aplicável	jul-19	IPCA
Recife II-Pau Ferro 500 kV, C1	100%	687,96	687,96	Não aplicável	jul-19	IPCA
Recife II-Pirapama II, C1	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA

Ribeirao-Recife II, C1	100%	6.502,37	6.502,37	Não aplicável	jul-19	IPCA
Rio Largo II-Arapiraca III, C1	100%	7.469,04	7.469,04	Não aplicável	jul-19	IPCA
Rio Largo-Braskem, C1	100%	1.176,79	1.176,79	Não aplicável	jul-19	IPCA
Russas II-Quixere, C1	100%	1.155,67	1.155,67	Não aplicável	jul-19	IPCA
Santo Antônio de Jesus-Funil, C3	100%	13.077,62	13.077,62	Não aplicável	jul-19	IPCA
Santo Antônio de Jesus-Funil, C2	100%	1.919,68	1.919,68	Não aplicável	jul-19	IPCA
Santa Rita II-Mussurê II, C1	100%	216,67	216,67	Não aplicável	jul-19	IPCA
Santana do Matos II-Acu II, C1	100%	510,95	510,95	Não aplicável	jul-19	IPCA
Sapeaçu-Funil, C1	100%	2.927,23	2.927,23	Não aplicável	jul-19	IPCA
Sapeaçu-Governador Mangabeira, C1	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
Sapeaçu-Santo Antônio de Jesus, C3	100%	2.156,02	2.156,02	Não aplicável	jul-19	IPCA
Sapeaçu-Santo Antônio de Jesus, C2	100%	377,80	377,80	Não aplicável	jul-19	IPCA
Sobral III-Sobral II, C1	100%	195,51	195,51	Não aplicável	jul-19	IPCA
Sobral III-Sobral II, C2	100%	195,51	195,51	Não aplicável	jul-19	IPCA
Santa Cruz II-C.Novos II, C1	100%	566,57	566,57	Não aplicável	jul-19	IPCA
São João do Piauí-Boa Esperança, C1	100%	26.282,46	26.282,46	Não aplicável	jul-19	IPCA
São João do Piauí-Eliseu Martins, C1	100%	14.851,94	14.851,94	Não aplicável	jul-19	IPCA
São João do Piauí-Picos, C1	100%	14.323,61	14.323,61	Não aplicável	jul-19	IPCA
Sobradinho-Luiz Gonzaga, C2	100%	65.842,77	65.842,77	Não aplicável	jul-19	IPCA
Sobradinho-Juazeiro II, C1	100%	1.780,62	1.780,62	Não aplicável	jul-19	IPCA
Sobradinho-Juazeiro II, C2	100%	1.780,62	1.780,62	Não aplicável	jul-19	IPCA
Sobradinho-São João do Piauí, C1	100%	23.749,89	23.749,89	Não aplicável	jul-19	IPCA
Sobral II-Cauipe, C1	100%	2.733,16	2.733,16	Não aplicável	jul-19	IPCA
Sobral II-CCCP, C1	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
Sobral III-Pecem II, C1	100%	34.763,67	34.763,67	Não aplicável	jul-19	IPCA
Suape II-Recife II, C1	100%	3.463,46	3.463,46	Não aplicável	jul-19	IPCA
Suape III-Suape II, C1	100%	498,40	498,40	Não aplicável	jul-19	IPCA
Suape III-Suape II, C2	100%	498,40	498,40	Não aplicável	jul-19	IPCA
Tacaimbó-Campina Grande II, C1	100%	10.644,54	10.644,54	Não aplicável	jul-19	IPCA
Tacaimbó-Campina Grande II, C2	100%	10.644,54	10.644,54	Não aplicável	jul-19	IPCA
Tacaratu-Paulo Afonso III, C1	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
Tacaratu-Paulo Afonso III, C1	100%	720,35	720,35	Não aplicável	jul-19	IPCA
Tacaratu-Bom Nome, C1	100%	1.957,34	1.957,34	Não aplicável	jul-19	IPCA
Teresina II-Teresina III, C1	100%	1.133,12	1.133,12	Não aplicável	jul-19	IPCA
Teresina II-Teresina III, C2	100%	1.133,12	1.133,12	Não aplicável	jul-19	IPCA
Teresina II-Teresina, C1	100%	1.875,06	1.875,06	Não aplicável	jul-19	IPCA
Teresina II-Teresina, C2	100%	1.875,06	1.875,06	Não aplicável	jul-19	IPCA
Teresina-Piripiri, C1	100%	2.313,96	2.313,96	Não aplicável	jul-19	IPCA
Ceará Mirim II-Touros II	100%	2.438,58	2.438,58	Não aplicável	jul-19	IPCA
Xingó-Jardim, C1	100%	33.296,44	33.296,44	Não aplicável	jul-19	IPCA
Xingó-Messias, C1	100%	45.631,54	45.631,54	Não aplicável	jul-19	IPCA
Vila Zebu-Itaparica, C1	100%	808,93	808,93	Não aplicável	jul-19	IPCA
Zebu-Moxotó, 69 Kv, C1	100%	435,62	435,62	Não aplicável	jul-19	IPCA
Ourolândia-Irecê, C1	100%	6.402,09	6.402,09	Não aplicável	jul-19	IPCA
Ceará Mirim II-Campina Grande III, C1	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
Campina Grande II-Campina Grande III, C3	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
João Câmara III-Ceará Mirim II, C1	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
Extremoz II-Ceará Mirim II, C1	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
Luiz Gonzaga-Juazeiro III, C1	100%	27.982,09	27.982,09	Não aplicável	jul-19	IPCA
Juazeiro III-Sobradinho, C1	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
Jardim-Nossa Senhora do Socorro, C1	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA

Jardim-Nossa Senhora do Socorro, C2	100%	90,07	90,07	Não aplicável	jul-19	IPCA
Messias-Maceió II, C2	100%	648,52	648,52	Não aplicável	jul-19	IPCA
Messias-Maceió II, C1	100%	648,52	648,52	Não aplicável	jul-19	IPCA
Eunápolis-Teixeira de Freitas II, C1	100%	7.089,49	7.089,49	Não aplicável	jul-19	IPCA
Natal III-Extremoz II,C2	100%	488,91	488,91	Não aplicável	jul-19	IPCA
Angelim-Ribeirão, C2	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
Ribeirao-Recife II, C2	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
Eunápolis-Teixeira de Freitas II, C2	100%	2.655,32	2.655,32	Não aplicável	jul-19	IPCA
Barreiras-Barreiras II, C1	100%	1.195,06	1.195,06	Não aplicável	jul-19	IPCA
Mirueira II-Pau Ferro 230 kV, C2	100%	2.700,43	2.700,43	Não aplicável	jul-19	IPCA
Pau Ferro 230kV-Goianinha, C1	100%	2.987,64	2.987,64	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Boa Esperança-Boa Esperança, C1	100%	167,85	167,85	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Apolônio Sales-Paulo Afonso III, C1	100%	320,94	320,94	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Apolônio Sales-Paulo Afonso III, C2	100%	315,41	315,41	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina de Pedra-Jequié, C1	100%	614,19	614,19	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Paulo Afonso II-Paulo Afonso III, C1	100%	11,67	11,67	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Paulo Afonso II-Paulo Afonso III, C3	100%	11,67	11,67	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Paulo Afonso II-Paulo Afonso III, C4	100%	13,61	13,61	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Paulo Afonso II-Paulo Afonso III, C5	100%	13,61	13,61	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Paulo Afonso II-Zebu, C1	100%	74,17	74,17	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Paulo Afonso I-Paulo Afonso III, C1	100%	11,67	11,67	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Paulo Afonso I-Paulo Afonso III, C2	100%	11,67	11,67	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Paulo Afonso IV-Paulo Afonso IV, C1	100%	87,80	87,80	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Paulo Afonso IV-Paulo Afonso IV, C2	100%	87,80	87,80	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Paulo Afonso IV-Paulo Afonso IV, C3	100%	87,80	87,80	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Paulo Afonso IV-Paulo Afonso IV, C4	100%	87,80	87,80	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Paulo Afonso IV-Paulo Afonso IV, C5	100%	162,52	162,52	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Paulo Afonso IV-Paulo Afonso IV, C6	100%	162,52	162,52	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Luiz Gonzaga-Luiz Gonzaga, C1	100%	87,80	87,80	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Luiz Gonzaga-Luiz Gonzaga, C2	100%	87,80	87,80	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Luiz Gonzaga-Luiz Gonzaga, C3	100%	87,80	87,80	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Sobradinho-Sobradinho, C1	100%	162,52	162,52	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Sobradinho-Sobradinho, C2	100%	162,52	162,52	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Sobradinho-Sobradinho, C3	100%	162,52	162,52	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Xingó-Xingó, C1	100%	208,11	208,11	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Xingó-Xingó, C2	100%	208,11	208,11	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Xingó-Xingó, C3	100%	208,11	208,11	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Xingó-Xingó, C4	100%	208,11	208,11	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Xingó-Xingó, C5	100%	184,99	184,99	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Xingó-Xingó, C6	100%	184,99	184,99	Não aplicável	jul-19	IPCA

Usina Paulo Afonso III-Paulo Afonso III, C1	100%	11,67	11,67	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Paulo Afonso III-Paulo Afonso III, C2	100%	11,67	11,67	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Paulo Afonso III-Paulo Afonso III, C3	100%	11,67	11,67	Não aplicável	jul-19	IPCA
Usina Paulo Afonso III-Paulo Afonso III, C4	100%	11,67	11,67	Não aplicável	jul-19	IPCA
Bom Jesus da Lapa-Barreiras, C1	100%	9.651,53	9.651,53	Não aplicável	jul-19	IPCA
Bom Jesus da Lapa-Tabocas do B. Velho, C1	100%	5.125,44	5.125,44	Não aplicável	jul-19	IPCA
Tabocas do B. Velho-Barreiras II, C1	100%	3.959,81	3.959,81	Não aplicável	jul-19	IPCA
Nossa Senhora do Socorro-Penedo, C1	100%	1.427,12	1.427,12	Não aplicável	jul-19	IPCA
Jardim-Penedo, C1	100%	1.424,53	1.424,53	Não aplicável	jul-19	IPCA
Campina Grande III-Extremoz II, C2	100%	5.241,07	5.241,07	Não aplicável	jul-19	IPCA
Campina Grande III-Natal III, C1	100%	5.729,98	5.729,98	Não aplicável	jul-19	IPCA
RECIFE II-PIRAPAMA II,230KV,C1	100%	393,02	393,02	Não aplicável	jul-19	IPCA
Jaboatão II-Pirapama II, C1	100%	484,15	484,15	Não aplicável	jul-19	IPCA
Recife II-Jaboatão II, C1	100%	227,84	227,84	Não aplicável	jul-19	IPCA
Teresina II-Sobral III, C1	100%	5.805,71	5.805,71	Não aplicável	jul-19	IPCA
Tianguá II-Sobral III, C1	100%	1.745,88	1.745,88	Não aplicável	jul-19	IPCA
Teresina II-Tianguá II, C1	100%	4.650,47	4.650,47	Não aplicável	jul-19	IPCA
Nossa Senhora do Socorro-Fafen, C1	100%	624,47	624,47	Não aplicável	jul-19	IPCA
Jardim-Fafen, C1	100%	655,95	655,95	Não aplicável	jul-19	IPCA
Paulo Afonso III-Floresta II, C1	100%	1.178,21	1.178,21	Não aplicável	jul-19	IPCA
Floresta II-Bom Nome, C1	100%	1.375,08	1.375,08	Não aplicável	jul-19	IPCA
QUIXERE-MOSSORO II,230 KV,C1	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
RUSSAS II-QUIXERE,230 KV,C1	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
Senhor do Bonfim-Campo Formoso, C1	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
Campo Formoso-Ouroândia, C1	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
C. FORMOSO-IRECÊ,230KV,C1	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE ABAIXADORA	100%	4.665,17	4.665,17	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE ACARAU II	100%	4.219,99	4.219,99	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE ACU II	100%	12.297,54	12.297,54	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE ANGELIM	100%	22.316,98	22.316,98	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE ANGELIM II	100%	8.904,15	8.904,15	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE ARAPIRACA III	100%	10.157,95	10.157,95	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE B. ESPERANCA	100%	29.430,71	29.430,71	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE B.J.LAPA II	100%	217,27	217,27	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE B.JESUS LAPA	100%	20.045,32	20.045,32	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE BANABUIU	100%	12.504,64	12.504,64	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE BARREIRAS	100%	11.355,28	11.355,28	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE BARREIRAS II	100%	1.253,15	1.253,15	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE BOM NOME	100%	14.294,60	14.294,60	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE BONGI	100%	17.443,05	17.443,05	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE BROT.MACAUBAS	100%	393,40	393,40	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE BRUMADO II	100%	355,99	355,99	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE C.GRANDE II	100%	43.379,01	43.379,01	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE CAMACARI II	100%	92.097,29	92.097,29	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE CAMACARI IV	100%	20.243,10	20.243,10	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE CATU	100%	12.248,70	12.248,70	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE CAUIPE	100%	12.012,13	12.012,13	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE CEARA MIRIM II	100%	401,25	401,25	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE CIC. DANTAS	100%	6.277,01	6.277,01	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE COREMAS	100%	9.247,39	9.247,39	Não aplicável	jul-19	IPCA

SE COTEGIPE	100%	10.145,68	10.145,68	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE CUR.NOVOS II	100%	2.285,89	2.285,89	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE DELM. GOUVEIA	100%	20.377,28	20.377,28	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE ELISEU MARTIN	100%	1.674,12	1.674,12	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE EUNAPOLIS	100%	20.395,81	20.395,81	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE EXTREMOZ II	100%	4.616,48	4.616,48	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE FORTALEZA	100%	36.050,79	36.050,79	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE FUNIL	100%	34.919,45	34.919,45	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE G.MANGABEIRA	100%	11.240,37	11.240,37	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE GOIANINHA	100%	18.353,62	18.353,62	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE IBIAPINA II	100%	3.637,54	3.637,54	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE IBICOARA	100%	6.355,15	6.355,15	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE ICO	100%	6.083,55	6.083,55	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE IGAPORA II	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE IRECE	100%	21.820,91	21.820,91	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE ITABAIANA	100%	7.294,83	7.294,83	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE ITABAIANINHA	100%	11.383,49	11.383,49	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE ITAPARICA	100%	1.285,43	1.285,43	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE ITAPEBI	100%	1.393,12	1.393,12	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE JABOATAO II	100%	4.833,17	4.833,17	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE JACARACANGA	100%	12.151,34	12.151,34	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE JAGUARARI-SE	100%	2.437,45	2.437,45	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE JARDIM	100%	60.415,68	60.415,68	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE JOAIRAM	100%	3.997,83	3.997,83	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE JOAO CAMARA II	100%	7.974,68	7.974,68	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE JUAZEIRO II	100%	13.361,79	13.361,79	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE LAGOA NOVA II	100%	5.888,51	5.888,51	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE MACEIO	100%	12.630,11	12.630,11	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE MACEIO II	100%	5.225,87	5.225,87	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE MATATU	100%	17.833,02	17.833,02	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE MESSIAS	100%	55.902,00	55.902,00	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE MILAGRES	100%	59.038,14	59.038,14	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE MIRUEIRA	100%	12.352,40	12.352,40	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE MIRUEIRA II	100%	6.010,28	6.010,28	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE MOD.REDUZIDO	100%	445,11	445,11	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE MORRO CHAPEU II	100%	3.018,67	3.018,67	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE MOSSORO II	100%	21.772,03	21.772,03	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE MOSSORO IV	100%	3.495,84	3.495,84	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE MOXOTO	100%	2.095,29	2.095,29	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE MULUNGU	100%	1.746,74	1.746,74	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE MUSSURE II	100%	10.719,91	10.719,91	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE N.S.SOCORRO	100%	5.786,34	5.786,34	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE NATAL II	100%	24.683,11	24.683,11	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE NATAL III	100%	9.168,45	9.168,45	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE OLINDINA	100%	17.134,58	17.134,58	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE P. AFONSO IV	100%	23.686,65	23.686,65	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE P.AFONSO III	100%	12.502,65	12.502,65	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE PARAISO	100%	4.758,86	4.758,86	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE PAU FERRO	100%	8.011,66	8.011,66	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE PENEDO	100%	12.851,56	12.851,56	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE PICI II	100%	12.872,28	12.872,28	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE PICOS	100%	14.088,49	14.088,49	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE PILOES	100%	2.183,52	2.183,52	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE PINDAI II	100%	4.348,82	4.348,82	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE PIRAPAMA II	100%	13.193,34	13.193,34	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE PIRIPIRI	100%	19.386,96	19.386,96	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE PITUACU	100%	18.732,46	18.732,46	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE POLO	100%	5.338,74	5.338,74	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE QUIXADA	100%	3.621,41	3.621,41	Não aplicável	jul-19	IPCA

SE QUIXERE	100%	295,83	295,83	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE RECIFE II	100%	83.652,46	83.652,46	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE RIBEIRAO	100%	16.635,60	16.635,60	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE RIO LARGO II	100%	14.971,89	14.971,89	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE RUSSAS II	100%	8.195,49	8.195,49	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE S.JOAO PIAUI	100%	21.244,09	21.244,09	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE SAN.MATOS II	100%	1.635,87	1.635,87	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE SANTA CRUZ II	100%	7.738,92	7.738,92	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE SANTA RITA II	100%	8.195,57	8.195,57	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE SAPEACU	100%	31,04	31,04	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE SOBRAL II	100%	13.801,15	13.801,15	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE SOBRAL III	100%	24.785,71	24.785,71	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE SR.BONFIM II	100%	9.588,71	9.588,71	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE STO.A.JESUS	100%	13.317,26	13.317,26	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE SUAPE II	100%	14.224,40	14.224,40	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE SUAPE III	100%	4.650,40	4.650,40	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE TACAIMBO	100%	16.151,44	16.151,44	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE TACARUTU	100%	295,83	295,83	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE TAJUA II	100%	16.310,89	16.310,89	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE TEIX. FREITAS II	100%	2.660,80	2.660,80	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE TERESINA	100%	26.273,84	26.273,84	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE TERESINA II	100%	75.649,85	75.649,85	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE TERESINA III	100%	7.839,24	7.839,24	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE TOUROS	100%	3.687,49	3.687,49	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE ZEBU	100%	6.776,36	6.776,36	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE COTEMINAS	100%	778,63	778,63	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE FORTALEZA II	100%	66.036,58	66.036,58	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE IGAPORA III	100%	35.378,71	35.378,71	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE US. L.GONZAGA	100%	32.084,72	32.084,72	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE UB.ESPERANCA	100%	9.613,83	9.613,83	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE USINA XINGO	100%	41.297,37	41.297,37	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE XINGÓ 69 kV	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE XINGÓ 500 kV	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE ZEBU II	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE BOA ESPERANÇA 500 kV	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE CURRAIS NOVOS	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE CAMPO FORMOSO	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE CASA NOVA II	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE DELMIRO GOUVEIA	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE FLORESTA II	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE IGAPORA	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE JOÃO CÂMARA	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE JUAZEIRO DA BAHIA II	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE MORRO DO CHAPÉU	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE PILÕES II	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE TABOCAS DO BREJO VELHO	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
SE SOBRADINHO	100%	-	-	Não aplicável	jul-19	IPCA
Sociedade de Propósito Específico		863.148,80	311.230,65			
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. LT Teresina II/ Sobral III/Pecem II/Fortaleza II	49,0%	203.655,17	99.791,04	2.022	jul-19	IGPM
Interligação Elétrica do Madeira LT Porto Velho/Araraquara II/Estação Retificadora/500/600 kV/3150 MW/Estação Inversora/600/500kV/2950 MW	24,5%	529.791,66	129.798,96	Não aplicável	jul-19	IPCA

TDG Transmissora Delmiro Gouveia S.A. SE Aquiraz II e SE Pecém II	100,0%	35.464,11	35.464,11	Não aplicável	jul-19	IPCA
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. LT 500 kV Luis Gonzaga – Garanhuns, LT 500 kV Garanhuns – Campina Grande III, LT 500 kV Garanhuns – Pau Ferro, LT 230 kV Garanhuns – Angelim I, SE Garanhuns, SE Pau Ferro	49,0%	94.237,86	46.176,55	Não aplicável	jul-19	IPCA

Em 2019 a Companhia realizou o montante superior a R\$ 300 milhões no sistema de transmissão, com 42 empreendimentos de ampliação e reforço em andamento, resultando na conclusão de 22 empreendimentos. Foram entregues 331 km de linhas de transmissão, 4 novas subestações, 2 subestações com pátios novos e 17 novos transformadores com reforços nas instalações o que representa um aumento da capacidade de transformação em 2.644 MVA.

No quadro a seguir, são apresentados os empreendimentos de transmissão em estágio de implantação.

Tabela 9 - Projetos de Linhas de Transmissão - Características Físicas

Linha de Transmissão	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Integral			387			
Russas II-Banabuiu C2	CS	230	110	-	31/05/2020	jun/42
Pau Ferro-Santa Rita II	CS	230	85	-	15/05/2020	ago/39
Paraíso-Açu II	CS	230	123	-	30/09/2020	nov/40
Açu II-Mossoró II	CS	230	69	-	30/09/2020	nov/40
Sociedade de Propósito Específico			0	0		

Tabela 10 - Linhas de Transmissão em Projeto - Características Financeiras

Linha de Transmissão	Propriedade	RAP (R\$ Mil)	RAP Proporc. (R\$ Mil)	Ano de degrau da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção
Integral		15.945,72	15.945,72			
Russas II-Banabuiu C2	100%	4.521,42	4.521,42	não aplicável	jul/19	IPCA
Pau Ferro-Santa Rita II	100%	5.955,82	5.955,82	não aplicável	jul/19	IPCA
Paraíso-Açu II	100%	2.903,23	2.903,23	não aplicável	jul/19	IPCA
Açu II-Mossoró II	100%	2.565,25	2.565,25	não aplicável	jul/19	IPCA
Sociedade de Propósito Específico		0	0			

Tabela 11 - Projetos de Linhas – Evolução Física e Investimentos – Controladora

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2018	Investimento Realizado até 31/dez/2018	Evolução Física em 31/dez/2019	Investimento Realizado até 31/dez/2019
Integral		610.807		644.373
LT 230 kV Jardim / Nossa Senhora do Socorro,	99%	65.040	100%	65.161

SE Poções II - 230/138 KV	76%	36.353	100%	38.669
LT 230 kV Messias / Maceio II, SE Maceio II	99%	78.825	100%	79.961
LT 230 kV Eunápolis / Teixeira de Freitas II C1;	85%	114.649	100%	130.095
LT 230 kV Eunapólis/Teixeira de Freitas C2	99%	89.183	100%	92.023
LT 230 kV Russas II /Banabuiu C2	57%	53.736	57%	58.255
LT 230 kV Paraíso / Açú II / Mossoró II	50%	70.323	50%	71.312
LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II	80%	102.698	83%	108.897
SPE Proporcional		0		0
Total		610.807		644.373

Fonte: SIGET/CMET/SAP

Tabela 12 - Projetos de Linhas – Evolução Física e Investimentos - Em bases totais

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2018	Investimento Realizado até 31/dez/2018	Evolução Física em 31/dez/2019	Investimento Realizado até 31/dez/2019
Integral		610.807		644.373
LT 230 kV Jardim / Nossa Senhora do Socorro, SE Nossa Senhora do Socorro 230/69 KV	99%	65.040	100%	65.161
SE Poções II - 230/138 KV	76%	36.353	100%	38.669
LT 230 kV Messias / Maceio II, SE Maceio II 230/69 kV	99%	78.825	100%	79.961
LT 230 kV Eunápolis / Teixeira de Freitas II C1; SE Teixeira de Freitas II 230/138 kV	85%	114.649	100%	130.095
LT 230 kV Eunapólis/Teixeira de Freitas C2	99%	89.183	100%	92.023
LT 230 kV Russas II /Banabuiu C2	57%	53.736	57%	58.255
LT 230 kV Paraíso / Açú II / Mossoró II	50%	70.323	50%	71.312
LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II	80%	102.698	83%	108.897
SPE Proporcional		0		0
Total		610.807		644.373

Fonte: SIGET/CMET/SAP

Tabela 13 - RAP Esperada - R\$ Mil

Linha de Transmissão - RAP Proporcional	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Sociedade de Propósito Específico							
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN LT Teresina II/ Sobral III/Pecem II/Fortaleza II	90.897	99.791	99.791	99.791	74.843	49.896	49.896
Interligação Elétrica do Madeira LT Porto Velho/Araraquara II/Estação Retificadora/500/600 kV/3150 MW/Estação Inversora/600/500kV/2950 MW	125.587	129.799	129.799	129.799	129.799	129.799	129.799
Transmissora Delmiro Gouveia S.A. - TDG SE Aquiraz II e SE Pecém II	18.846	35.464	35.464	35.464	35.464	35.464	35.464
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. - IEG LT 500 kV Luis Gonzaga – Garanhuns, LT 500 kV Garanhuns – Campina Grande III, LT 500 kV Garanhuns – Pau Ferro, LT 230 kV Garanhuns – Angelim I, SE Garanhuns, SE Pau Ferro	47.703	46.177	46.177	46.177	46.177	46.177	46.177
Consolidado Proporcional	283.033	311.231	311.231	311.231	286.283	261.335	261.335

A seguir são apresentados resultados sobre o consumo e sua variação no período:

Tabela 15 - Mercado Atendido

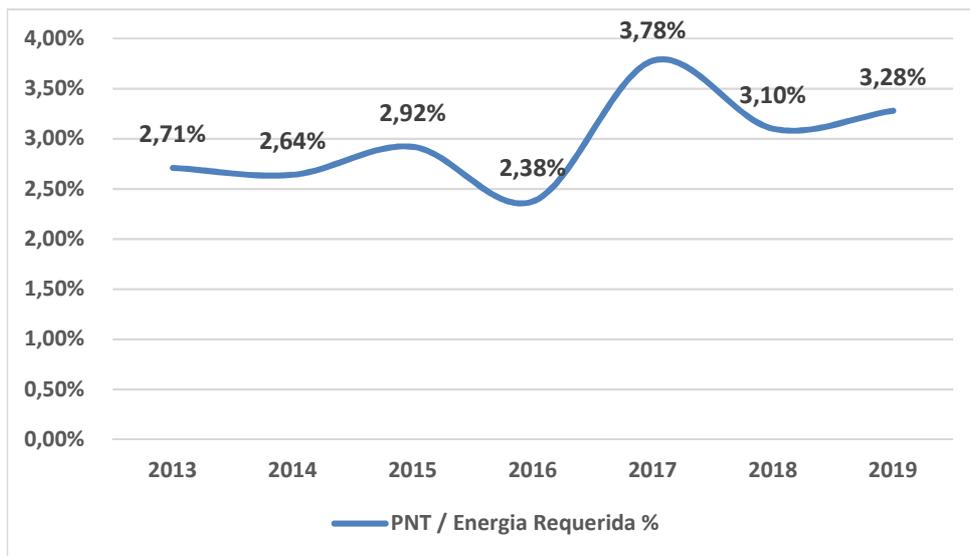
Mercado Atendido - GWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Energia Faturada	53.982	51.317	51.997	51.994	49.446	48.811
Fornecimento	6.847	5.919	4.918	5.044	4.645	3.997
Residencial	0	0	0	0	0	0
Comercial	0	0	0	0	0	0
Industrial (1)	6.847	5.919	4.918	5.044	4.645	3.997
Rural	0	0	0	0	0	0
Poderes Públicos	0	0	0	0	0	0
Iluminação Pública	0	0	0	0	0	0
Serviço Público	0	0	0	0	0	0
Suprimento p/ agentes de distribuição	47.135	45.398	47.079	46.950	44.801	44.814
Uso da Rede de Distribuição	1.232	1.664	1.811	1.406	783	90
Consumidores Livres/Dist./Ger.	1.232	1.664	1.811	1.406	783	90
Consumidores Rede Básica	0	0	0	0	0	0
Total	55.214	52.981	53.808	53.400	50.229	48.901
Variação	-4,07%	-4,04%	1,56%	-0,76%	-5,94%	-2,64%

Tabela 16 - Balanço Energético

Energia Requerida - GWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Venda de Energia	53.982	51.317	51.997	51.994	49.446	48.811
Fornecimento (1)	6.847	5.919	4.918	5.044	4.645	3.997
Suprimento p/ agentes de distribuição (2)	47.135	45.398	47.079	46.950	44.801	44.814
Consumidores Livres/Dist./Ger. (3)	1.232	1.664	1.811	1.406	783	90
Consumidores Rede Básica	0	0	0	0	0	0
Mercado Atendido	55.214	52.981	53.808	53.400	50.229	48.901
Perdas na Rede Básica (4)	223	221	160	244	171	138
Perdas na Distribuição	0	0	0	0	0	0
PNT / Energia Requerida %	2,64%	2,92%	2,38%	3,78%	3,10%	3,28%
Perdas Totais - PT	223	221	160	244	171	138
Total	55.437	53.202	53.968	53.644	50.400	49.039

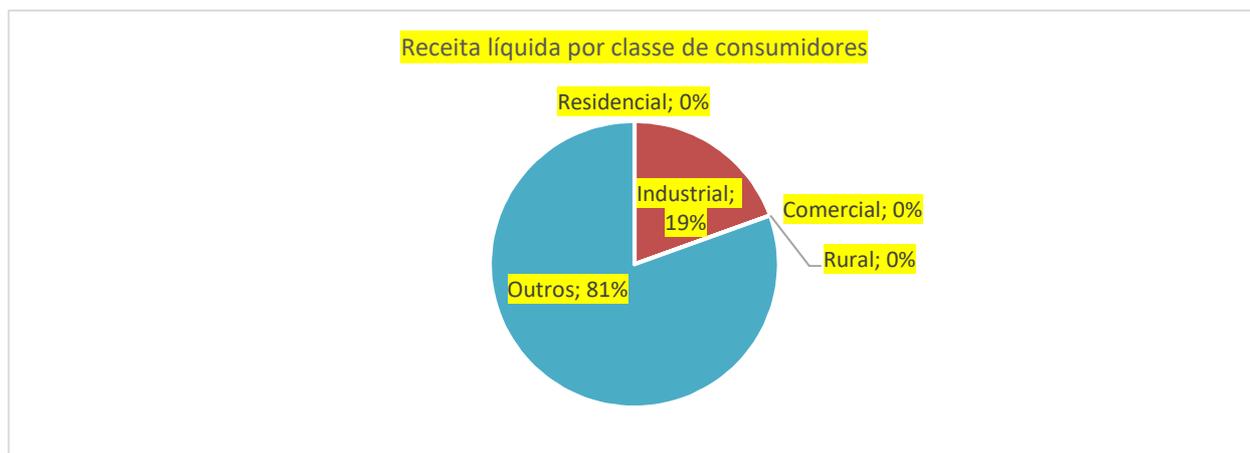
Observações:

- 1) As perdas na rede básica correspondem às perdas entre o ponto de entrega de cada contrato às barras das usinas;
- 2) Os pontos de entrega das energias cotistas estão nas barras das usinas, portanto já incluem as perdas;
- 3) Os pontos de entrega do CCE (Sulgipe, com energia incluída no suprimento de 2013 a 2014) estão nas barras da distribuidora;
- 4) O ponto de entrega dos demais contratos está no centro de gravidade do Sistema Interligado.



Receita - A receita decorrente dos contratos de venda de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, importou em R\$ 2.845,6 milhões, conforme quadro a seguir:

Receita líquida em R\$ mil			
Classe	2019	2018	%
Residencial	0,00	0	0,00%
Industrial	554.210,22	611.618,79	-9,39%
Comercial	0,00	0,00	0,00%
Rural	0,00	0,00	0,00%
Outros	2.291.402,64	1.919.048,66	19,40%
TOTAL	2.845.612,86	2.530.667,45	12,45%



Número de consumidores - O número de clientes faturados em 2019 apresentou uma retração de 31,1% sobre o mesmo número do ano anterior, como se pode observar no quadro a seguir:

Número de Consumidores			
Classe	2019	2018	%
Residencial	-	-	0,00%
Industrial	13	14	-7,1%
Comercial	-	-	-
Rural	-	-	-
Outros	38	60	-36,7%
TOTAL	51	74	-31,1%

Preço - O preço médio da energia elétrica vendida em 2019 atingiu R\$ 58,19 /MWh, com aumento de 15,27% com relação a 2018.

Preço médio de venda de energia - R\$/MWh		
Classe	2019	2018
Residencial	-	-
Industrial	138,42	130,45
Comercial	-	-
Rural	-	-
Poder Público	-	-
Outros	51,04	42,24
PREÇO MÉDIO	58,19	50,48

QUALIDADE DO FORNECIMENTO

INDICADORES DE DESEMPENHO

O resultado em 2019 para o indicador de Parcela Variável – PV foi o melhor dos últimos 7 anos, mantendo a tendência de melhora nos resultados. Como fatores relevantes na redução da Parcela Variável em 2019, destacam-se a reversão de R\$ 822 mil mediante recursos administrativos junto ao ONS e a manutenção do fórum mensal de parcela variável. No ranking das maiores empresas de transmissão que compõem o Sistema Interligado Nacional – SIN, a Chesf ficou entre a sete melhores, destacando-se dentro do grupo Eletrobras como a segunda melhor.

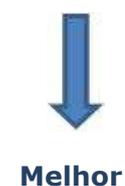
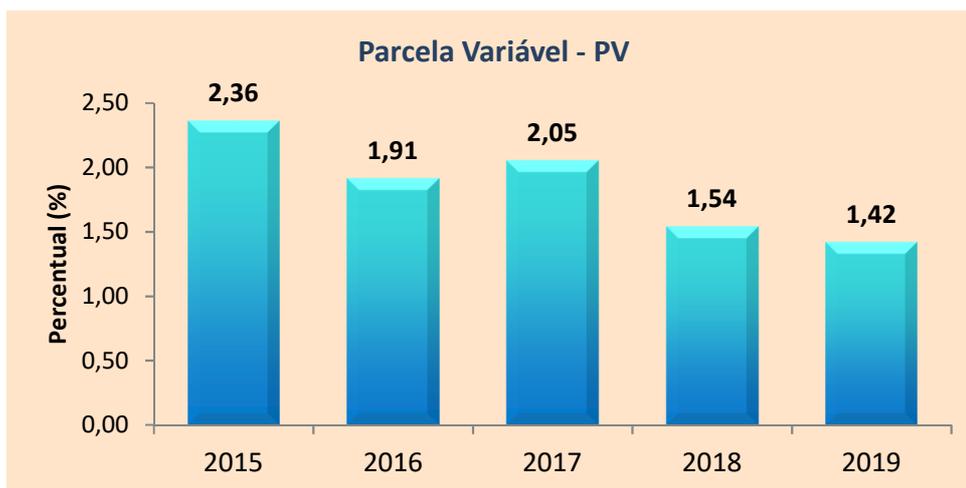
O indicador de Robustez do Sistema apresentou o terceiro melhor resultado dos últimos 5 anos, mantendo o resultado acima de 91,8%.

O indicador referente ao Número de Eventos com Interrupção de Carga na Rede Básica (NEIC-RB), apresentou o terceiro melhor resultado do histórico dos últimos 5 anos.

O Indicador de Disponibilidade Operacional de Geração, apresentou o terceiro melhor resultado dos últimos 5 anos.

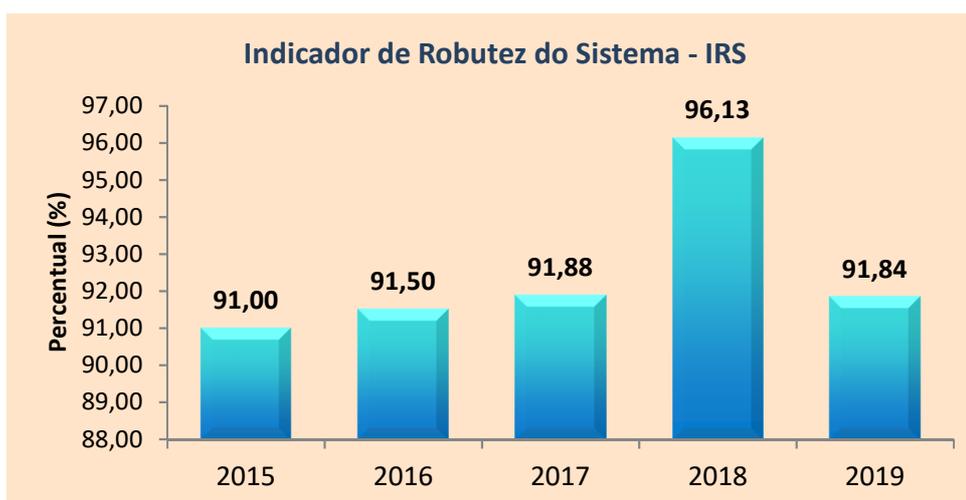
O indicador de Disponibilidade Operacional de Linhas de Transmissão apresentou o melhor resultado do histórico dos últimos 5 anos, refletindo um ótimo desempenho no serviço prestado e mantendo o valor de disponibilidade acima de 99,90%.

Indica o percentual de desconto da Receita Anual Permitida (RAP) das Funções de Transmissão, devido a indisponibilidades dos equipamentos da Rede Básica das concessões da Chesf, conforme legislação Aneel.



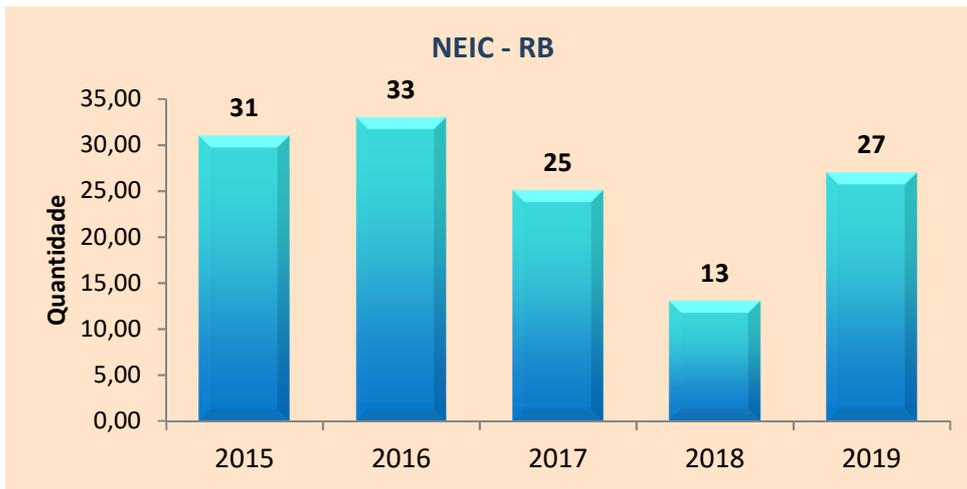
INDICADOR DE ROBUSTEZ DO SISTEMA – IRS

Avalia a capacidade da Rede Básica da Chesf em suportar contingências sem interrupção de fornecimento de energia elétrica aos consumidores (perda de carga).



NÚMERO DE EVENTOS COM INTERRUPTÃO DE CARGA NA REDE BÁSICA – NEIC-RB

É o número de desligamentos intempestivos com origem na Rede Básica da Chesf que ocasionam qualquer interrupção de carga no Sistema Chesf.



Melhor

DISPONIBILIDADE OPERACIONAL – DO

Indica a probabilidade de, num dado momento, o equipamento estar operando, desempenhando sua função ou pronto para operar.



Melhor



Melhor

TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO

A Tecnologia da Informação exerce um relevante papel, sendo fundamental para alavancar o desenvolvimento da Companhia, prestando suporte tecnológico a todas as áreas de negócio. Neste contexto, ressalta-se que foram

realizados investimentos no montante de R\$ 23.6 milhões. Dentre as principais ações destaca-se o projeto de implantação do sistema SAP em Instância Única no âmbito das empresas Eletrobras, com o Go Live dos módulos associados aos macroprocessos de Finanças, Contabilidade, Suprimentos, Gestão de Recursos Humanos e Gestão de Ativos (Manutenção e Operação do Sistema de Elétrico de Potência).

A Chesf está coordenando o projeto para aquisição de uma Solução Inteligente de Gestão de Processos e Informação Jurídica, com a participação das empresas do Grupo Eletrobras, projeto este contemplado no PDNG da Eletrobras 2019-2023. Trata-se do primeiro projeto do Grupo Eletrobras envolvendo tecnologia com Inteligência Artificial, possuindo integração funcional com o SAP, os Tribunais de Justiça, órgãos Reguladores como ANEEL e ONS, e sistemas legados de cada empresa, e tem como objetivo otimizar a gestão do contencioso e do consultivo, a partir da padronização dos processos, automação das rotinas, estabelecimento e aprimoramento de controles e mitigação de riscos associados. A solução será modularizada, abrangendo os módulos de Inteligência Jurídica, Gestão Jurídica (Contencioso e Consultivo), Depósitos Judiciais, Acordos, Prevenção e Encerramento. A previsão para a implantação completa da solução é novembro/2020.

Foram desenvolvidos e entregues à Companhia 30 novos sistemas de informação e soluções analíticas, melhorando e otimizando importantes processos empresariais, além de consolidar o processo de tomada de decisão assertiva por todo o corpo gestor da empresa através de inteligência analítica de dados.

Destacamos a viabilização de processos eletrônicos para as áreas de Suprimentos, Gestão de Pessoas, Normativos e Secretaria Geral, a automatização e melhoria nos processos relacionados a área de transportes e o desenvolvimento de uma solução para gestão de alvarás.

No segmento de inteligência analítica (Analytics), foram disponibilizadas diversas soluções a partir da plataforma Qlik Sense (BI / BA) consolidando o processo de tomada de decisão assertiva por todo o corpo gestor da empresa, dentre as quais ressaltam-se: o Sistema de Controle Analítico Resumido de Pessoal – SCARP; o Sistema Analítico para Gerenciamento de Alarmes de Telecomunicações – SAGAT; o Sistema de Gestão e Monitoramento das Águas – SIGMA; a Solução Analítica para a Auditoria Interna; o Painel Histórico Analítico Orçamentário – Phantom; o Painel para Administração de Contratos; o Painel para Validação Fiscal (MIROS); o Painel de Indicadores do SIGET; a nova versão do Sistema de Gerenciamento Analítico do Custeio - SGAC; o Painel para a auditoria externa; o Painel de Base Analítica de Redução de Custeio – BARC (controle do credenciamento de periculosidade; hora extra, sobreaviso, penosidade, adicional por condução de veículo em serviço e insalubridade); o Painel analítico para acompanhamento de projetos de TI; os Painéis analíticos de indicadores e cálculo de parcela variável (PM / WCM do ERP SAP IU) para auxiliar os segmentos de Manutenção e Operação do sistema elétrico de potência; o Painel do Orçamento Base Zero - OBZ viabilizando as visões de orçado x realizado, de pacotes e subpacotes e de hierarquia.

Referente à manutenção de sistemas de informação, o indicador “Atendimento às demandas de manutenção de sistemas” apresentou 95,81% de realização, totalizando 1846 chamados atendidos e 442 solicitações de manutenção programadas concluídas.

Dentre os principais avanços em 2019, destacam-se a implantação da solução de comunicação, colaboração e produtividade em nuvem, através da suíte Microsoft 365 E3, na qual tivemos expressivos ganhos de produtividade, mobilidade, colaboração, integração e comunicação empresarial. Este projeto possibilitou a ampliação e migração das caixas de correio eletrônicas para nuvem (Outlook), a atualização do sistema operacional dos postos de trabalho para Windows 10, a ampliação da capacidade de armazenamento através do OnDrive com até 1Tb em nuvem para cada empregado, a implantação do pacote Office 365, a implantação de aplicativos como o Teams que possibilitou ganhos na comunicação corporativa passando a ser o padrão para comunicação empresarial, o Planner auxiliando no processo de controle e monitoramento das ações relacionadas ao planejamento setorial, do Yammer, do PowerApps, do Flow e diversos outros aplicativos do pacote M365.

A infraestrutura computacional da Chesf teve importantes avanços proporcionados pela atualização tecnológica de equipamentos que dão suporte ao gerenciamento de banco de dados, ambiente de armazenamento de dados e servidores. Dentre elas ressaltamos a substituição do firewall e atualização de seu firmware, resultando num aumento de disponibilidade e desempenho da segurança cibernética de TI, na confidencialidade e integridade das informações empresariais e na melhoria do controle de ameaças.

Foi realizado um upgrade do link de internet, com o aumento de velocidade de 300mbps para 600mbps possibilitando uma maior agilidade nos processos empresariais e serviços em nuvem (Cloud).

Como reflexo das melhorias realizadas na infraestrutura tivemos também importantes ganhos nos serviços dependentes da Internet, como, vídeoconferência, correio eletrônico, dispositivos móveis, ferramentas de comunicação e colaboração, além da utilização de diversos serviços em nuvem como o Portal de Assinaturas de documentos digitais com reconhecimento legal disponibilizado no último trimestre.

Do ponto de vista da relação com o cliente interno, a Central de Atendimento de TI manteve o alto nível de satisfação, tendo um percentual superior à 95% de solicitações atendidas dentro do prazo. Com relação ao atendimento de 1º nível, a Central de TI registrou 65.180 chamados (média de 5.431/mês), dos quais 40.619 foram resolvidos neste nível de atendimento (média de 3.384/mês), correspondendo a um percentual de atendimento de 1º nível de, aproximadamente, 62,3%. Para os atendimentos de 2º nível, os números registrados também foram relevantes, tendo sido resolvidos 17.803 chamados, dos quais 17.184 dentro do prazo estabelecido, o que corresponde a um índice de realização de 96%.

NOVOS NEGÓCIOS E PARCERIAS

A Chesf vem buscando ampliar sua participação no Sistema Interligado Nacional, buscando novos negócios na geração, tendo em 2019, priorizado a região Nordeste, através de empreendimentos eólicos e solares, aproveitando o grande potencial existente nesta região do país.

Em relação aos novos empreendimentos de transmissão, por impedimento regulatório, não tem participado em novos leilões de transmissão, sendo priorizada a implantação dos empreendimentos já contratados e de reforços em instalações de transmissão existentes. A empresa também vem investindo na modernização de instalações de geração e substituição de equipamentos de transmissão em final de vida útil.

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

O Capital Social da Chesf, no montante de R\$ 9,754 bilhões, é representado por 55.905 mil ações nominativas, divididas em 54.151 mil ações ordinárias e 1.754 mil ações preferenciais, todas sem valor nominal. Deste total, 99,578% pertencem à Eletrobras, 0,347% ao Ministério da Fazenda, 0,016% à Light, e 0,059% a outros acionistas.

RELACIONAMENTO COM ACIONISTAS

A Chesf, como empresa de capital aberto, está sujeita às regras da Comissão de Valores Mobiliários – CVM. A política de relacionamento da Companhia é pautada pela divulgação de informações com transparência, caracterizada pelo respeito aos princípios legais e éticos, alinhados às normas a que está submetida como concessionária de serviço público.

A Companhia possui um canal de divulgação de informações em seu portal corporativo na Internet, www.chesf.gov.br, link “Investidores”. A comunicação com seus acionistas é feita via atendimento telefônico, presencial e endereçamento eletrônico.

INVESTIMENTOS

Nos últimos anos, a Chesf vem diversificando seus investimentos em geração e transmissão de energia elétrica, empregando recursos na construção de Ativos Próprios e por meio de parcerias em Sociedades de Propósito Específico - SPEs.

INVESTIMENTO EM ATIVOS PRÓPRIOS

No ano de 2019, os investimentos corporativos para a expansão e modernização da capacidade produtiva da Companhia, totalizaram R\$ 618,2 milhões, uma redução de 33,9% em relação ao ano de 2018. Este montante está assim distribuído: R\$ 70,0 milhões em geração de energia; R\$ 474,5 milhões em obras do sistema de transmissão; e R\$ 73,7 milhões em outros gastos de infraestrutura. No período de 2015 a 2019, a Taxa de Crescimento Anual

Composta (CAGR) foi de -8,4%. O gráfico a seguir apresenta os montantes anuais investidos pela Chesf ao longo dos últimos cinco anos.



INVESTIMENTOS EM SOCIEDADES DE PROPÓSITO ESPECÍFICO

No ano de 2019, os investimentos realizados em Sociedades de Propósito Específico (SPEs) totalizaram R\$ 358,0 milhões, que se deu através da **integralização de capital** e da realização de **adiantamentos para futuro aumento de capital** no montante R\$ 324,0 milhões, acrescidos de mais R\$ 34,0 milhões investidos na aquisição da participação acionária na TDG, adquirida da *Future ATP Serviços de Engenharia Consultiva Ltda* (antiga ATP Engenharia Ltda), significando assim a manutenção do mesmo volume de investimento em relação ao ano de 2018. No período de 2015 a 2019, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de -28,3%. O gráfico a seguir apresenta os montantes anuais investidos pela Chesf em SPE ao longo dos últimos cinco anos.



CONJUNTURA ECONÔMICA

De acordo com o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), o processo ainda relativamente lento de recuperação da economia brasileira ganhou fôlego no período recente. A aceleração da atividade econômica tem se mantido estável e, apesar de 2019 ter apresentado o menor crescimento dos últimos três anos, a expansão da economia nos três primeiros trimestres do ano ocorreu a taxas mais elevadas que a média de crescimento trimestral verificada em 2018. Sob controle, a inflação encerrou o ano em 4,31%, superior ao centro da meta (4,25%), mas ainda dentro do limite, que suporta até dois pontos percentuais acima do centro.

Movido principalmente pelo consumo das famílias e pela recuperação da construção civil nos três primeiros trimestres de 2019, o crescimento da produção arrefeceu no quarto trimestre e encerrou o ano em 1,1%, abaixo da expectativa de 2,53% divulgada em janeiro pelo Banco Central do Brasil (Boletim Focus, 28/01/2019). A tensão entre China e Estados Unidos e a recessão na Argentina, que afetam o câmbio e o volume de exportações brasileiras, assim como a persistência das consequências do rompimento de barragem em Brumadinho (MG), em janeiro, repercutiram negativamente sobre a produção industrial. Assim, apesar de manter o perfil de expansão retomado em 2017, a economia brasileira ainda não conseguiu superar a recessão ocorrida entre 2014 e 2016, tendo o Produto Interno Bruto (PIB) retornado agora ao patamar registrado no início de 2013 (R\$7,25 trilhões).

No mercado de trabalho, a taxa média de desemprego encerrou o ano em 11,9%, o que representa a segunda queda consecutiva desde 2017, quando havia atingido 12,7%. Essa trajetória, associada ao crescimento do número de trabalhadores por conta própria (5,9% de 2017 para 2018 e 4,1% de 2018 para 2019), foi inicialmente tida como um indício de deterioração das condições de emprego; agora, entretanto, pode estar sinalizando uma mudança na estrutura das relações trabalhistas face a uma regulamentação mais abrangente da terceirização e à consolidação da contratação de serviços via aplicativos de smartphones.

A inflação, medida pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), registrou novo crescimento em 2019, encerrando o ano em 4,31%. O patamar está acima tanto da expectativa do mercado no fim de 2018, que era de 4,01%, como do centro da meta de 4,25% estabelecida pelo Banco Central do Brasil, apesar de ainda estar dentro do limite estabelecido, que vai até dois pontos percentuais acima do centro. Embora tenha acumulado alta de apenas 2,5% nos doze meses que se encerraram em outubro, o IPCA foi pressionado pela alta no preço da carne em novembro e dezembro, fruto do aumento da demanda externa decorrente dos acordos comerciais com a China realizados no fim de outubro.

Apesar do cenário macroeconômico descrito anteriormente, a CHESF tem envidado esforços nos últimos anos através da continuidade das medidas que visam a adequação dos seus custos operacionais. Além disso, a conclusão de diversas obras referentes a empreendimentos no segmento de Transmissão de Energia entre os anos de 2018 e 2019 contribuiu para o aumento da sua receita operacional e a consequente melhoria do resultado da empresa.

A adequação nos custos operacionais e o crescimento das suas receitas contribuiu para a ampliação do portfólio de ativos da Empresa em 2019, através do aumento de participação acionária, para posterior incorporação, de algumas Sociedades de Propósito Específico - SPE nas quais a CHESF é acionista. O resultado dessas incorporações representará um incremento direto na receita operacional de aproximadamente R\$ 125 milhões, a partir de 2020.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

O desempenho econômico-financeiro está sendo apresentado em conformidade com as demonstrações financeiras da Companhia dos exercícios de 2014 a 2018.

12.1 RESULTADO DO EXERCÍCIO

A Companhia registrou no exercício de 2019 um lucro de R\$ 3.507,8 milhões (R\$ 2.091,4 milhões em 2018), representando um aumento de 67,7% em relação ao ano anterior. Este aumento é decorrente principalmente, da variação da provisão do imposto de renda e da contribuição social diferidos no valor de R\$ 976,8 milhões, além de aumentos em algumas rubricas de receitas descritos abaixo.



12.2 RECEITA OPERACIONAL BRUTA – ROB

A Companhia registrou em 2019 uma receita operacional bruta de R\$ 7.083,7 milhões (R\$ 6.325,4 em 2018), apresentando uma variação positiva de 12,0% em comparação ao exercício anterior. Dentre os indicadores que contribuíram para esse desempenho estão o crescimento em relação ao ano anterior, das receitas com fornecimento, suprimento e operação e manutenção de usinas (R\$ 382,5 milhões); e com energia elétrica de curto prazo (R\$ 385,5 milhões). No período de 2015 a 2019, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de +17,1%.



12.3 TRIBUTOS E ENCARGOS REGULATORIOS SOBRE VENDAS

Os tributos e encargos regulatórios sobre vendas totalizaram R\$ 1.040,4 milhões no ano de 2019 representando um aumento de 4,6% em relação ao exercício anterior. Deste total, R\$ 696,5 milhões correspondem a impostos e contribuições sociais e R\$ 343,9 milhões a encargos regulatórios. A Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) no período de 2015 a 2019 foi de +9,2%.



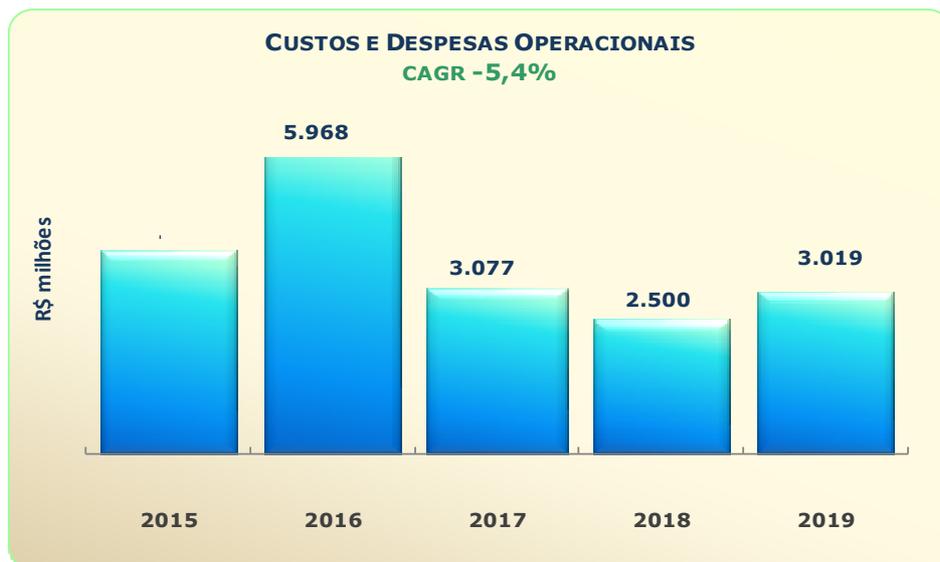
12.4 RECEITA OPERACIONAL LIQUIDA - ROL

A receita operacional líquida (ROL), que considera as deduções de impostos e encargos setoriais, apresentou um crescimento de 13,4% em relação ao exercício anterior, passando de R\$ 5.331,0 (em 2018) para R\$ 6.043,2 (em 2019). Os indicadores responsáveis por este crescimento são os mesmos que afetaram à ROB. De 2015 a 2019, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi +18,7%.



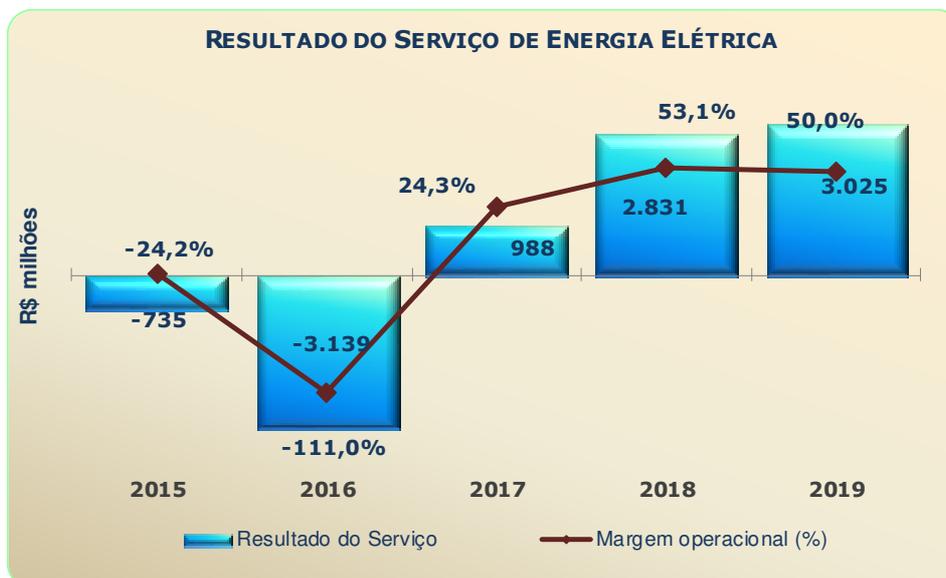
12.5 CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 3.018,7 milhões no exercício de 2019, apresentando um crescimento de R\$ 518,6 milhões (20,75%) em relação ao exercício anterior. Esse crescimento foi decorrente da variação positiva apurada no registro da provisão/reversão de impairment (R\$ 208,4 milhões); do aumento da provisão para perdas na realização de investimentos (R\$ 272,4 milhões); da redução da provisão para contingências (R\$ 119,7 milhões); do aumento nos custos de energia elétrica comprada pra revenda (R\$ 47,9 milhões); do aumento dos custos de encargos de uso de rede elétrica (R\$ 99,6 milhões); e da variação negativa decorrente da reversão de outras provisões FID no valor de R\$ 58,5 milhões em 2018, sem correspondente em 2019. A Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de -5,4%, no período de 2015 a 2019.



12.6 RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELETRICA E MARGEM OPERACIONAL

O resultado do serviço (EBIT) foi positivo em R\$ 3.024,6 milhões, representando um crescimento de 6,8% em relação ao montante de R\$ 2.830,9 milhões obtido em 2018. Com este resultado, a margem operacional do serviço (razão entre o resultado do serviço e a receita operacional líquida) passou de 53,1% em 2018, para 50,0% em 2019, uma variação de -3,1 pontos percentuais.



12.7 GERAÇÃO OPERACIONAL DE CAIXA (EBITDA)

A geração operacional de caixa, expressa pelo EBITDA, foi R\$ 3.706,1 milhões em 2019, contra o montante de R\$ 3.090,2 milhões em 2018. A margem EBITDA (razão entre o EBITDA e a Receita operacional líquida) foi de 61,3% em 2019 contra 58,0% obtida em 2018, representando um aumento de 3,3 pontos percentuais.



	(R\$ milhões)	
	2018	2019
DEMONSTRAÇÃO DO EBITDA		
Lucro líquido	2.091,4	3.507,8
(+) Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro líquido	762,2	(178,9)
(+) Despesas (receitas) financeiras líquidas	19,5	(111,5)
(+) Depreciação	367,1	382,7
(=) EBITDA	3.240,2	3.600,1
(+) Receitas financeiras	235,0	247,7
(+) Provisões para contingências	536,6	416,9
(+) Reversão Impairment	(907,5)	(699,1)
(+) Provisões para perda na realização de investimentos	(10,3)	262,1
(+) Provisões para Programa de Incentivo ao Desligamento	68,2	0,0
(+) Contrato oneroso	(13,3)	(132,1)
(+) Outras Provisões - FID	(58,5)	0,0
(+) Outras Provisões	0,0	10,5
(=) EBITDA Ajustado	3.090,2	3.706,1

12.8 RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro do exercício foi de R\$ 111,5 milhões, ante um resultado negativo de R\$ 19,5 milhões registrados em 2018, representando uma variação positiva de R\$ 131,0 milhões, cuja composição está demonstrada a seguir:

	(R\$ milhões)	
	2018	2019
Receitas (despesas) financeiras		
Resultado de aplicações financeiras	25,5	57,8
Variações monetárias e acréscimos moratórios - energia vendida	160,6	133,8
Encargos de dívida dos empréstimos e financiamentos	(191,4)	(89,2)
Variações monetárias de empréstimos e financiamentos	(11,5)	(0,6)
Outras receitas (despesas) financeiras	(2,8)	9,8
(=) Resultado financeiro líquido	(19,5)	111,5

12.9 FINANCIAMENTOS, EMPRÉSTIMOS E DEBÊNTURES

O endividamento bruto, que inclui os encargos contabilizados e o principal da dívida com instituições financeiras, encerrou no exercício com R\$ 1.178,1 milhões, uma redução de 21,4% em relação aos R\$ 1.498,2 milhões de 2018.

A posição da dívida líquida (financiamentos, empréstimos e debêntures, deduzidos das disponibilidades) apresentou no final do exercício o saldo de R\$ 87,2 milhões, representando uma redução de 92,6% em relação a 2018, conforme demonstrado a seguir:

FINANCIAMENTOS, EMPRÉSTIMOS E DEBÊNTURES			
Dívida Bruta	(R\$ milhões)		
	2018	2019	Δ%
Curto prazo – moeda nacional	555,7	223,0	(59,9)
Longo prazo – moeda nacional	942,5	955,1	1,3
Dívida Bruta Total	1.498,2	1.178,1	(21,4)
(-) Caixa e equivalentes de caixa e TVM	313,3	1.090,9	248,2
Dívida líquida	1.184,9	87,2	(92,6)

12.10 VALOR ADICIONADO

O valor econômico gerado pela Companhia em 2019 foi de R\$ 5.896,1 milhões, contra R\$ 3.331,0 milhões gerados em 2018, agregando valor aos seguintes segmentos da sociedade, conforme distribuição a seguir: salários, encargos e benefícios aos empregados (21,8%); impostos, taxas e contribuições aos governos federal, estaduais e municipais (16,1%); terceiros (2,7%); e lucro aos acionistas (59,5%).



ALIAÇÃO DE BENS

A Companhia, como um dos produtos de seu planejamento estratégico, vem adotando através de sua Política de Alienação, a transferência do domínio ou a propriedade de seus bens móveis ou imóveis, atualmente não vinculados ao negócio da Companhia, a terceiros, de forma definitiva ou temporária e de maneira gratuita ou onerosa, objetivando reduzir seus custos operacionais e ampliação de sua receita.

Dentro desse propósito e visando atender uma das principais diretrizes emanadas da Diretoria Executiva da Companhia, em conformidade com seu Plano de Desmobilização, a Chesf vem efetuando ações objetivando a transferência do Hospital Nair Alves de Souza, para a Universidade Federal do Vale do São Francisco, transformando-o em um o Hospital Universitário, dotando toda a região do entorno do município de Paulo Afonso/BA, de uma Universidade de Medicina, gerando conhecimento, emprego e renda para a população.

Como resultado dessas alienações, objeto do referido Plano, foram alienados 08 (oito) imóveis no exercício de 2018, totalizando o valor de R\$ 1,6 milhão. Além das alienações dos imóveis, não necessários às atividades da Companhia, a Chesf realiza anualmente a venda de bens móveis inservíveis, tendo realizado em 2018 dois leilões e uma concorrência, totalizando o valor de R\$ 2,2 milhões.

RELACIONAMENTO COM AUDITORES INDEPENDENTES

A política da Chesf em relação aos seus auditores independentes fundamenta-se em princípios que preservam a independência desses profissionais. Em atendimento à Instrução CVM nº 381, de 14/01/2003, a administração informa que a auditoria, KPMG Auditores Independentes, durante o exercício de 2018, não prestou outros serviços além dos serviços de auditoria das suas demonstrações financeiras. Os referidos auditores foram contratados em contrato único para todas as empresas do Sistema Eletrobras, para um período de cinco anos, com início dos trabalhos no exercício de 2014.

Em atendimento à Lei Societária, as demonstrações financeiras da Chesf são auditadas por auditor independente, contratado por meio de licitação e aprovado pelo Conselho de Administração, com restrição de prestação de outros serviços e com a adoção de rodízio a cada período de cinco anos.

GESTÃO

ASSEMBLEIA GERAL DE ACIONISTAS

O mais alto órgão da estrutura de governança é a Assembleia Geral de Acionistas, cujas principais funções são:

- tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras;
- deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos;
- eleger e destituir os membros do Conselho de Administração e os do Conselho Fiscal, bem como fixar a remuneração dos administradores e dos membros do Conselho Fiscal;
- deliberar sobre alienação de ações do seu capital social ou de suas controladas, abertura ou alteração do capital social, venda de valores mobiliários, se em tesouraria, venda de debêntures de que seja titular, de empresas das quais participe, emissão de debêntures conversíveis em ações;
- deliberar sobre operações de cisão, fusão, incorporação societária, dissolução e liquidação da empresa, sobre permuta de ações ou outros valores mobiliários;
- deliberar sobre reforma do Estatuto Social, dentre outras.

CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal é permanente, composto por três membros efetivos e respectivos suplentes, eleitos pela Assembleia Geral, todos brasileiros e domiciliados no país, acionistas ou não, com prazo de atuação de dois anos,

permitidas, no máximo, duas reconduções consecutivas. Os membros do Conselho Fiscal observam a seguinte composição: um membro e respectivo suplente indicados pelo Ministério da Economia, como representante do Tesouro Nacional, que deverão ser servidores públicos com vínculo permanente com a administração pública federal, um membro e respectivo suplente indicados pelo Ministério de Minas e Energia, e um membro e respectivo suplente indicados pela Eletrobras.

O Conselho Fiscal é responsável pela fiscalização de atos de gestão e dispõe de Regimento Interno que norteia seu funcionamento. Reúne-se mensalmente e, extraordinariamente, mediante a convocação do Presidente do Conselho.

ADMINISTRAÇÃO

A Chesf é administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria Executiva, ambos com atribuições previstas em lei e no Estatuto Social.

O Conselho de Administração, órgão colegiado de funções deliberativas, é formado por sete membros, eleitos pela Assembleia Geral, todos brasileiros, com prazo de gestão unificado de dois anos, sendo permitidas, no máximo, três reconduções consecutivas. Os membros do Conselho de Administração observam a seguinte composição: um membro é indicado pelo Ministro de Estado do Planejamento, Orçamento, Desenvolvimento e Gestão, um membro é eleito representante dos empregados, um membro é indicado pelo acionista controlador, que será eleito Diretor-Presidente, e quatro membros indicados pela Eletrobras, dentre os quais dois são independentes.

Compete ao Conselho de Administração a fixação da orientação geral dos negócios da Chesf, o controle superior dos programas aprovados, bem como a verificação dos resultados obtidos. Reúne-se mensalmente e, extraordinariamente, mediante a convocação do Presidente do Conselho.

O Conselho de Administração conta com o assessoramento do Comitê de Auditoria e Riscos Estatutário e do Comitê de Gestão, Pessoas e Elegibilidade da Eletrobras conforme estabelece a Lei nº 13.303/16 e o Decreto nº 8.945/16 que a regulamenta.

A Diretoria Executiva é constituída por um Diretor-Presidente e até cinco Diretores, respeitando o mínimo de três membros, eleitos pelo Conselho de Administração, que exercerão suas funções em regime de tempo integral, com prazo de gestão unificado de dois anos, sendo permitidas, no máximo, três reconduções consecutivas, devendo ser brasileiros, residentes e domiciliados nos pais.

A Diretoria Executiva, órgão executivo de administração e representação, é responsável, dentro da orientação traçada pela Assembleia Geral e pelo Conselho de Administração, por assegurar o funcionamento regular da Chesf. Reúne-se ordinariamente uma vez por semana e, extraordinariamente, mediante a convocação do Diretor-Presidente.

COMITES DE ACESSORAMENTO AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Instituído pela Eletrobras, o Comitê de Gestão, Pessoas e Elegibilidade tem o objetivo de analisar e emitir recomendações sobre riscos e estratégias a serem adotadas pelas empresas do Sistema Eletrobras, concernentes à gestão de pessoas e à elegibilidade de membros da administração e conselheiros fiscais.

Instituído pela Eletrobras, o Comitê de Auditoria e Riscos Estatutários - CAE, com atuação extensiva às empresas controladas, tem o objetivo de analisar e emitir recomendações sobre trabalhos de auditoria interna, contabilidade e da auditoria independente, supervisão, riscos a serem assumidos pela Companhia, controles internos e gestão de riscos e gestão financeira, conforme previsto em Regimento Interno.

GESTÃO EMPRESARIAL

O Planejamento Estratégico da Chesf é um processo dinâmico, que envolve a constante avaliação de cenários, dos fatores internos e externos que influenciam o desempenho empresarial e a consequente adequação dos objetivos estratégicos, visando ao aprimoramento da gestão empresarial e ao atingimento das metas e dos resultados propostos, considerando uma perspectiva de longo prazo. O processo é fruto de um trabalho colaborativo e resultante da integração de esforços da Diretoria, das lideranças estratégicas e principais *stakeholders*. Em sua elaboração, são levadas em consideração as perspectivas de autoridades públicas, de agentes do Setor e de diversos públicos de interesse.

Este planejamento estratégico é elaborado em consonância com o Plano Estratégico da Eletrobras e de seu Plano Diretor de Negócios e Gestão (PDNG). Atualmente, os instrumentos utilizados para o planejamento são o Mapa

Estratégico da Chesf, o Plano de Negócios e Gestão (PNG) e o Contrato de Metas de Desempenho Empresarial (CMDE). Esses instrumentos são institucionalizados por meio de apreciação e aprovação em Reunião de Diretoria Executiva e com Deliberação do Conselho de Administração.

O monitoramento do Planejamento Empresarial da Chesf é realizado mensalmente por meio de reuniões da Diretoria Executiva, para acompanhamento do Plano de Negócios e Gestão (PNG). Essas reuniões são realizadas com foco nos objetivos estratégicos contidos no Mapa Estratégico da Chesf, nos projetos previstos no PNG e nos indicadores do CMDE, firmado entre a Eletrobras e suas empresas controladas. Dessa forma, a Chesf realiza o controle dos possíveis desvios existentes entre as metas e os resultados apurados, atuando sobre ocorrências e melhorando o desempenho empresarial.

Diante das mudanças ocorridas nos ambientes interno e externo da Chesf nos últimos anos e da necessidade de desenvolvimento de conteúdo estratégico visando ao crescimento nos próximos 15 anos, a Chesf vem realizando um trabalho de reposicionamento da Empresa em sintonia com as diretrizes estratégicas da Eletrobras para alcançar os seguintes objetivos:

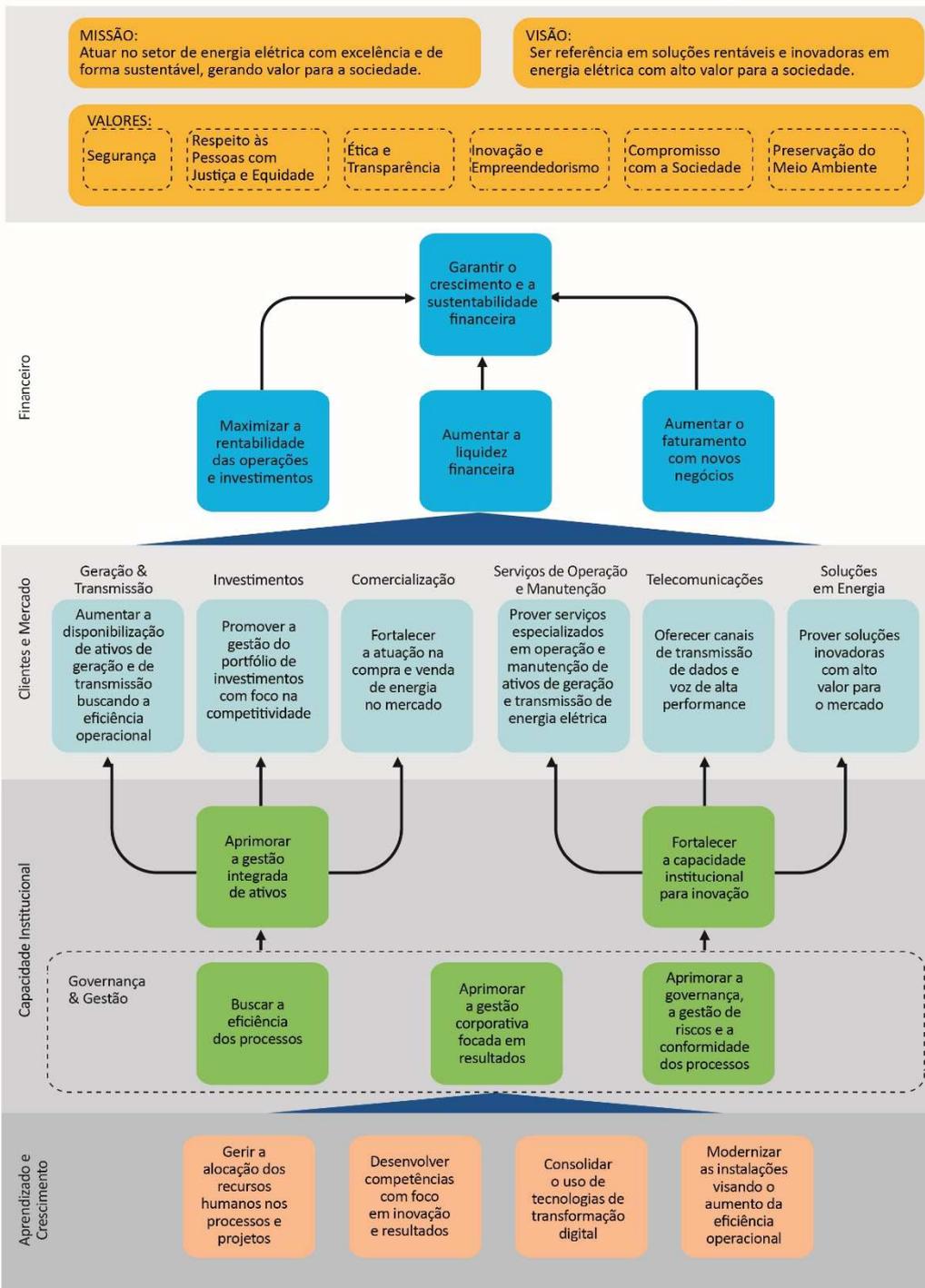
- ✓ Formular o planejamento estratégico de longo prazo da Chesf que norteie a Organização para o seu crescimento nos próximos 15 anos, utilizando a elaboração de cenários e diagnóstico interno;
- ✓ Propor e implantar metodologia de governança e gestão da estratégia;
- ✓ Implantar o processo de monitoramento contínuo de alcance da estratégia.

Como resultado do trabalho de revisão do Planejamento Estratégico, previsto nos instrumentos normativos da Empresa, está sendo desenvolvido um processo de atualização da identidade organizacional e dos objetivos estratégicos da Chesf, e conseqüentemente reformulação do seu Mapa Estratégico, que atenda aos desafios do atual cenário do Setor Elétrico nacional.

Em maio de 2019, o Diretor-Presidente da Chesf, Fabio Lopes de Alves, deu conhecimento ao Conselho de Administração do início do processo de Planejamento Estratégico de Longo Prazo, com o objetivo de discutir o futuro da Empresa. Na ocasião, o Diretor-Presidente esclareceu que a metodologia utilizada para elaboração do Planejamento Estratégico contempla o alinhamento dos vetores com a Eletrobras Holding.

Apresentamos, abaixo, o *Mapa Estratégico da Chesf* para o ciclo de 2020-2035.

MAPA ESTRATÉGICO - Chesf 2020-2035



GESTÃO PELA QUALIDADE TOTAL

- Em 2019, no segmento da qualidade total, a Chesf:
 - Manteve a Acreditação do Laboratório de Metrologia da Chesf - MetroChesf na norma ISO IEC 17025 INMETRO, nas grandezas elétricas tensão, corrente, resistência, potência e energia, com a finalidade de proporcionar a calibração/certificação dos padrões de serviço, utilizados na manutenção dos sistemas de proteção, medição e automação;
 - A Operação da Chesf manteve a Certificação ISO 9001:2015 em todos os processos dos seus 10 órgãos e suas Instalações que compõem o Sistema Organizacional da Operação;
 - O segmento Manutenção da Geração manteve as certificações, na norma ABNT NBR ISO 9001:2015, dos Sistemas de Gestão da Qualidade das divisões de manutenção eletromecânica das usinas Sobradinho, Xingó, Paulo Afonso I, Paulo Afonso II, Paulo Afonso III e Luiz Gonzaga;
 - O segmento Manutenção de Subestações obteve a certificação, na norma ABNT NBR ISO 9001:2015, do Sistema de Gestão da Qualidade envolvendo todos os órgãos do segmento.

RECURSOS HUMANOS

Em 2019, a Chesf investiu R\$ 3.615 mil em programas de formação técnica e desenvolvimento profissional e humano de seus empregados, com investimento médio de R\$ 947,32 por empregado. Nesse mesmo período, foram capacitados 3.051 de seus colaboradores, totalizando 120.023 horas de ações educacionais ministradas, numa média de 31,45 horas de treinamento por empregado, correspondendo a 1,64% das horas de trabalho.

Tais resultados foram possíveis devido ao aumento no uso de soluções criativas, como o incentivo à atuação do empregado educador, o uso de videoconferências, a ampliação de número de vagas por ação educacional, quando possível, as parcerias com instituições diversas para ações presenciais gratuitas e a divulgação de ações online gratuitas. Destaca-se ainda uma constante busca na otimização dos recursos financeiros, mantendo ou aumentando a qualidade das ações educacionais da Companhia.

O Plano de Educação Corporativa da Companhia (PEC) visa à melhoria contínua de processos e aprimoramento profissional dos seus empregados. Assim, foram ministradas 1.632 horas em cursos de longa duração (Graduações, Especializações, Mestrados e Doutorados), 4.511 horas em congressos, seminários e simpósios, além de 113.880 horas nas demais ações educacionais. Na perspectiva das ações de conformidade (Ética, Compliance, Conflito de Interesses, Assédio, Equidade de Gênero e Raça), foram realizadas inúmeras ações educacionais, tais como: Código de Conduta Ética e Integridade, Comunicação Não Violenta, Tarde Rosa, Inteligência Ética, Curso de Imersão em Compliance, Inteligência Ética – Agenda 2.030, Gestão e Apuração da Ética Pública, Promoção do Respeito à Diversidade no Ambiente de Trabalho.

Com apoio do Serviço Nacional da Indústria – Senai, são feitos cursos técnicos, tais como: NR-10 Básico; NR-10 Complementar; NR-10 Reciclagem Integrada; NR33 Espaço Confinado, NR35 Trabalho em Altura. Além desses, existem outras ações educacionais de cunho técnico, com foco nos negócios da Companhia, como: Termografia, Curso Básico de Telecomunicações, Metrologia e Proteção de Sistemas Elétricos de Potência.

RESPONSABILIDADE SOCIAL

A Chesf apoia e realiza iniciativas e projetos de investimento social privado de forma estratégica, com o objetivo de contribuir com a redução da desigualdade social e com o desenvolvimento sustentável de seus territórios de convivência. Em 2019, foram investidos R\$ 45,2 milhões em projetos e ações sociais, destinados para as áreas de Saúde e Geração de Trabalho e Renda, beneficiando milhares de pessoas.

Consciente dos impactos de suas decisões e atividades nas comunidades e localidades onde atua, a Companhia adota sempre um comportamento ético, agindo com transparência e levando em consideração as expectativas de seus grupos de interesses.

Os projetos sociais apoiados pela Chesf em 2019 são:

- Projeto Lagos do São Francisco, executado Empresa Brasileira de Pesquisas Agropecuárias – Embrapa Semiárido, nos municípios de Pariconha, Olho D'Água dos Casados, Delmiro Gouveia e Piranhas (AL), Paulo Afonso, Rodelas e Glória (BA), Petrolândia e Jatobá (PE), Canindé do São Francisco, Poço Redondo e Nossa Senhora da Glória (SE). O objetivo do projeto é promover ações de pesquisa, desenvolvimento e transferência de tecnologias e de capacitação de técnicos, estudantes, produtores e pescadores, de modo a fortalecer a infraestrutura das atividades agropecuárias, assegurando um nível de produtividade que permita a melhoria da renda dos produtores e reprodutibilidades das unidades produtivas das comunidades dos municípios situados no entorno das barragens do Complexo de Paulo Afonso e as UHEs de Itaparica (Luiz Gonzaga) e Xingó
- Projeto Lago de Sobradinho, executado pela Empresa Brasileira de Pesquisas Agropecuárias – Embrapa Semiárido, que abrange municípios Sobradinho, Casa Nova, Sento Sé, Remanso e Pilão Arcado, localizados no entorno da Usina de Sobradinho, que vem trazendo uma significativa melhoria na qualidade de vida das comunidades beneficiadas com a implantação de campos de aprendizagem tecnológica e de treinamento. Esse projeto promove o repasse de conhecimento e de tecnologia para convivência com a seca para produtores agropecuários e pescadores que moram no entorno da barragem de Sobradinho (BA);
- Projeto social executado pela Chesf no Hospital Nair Alves de Souza, de atendimento na área de saúde assistencial, beneficiando toda população dos 22 municípios num raio de 250 quilômetros da cidade de Paulo Afonso (BA), onde está situado o Complexo de Paulo Afonso.

Em 2019, o Programa de Voluntariado Empresarial da Chesf, formado por empregados da Companhia, promoveu arrecadação e distribuição de cestas básicas para comunidades carentes em Recife, participou da campanha Banho do Bem com arrecadação de itens de higiene pessoal e da arrecadação de produtos de higiene pessoal para os idosos do Abrigo Cristo Redentor.

O programa apoiou ainda iniciativas sociais em parceria com as ONGs ADOBEM, Hospitalhaços e Casa de Apoio ao Idoso Vovó Bibia. E manteve a parceria com o projeto de educação Energia Solidária da ONG Comitê da Cidadania dos Chesfianos de Recife e realizou o Natal Solidário para crianças do entorno da Sede da Chesf, em Recife.

CHESF EM NÚMEROS

Atendimento	2019	2018	%
Número de empregados	3.193	3.816	-16,3%
Operacionais	2019	2018	
Número de usinas em operação (*)	14	14	-
Número de subestações	143	135	5,9%
Linhas de transmissão (Km)	21.252,6	20.585,2	3,2%
Capacidade instalada (MW)	10.323,4	10.323,4	-
Financeiros	2019	2018	
Receita operacional bruta (R\$ mil)	7.083,7	6.325,4	12,0%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	6.043,2	5.331,0	13,4%
Margem operacional da atividade líquida (%)	50,0%	53,1%	-5,8%
EBITDA OU LAJIDA	3.706,1	3.090,2	19,9%
Lucro líquido (R\$ mil)	3.507,8	2.091,4	67,7%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	14.991,2	12.063,3	24,3%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	23,4%	17,3%	-

INFORMAÇÕES DE NATUREZA SOCIAL E AMBIENTAL

Os principais indicadores que representam a responsabilidade corporativa e socioambiental da Chesf, com base no Balanço Social consolidado, são demonstrados a seguir:

INFORMAÇÕES DE NATUREZA SOCIAL E AMBIENTAL

Consolidado

(Valores expressos em milhares de reais)

1 - Geração e Distribuição de Riqueza	Em 2019:		Em 2018:			
Distribuição do Valor Adicionado	29,69% governo	19,08% empregados	35,6% governo	20,0% empregados		
A Demonstração do Valor Adicionado - DVA está apresentada, na íntegra, no conjunto das Demonstrações Contábeis.	48,41% acionistas	2,82% terceiros	39,2% acionistas	5,2% terceiros		
2 - RECURSOS HUMANOS	Em 2019:		Em 2018:			
2.1 - Remuneração						
Folha de pagamento bruta (FPB)	959.330		1.022.084			
- Empregados	954.648		1.016.394			
- Administradores	4.682		5.690			
Relação entre a maior e a menor remuneração:						
- Empregados	33,2		33,8			
- Administradores	1,1		1,5			
2.2 - Benefícios Concedidos	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL
Encargos Sociais	204.407	21,3%	3,4%	223.047	21,8%	4,2%
Alimentação	51.769	5,4%	0,9%	56.892	5,6%	1,1%
Transporte	368	0,0%	0,0%	352	0,0%	0,0%
Previdência privada	60.738	6,3%	1,0%	32.187	3,1%	0,6%
Saúde	100.674	10,5%	1,7%	120.176	11,8%	2,3%
Segurança e medicina do trabalho	3.727	0,4%	0,1%	2.293	0,2%	0,0%
Educação e Creche	17.832	1,9%	0,3%	17.808	1,7%	0,3%
Cultura	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Capacitação e desenvolvimento profissional	3.615	0,4%	0,1%	1.195	0,1%	0,0%
Creches ou auxílio creche	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Participação nos lucros ou resultados	69.825	7,3%	1,2%	99.304	9,7%	1,9%
Outros	3.339	0,3%	0,1%	16.914	1,7%	0,3%
Total	516.294	53,8%	8,5%	570.168	55,8%	10,7%
2.3 - Composição do Corpo Funcional						
Nº de empregados no final do exercício	3.193		3.816			
Nº de admissões	1		19			
Nº de demissões	652		338			
Nº de estagiários no final do exercício	54		-			
Nº de empregados portadores de necessidades especiais no final do exercício	144		157			
Nº de prestadores de serviços terceirizados no final do exercício	-		-			
Nº de empregados por sexo:						
- Masculino	2.606		3.078			
- Feminino	587		738			
Nº de empregados por faixa etária:						
- Menores de 18 anos	-		-			
- De 18 a 35 anos	383		488			
- De 36 a 60 anos	2.291		2.618			
- Acima de 60 anos	519		710			
Nº de empregados por nível de escolaridade:						
- Analfabetos	-		-			
- Com ensino fundamental	221		363			
- Com ensino médio	356		502			
- Com ensino técnico	902		1.010			
- Com ensino superior	1.265		1.434			
- Pós-graduados	449		507			
Percentual de ocupantes de cargos de chefia, por sexo:						
- Masculino	80,0%		79,0%			
- Feminino	20,0%		21,0%			
2.4 - Contingências e Passivos Trabalhistas:						
Nº de processos trabalhistas movidos contra a entidade	205		547			
Nº de processos trabalhistas julgados procedentes	552		284			
Nº de processos trabalhistas julgados improcedentes	203		944			
Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça	217		436			

3 - Interação da Entidade com o Ambiente Externo	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
3.1 - Relacionamento com a comunidade						
Total dos investimentos em:						
Educação	-	0,0%	0,0%	51	0,0%	0,0%
Cultura	1.193	0,0%	0,0%	775	0,0%	0,0%
Saúde e infraestrutura	56.287	1,7%	0,9%	39.376	1,4%	0,7%
Esporte e lazer	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Alimentação	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Geração de trabalho e renda	1.600	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Reassentamento de famílias	14.689	0,4%	0,2%	23.720	0,8%	0,4%
Total dos investimentos	73.769	2,2%	1,2%	63.922	2,2%	1,2%
Tributos (excluídos encargos sociais)	869.259	26,1%	14,4%	1.740.931	61,0%	32,7%
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	109.277	3,3%	1,8%	75.985	2,7%	1,4%
Total - Relacionamento com a comunidade	1.052.305	31,6%	17,4%	1.880.838	65,9%	35,3%
3.2 - Interação com os Fornecedores						
São exigidos controles sobre:						
Riscos ambientais, condições ambientais de trabalho, controle médico de saúde ambiental, prática de trabalho noturno, perigo ou insalubre de menores de 18 anos; nem menores de dezesseis anos em qualquer atividade, salvo na condição de menor aprendiz.						
Critérios de responsabilidade social utilizados para a seleção de seus fornecedores						
4 - Interação com o Meio Ambiente						
	Em 2019:			Em 2018:		
	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	7.696	0,2%	0,1%	8.386	0,3%	0,2%
Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	3.266	0,1%	0,1%	3.443	0,1%	0,1%
Investimentos e gastos com a educação ambiental para empregados, terceirizados, autônomos e administradores da entidade	-	0,0%	0,0%	62	0,0%	0,0%
Investimentos e gastos com educação ambiental para a comunidade	1.354	0,0%	0,0%	2.059	0,1%	0,0%
Investimentos e gastos com outros projetos ambientais	170	0,0%	0,0%	2.406	0,1%	0,0%
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade	3	0,0%	0,0%	7	0,0%	0,0%
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativas e/ou judicialmente	83	0,0%	0,0%	21	0,0%	0,0%
Passivos e contingências ambientais	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Total da Interação com o meio ambiente	12.569	0,4%	0,2%	16.377	0,6%	0,3%
5 - Outras informações						
	Em 2019:			Em 2018:		
Receita Líquida (RL)	6.043.223			5.330.955		
Resultado Operacional (RO)	3.328.900			2.853.561		

Recife, 07 de agosto de 2020

A Administração

BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018

(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2019	31/12/2018
ATIVO			
CIRCULANTE			
Caixa e equivalência de caixa	5	1.312	159.954
Títulos e valores mobiliários	6	1.089.603	153.382
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	1.532.167	996.472
Tributos e contribuições a recuperar	8	823.348	608.787
Cauções e depósitos vinculados	10	32.876	15.761
Almoxarifado	11	82.337	77.353
Serviços em curso	12	361.709	320.967
Dividendos a receber	13	15.853	19.704
Fachef Saúde Mais	14	65.854	35.182
Outros ativos circulantes	17	188.181	183.559
		4.193.240	2.571.121
Ativos não circulantes mantidos para venda	16	125.816	175.651
		4.319.056	2.746.772
NÃO CIRCULANTE			
Realizável a Longo Prazo			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	-	8.413
Tributos e contribuições a recuperar	8	198.689	202.176
Tributos diferidos	9	1.106.104	-
Títulos e valores mobiliários	6	202	193
Cauções e depósitos vinculados	10	695.538	627.007
Benefícios para reinvestimento	12	32.131	-
Adiantamentos a investidas (AFAC)	15	66.200	275.529
Outros ativos não circulantes	17	20.504	30.349
		2.119.368	1.143.667
Investimentos	18	6.082.759	6.149.406
Imobilizado	19	11.725.556	11.662.228
Em serviço		56.582.897	56.531.774
(-) Reintegração acumulada		(38.298.370)	(37.035.192)
Em curso		3.643.725	3.415.104
(-) Provisão MP 579		(8.362.488)	(8.710.155)
Impairment		(1.840.208)	(2.539.303)
Intangíveis	20	905.193	76.615
		20.832.876	19.031.916
TOTAL DO ATIVO		25.151.932	21.778.688

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018

(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2019	31/12/2018
PASSIVO			
Circulante			
Fornecedores	21	474.828	297.419
Folha de pagamento		5.117	59
Tributos e contribuições sociais	22	845.723	701.173
Financiamentos e empréstimos	24	212.100	555.721
Outras provisões operacionais		91.774	99.304
Remuneração aos acionistas		1.175.647	158.680
Obrigações estimadas	26	122.504	127.765
Incentivo ao desligamento Voluntário	27	105.700	100.672
Benefícios pós-emprego	28	120.649	116.042
Encargos setoriais	29	153.334	133.658
Debentures	25	10.923	-
Outros passivos circulantes	30	28.875	9.702
		3.347.174	2.300.195
Não Circulante			
Tributos diferidos	23	748.776	1.882.319
Financiamentos e empréstimos	24	815.698	942.480
Benefícios pós-emprego	28	1.149.134	974.667
Incentivo ao desligamento voluntário	27	113.048	35.305
Encargos setoriais	29	436.066	408.147
Provisões para contingências	31	3.114.875	2.715.332
Debêntures	25	139.399	-
Provisão contrato oneroso	32	39.150	171.269
Obrigações vinculadas à Concessão	34	237.333	265.813
Outros passivos não circulantes	30	20.105	19.817
		6.813.584	7.415.149
Patrimônio Líquido			
Capital social	35	9.753.953	9.753.953
Reserva de capital	35	4.916.199	4.916.199
Reservas de lucros		26.091	5
Outros resultados abrangentes	35	2.437.219	1.867.704
Prejuízos acumulados		(2.142.288)	(4.474.517)
		14.991.174	12.063.344
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		25.151.932	21.778.688

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018

(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2019	31/12/2018
Operações em continuidade			
RECEITA			
	36		
Fornecimento de Energia Elétrica		618.668	718.940
Suprimento de Energia Elétrica		2.287.656	1.800.246
Energia elétrica de curto prazo		608.524	223.025
Disponibilidade do sistema de transmissão e distribuição		3.545.786	3.550.399
Outras receitas		23.038	32.805
		7.083.672	6.325.415
Tributos			
	36		
ICMS		(97.033)	(110.571)
PIS-PASEP		(106.804)	(105.277)
Cofins		(491.988)	(455.300)
ISS		(730)	(1.283)
ENCARGOS - PARCELA "A"			
	36		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(56.627)	(50.600)
Outros Encargos - CCEE		(97)	(238)
Reserva Global de Reversão - RGR		(41.128)	(58.862)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		(66.436)	(59.926)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH		(109.277)	(75.985)
Taxa de Fiscalização da Aneel		(18.742)	(16.749)
Outros Encargos		(51.587)	(59.669)
		(1.040.449)	(994.460)
RECEITA LÍQUIDA			
		6.043.223	5.330.955
CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS - Parcela "A"			
	38		
Energia Elétrica Comprada para revenda		(298.903)	(251.048)
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição		(712.357)	(612.767)
		(1.011.260)	(863.815)
RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS			
		5.031.963	4.467.140
CUSTOS GERENCIÁVEIS - Parcela "B"			
	38		
Pessoal e Administradores	39	(1.359.524)	(1.307.919)
Material		(39.730)	(28.844)
Serviço de terceiros		(247.794)	(218.733)
Arrendamentos e Aluguéis		(14.832)	(14.147)
Seguros		(12.217)	(10.577)
Doações, Contribuições e Subvenções		(8.475)	(6.669)
Provisões		44.664	339.397
(-) Recuperação de Despesas		5.927	32.385
Tributos		(11.818)	(10.498)
Depreciação e Amortização		(382.730)	(367.105)
Gastos Diversos		19.134	(43.491)
		(2.007.395)	(1.636.201)
RESULTADO DA ATIVIDADE			
		3.024.568	2.830.939
Equivalência Patrimonial	18.7	192.789	42.156
Resultado Financeiro			
Receita financeira	40	247.747	234.939
Despesa financeira	40	(136.204)	(254.473)
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS SOBRE O LUCRO			
	41	3.328.900	2.853.561
Imposto de renda e contribuição social		178.893	(762.184)
LUCRO/PREJUÍZO DO EXERCÍCIO			
	43	3.507.793	2.091.377
Lucro básico por ação (R\$)		62,75	37,41
Lucro diluído por ação (R\$)		62,75	37,41

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018*(valores expressos em milhares de reais)*

	Notas	31/12/2019	31/12/2018
Lucro do exercício		3.507.793	2.091.377
Outros componentes do resultado abrangente			
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	35	(326.054)	(72.357)
Reavaliação de ativos - RBSE	35	(548.194)	(548.194)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos sobre resultado atuarial	35	301.220	232.982
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos		1.142.543	-
Outros componentes do resultado abrangente do exercício		569.515	(387.569)
Total do resultado abrangente do exercício		4.077.308	1.703.808

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

**DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM
31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018**
(valores expressos em milhares de reais)

	CAPITAL SUBSCRITO/ REALIZADO	RESERVAS DE CAPITAL	RESERVA DE LUCROS	OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES	ACUMULADOS	TOTAL
			INCENTIVOS FISCAIS			
SALDO EM 31/12/2017	9.753.953	4.916.199	-	2.255.273	(6.207.221)	10.718.204
Adoção inicial CPC 47/IFRS 15 - SPEs	-	-	-	-	(169.439)	(169.439)
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	-	-	-	(72.357)	-	(72.357)
Reavaliação de Ativos - RBSE	-	-	-	(315.212)	-	(315.212)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	2.091.377	2.091.377
Reserva de incentivos fiscais	-	-	5	-	-	5
Destinação:						
Dividendos mínimos - nota 36	-	-	-	-	(30.599)	(30.599)
Dividendos adicionais propostos - nota 36	-	-	-	-	(158.635)	(158.635)
SALDO EM 31/12/2018	9.753.953	4.916.199	5	1.867.704	(4.474.517)	12.063.344
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	-	-	-	(24.834)	-	(24.834)
Reavaliação de Ativos - RBSE	-	-	-	594.349	-	594.349
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	3.507.793	3.507.793
Reserva de incentivos fiscais	-	-	26.086	-	-	26.086
Destinação:						
Dividendos mínimos	-	-	-	-	(757.339)	(757.339)
Dividendos não distribuídos de exercícios anteriores	-	-	-	-	(418.225)	(418.225)
SALDO EM 31/12/2019	9.753.953	4.916.199	26.091	2.437.219	(2.142.288)	14.991.174

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018
 (valores expressos em milhares de reais)

	31/12/2019	31/12/2018
Atividades operacionais		
Lucro/Prejuízo antes do imposto de renda e da contribuição social	3.328.900	2.853.561
Despesas (Receitas) que não afetam o caixa:		
Depreciação e amortização	382.730	367.105
Variações monetárias líquidas	(50.297)	(41.492)
Equivalência patrimonial	(192.789)	(42.156)
Provisão para contingências	416.895	536.564
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	97.097	113.712
Provisões para perda na realização de investimentos	262.071	(10.343)
Prov. p/ Cred. Liq. Duvidosa - Leniência	10.518	-
Resultado na alienação de investidas	(115.030)	-
Benefícios pós-emprego – ajuste atuarial	80.417	84.343
Atualização de cauções e depósitos vinculados	(9.460)	(13.628)
Atualização de títulos da dívida agrária (TDA)	(165)	(170)
Outras provisões - FID	-	(58.522)
Reversão contrato oneroso	(132.120)	(13.318)
Provisão para impairment	(699.125)	(907.490)
Participações nos lucros e resultados	65.341	45.571
Encargos financeiros	89.181	191.370
Atualização de dividendos	-	1.160
Incentivo ao desligamento de pessoal	-	68.158
Outras	-	(9.909)
	3.534.164	3.164.516
Encargos financeiros pagos a acionistas e outras partes relacionadas	(6.065)	(98.476)
Encargos financeiros pagos a instituições financeiras e outras	(65.869)	(94.213)
Pagamentos à entidade de previdência privada	(164.545)	(186.732)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(757.996)	-
Pagamento de participações nos lucros ou resultados	(72.871)	(49.693)
Depósitos vinculados a litígios	(55.044)	66.732
Variações nos Ativos e Passivos		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(624.379)	(361.944)
Almoxarifado	(4.984)	(5.502)
Tributos e contribuições sociais	74.414	(627.489)
Adiantamentos a empregados	(6.389)	11.434
Cauções e depósitos vinculados	(21.142)	(20.595)
Serviços em curso	(40.742)	(70.229)
Alienação em curso	5.939	(1.306)
Fachesf Saúde Mais	(30.672)	30.677
Fornecedores	177.409	(170.145)
Obrigações estimadas	(5.261)	(11.547)
Encargos setoriais	54.352	35.906
Provisão para contingências	(32.189)	(119.536)
Outras provisões - FID	-	(58.522)
Reembolso Fundo CDE	-	(27.116)
Outros ativos e passivos operacionais	56.691	(38.384)
	(1.519.343)	(1.796.680)
Total das atividades operacionais	2.014.821	1.367.836
Atividades de investimentos		
Aplicações em Ativos Imobilizado e Intangível	(618.234)	(935.716)
Investimentos em participações societárias permanentes	(292.368)	(288.994)
Dividendos recebidos	50.099	87.510
Aplicações em (resgates de) títulos e valores mobiliários	(936.230)	(105.161)
AFAC em controlada em conjunto	(59.422)	(69.000)
	(1.856.155)	(1.311.361)
Atividades de financiamentos		
Financiamentos e empréstimos obtidos	98.539	482.116
Pagamentos de financiamentos e empréstimos	(394.550)	(478.955)
Remuneração paga aos acionistas	(171.619)	-
Debêntures	150.322	-
	(317.308)	3.161
TOTAL DE EFEITOS NO CAIXA	(158.642)	59.636
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	159.954	100.318
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	1.312	159.954
VARIAÇÃO NO CAIXA	(158.642)	59.636

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E DE 2018**

(valores expressos em milhares de reais, exceto os mencionados em contrário)

1 - INFORMAÇÕES GERAIS

A Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf, com sede na Rua Delmiro Gouveia, 333, Bairro de San Martin, CEP 50761-901, na cidade do Recife, capital do Estado de Pernambuco, é uma sociedade de economia mista de capital aberto, controlada da Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- Eletrobras, criada pelo Decreto-Lei nº 8.031/1945, com operações iniciadas em 15/03/1948. Tem como atividades principais a geração e a transmissão de energia elétrica, atuando em todo o território nacional.

As operações da Companhia contam na atividade de Geração de energia com 12 usinas hidrelétricas e 2 usinas eólicas, perfazendo uma potência instalada de 10.323,4 MW (10.323,4 MW em 2018) e na atividade de transmissão de energia o sistema é composto por 143 (130 em 2018) subestações (considerando-se neste total 129 subestações de transmissão e 14 subestações elevadoras da geração) e 21.252,6 km (20.585,2 km em 2018) de linhas de alta tensão.

A Companhia possui ainda, empreendimentos nos segmentos de geração e transmissão, de forma corporativa, em fase de construção, conforme nota 2.1.

Além do parque de geração e sistemas de transmissão próprios, antes mencionados, a Companhia participa, em sociedade com outras empresas, da construção e operação de usinas de geração hidráulica e de geração eólica com capacidades instaladas de 15.646,0 MW (15.646,0 MW, em 2018) e 203,0 MW (360,5 MW, em 2018), respectivamente. A redução na capacidade instalada em 157,5 MW das usinas de geração eólica se deveu a alienação de algumas SPEs. Há também empreendimentos de transmissão compostos por 3.590,0 km (3.872,0 km em 2018) de linhas de transmissão, conforme nota 2.2. Houve redução de 282,0 Km na extensão desses empreendimentos, devido a incorporação dos ativos da SPE Extremoz aos empreendimentos corporativos da companhia.

Com a Medida Provisória nº 579, de 11/09/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, as concessões das usinas hidrelétricas, linhas de transmissão e subestações que tinham seus prazos vencendo no ano de 2015, foram prorrogadas por 30 anos a partir de janeiro/2013, mediante novas condições estabelecidas nos Termos Aditivos aos respectivos Contratos de Concessão com o Poder Concedente, conforme nota 2.3.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, associação civil de direito privado, sem fins lucrativos, com funcionamento autorizado pela Resolução nº 351/1998, da Aneel, desde 01 de março de 1999, assumiu o controle e a operação do Sistema Interligado Nacional – SIN. Nesse contexto, as usinas e a rede básica de transmissão estão sob a coordenação operacional, supervisão e controle do referido órgão.

1.1 - Setor Elétrico no Brasil

O setor de energia elétrica no Brasil é regulado pelo Governo Federal, atuando por meio do Ministério de Minas e Energia (“MME”), o qual possui autoridade exclusiva sobre o setor elétrico. A política regulatória para o setor é implementada pela Aneel.

O fornecimento de energia elétrica a varejo da Companhia é efetuado de acordo com o previsto nas cláusulas de seus contratos de concessão de longo prazo de venda de energia.

2 - DAS CONCESSÕES

2.1 - Chesf

A Companhia detém as seguintes concessões:

2.1.1 - Geração

- **Geração hidráulica**

Número do Contrato	USINAS	Rio	Potência Instalada (MW) (*)	Capacidade Utilizada em 2019 (MW médio/ano) (*)	Data da Concessão / Permissão	Data de Vencimento
Em Serviço:						
006/2004	Paulo Afonso I	São Francisco	180,001	0,270	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Paulo Afonso II	São Francisco	443,000	0,380	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Paulo Afonso III	São Francisco	794,200	0,330	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Paulo Afonso IV	São Francisco	2.462,400	573,650	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Apolônio Sales (Moxotó)	São Francisco	400,000	0,730	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Luiz Gonzaga (Itaparica)	São Francisco	1.479,600	258,620	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Xingó	São Francisco	3.162,000	585,430	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Funil	de Contas	30,000	4,510	25/08/1961	31/12/2042
006/2004	Pedra	de Contas	20,007	0,590	25/08/1961	31/12/2042
006/2004	Boa Esperança (Castelo Branco)	Parnaíba	237,300	138,210	11/10/1965	31/12/2042
006/2004	Sobradinho	São Francisco	1.050,300	144,640	10/02/1972	09/02/2052
006/2004	Curemas	Piancó	3,520	-	26/11/1974	25/11/2024

(*) Informações não auditadas.

- **Geração eólica**

Número do Contrato	USINAS	Localidade	Potência Instalada (MW) (*)	Capacidade Utilizada em 2019 (MW médio/ano) (*)	Data da Concessão / Permissão	Data de Vencimento
Em Serviço:						
220/2014	Casa Nova II (***)	Casa Nova - BA	32,900	9,810	26/05/2014	26/05/2049
225/2014	Casa Nova III (***)	Casa Nova - BA	28,200	9,050	28/05/2014	28/05/2049
Em Construção						
-	Casa Nova (**)	Casa Nova - BA	180,000	-	01/01/2013	01/01/2043

(*) Informações não auditadas.

(**) Referente leilão 007/2010

(***) Referente leilão 010/2010

- **Subestações Elevatórias**

Número do Contrato	Empreendimento	Estado da Federação	Quantidade (*)	Data da Concessão	Data de Vencimento
Em serviço:					
006/2004	SE Elev. Usina Apolônio Sales	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina Luiz Gonzaga	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina PAF I	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina PAF II	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina PAF III	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina PAF IV	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina Xingó	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina Boa Esperança	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina Funil	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina Pedra	BA	1,0	12/11/2004	31/12/2042
006/2004	SE Elev. Usina de Curemas	PB	1,0	12/11/2004	25/11/2024
006/2004	SE Elev. Usina de Sobradinho	BA	1,0	12/11/2004	10/02/2052
220/2014	SE Elev. Casa Nova II	BA	1,0	26/05/2014	26/05/2049
225/2014	SE Elev. Casa Nova III	BA	1,0	28/05/2014	28/05/2049

A capacidade utilizada corresponde à geração média, em MW, no exercício.

A potência instalada das usinas, que é sempre superior à sua produção, considera:

- a existência de períodos, tanto ao longo do dia, como no horizonte anual, em que ocorrem maior ou menor demanda de energia no sistema para o qual a usina, ou sistema de geração, está dimensionado;
- a existência de períodos também em que máquinas são retiradas da operação para a execução de manutenção, seja preventiva ou corretiva;
- que a produção das usinas hidráulicas depende ainda da disponibilidade hídrica do rio onde está localizada. Em períodos de maior hidraulicidade pode ser possível elevar a geração, bem como pode haver a necessidade de sua redução durante os períodos de escassez d'água, como ocorre nos períodos de racionamento de energia elétrica.

Com a edição da Medida Provisória nº 579, de 11/09/2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11/01/2013, parte dessas usinas, objeto do contrato de concessão nº 006/2004 e das instalações de transmissão do contrato de concessão nº 061/2001, foram prorrogadas a partir dos aditivos a esses contratos, assinados em 05/12/2012, em novas condições, conforme nota 2.3.

A Companhia apresentou à Aneel, pleito referente à redução dos encargos associados ao uso do sistema de transmissão (CUST) da UTE Camaçari, bem como a revogação da concessão da usina.

Em reunião pública ordinária realizada em 03/02/2015, a diretoria da ANEEL procedeu à avaliação do pleito da Companhia, conforme Despacho nº 247, de 03/02/2015, com as seguintes decisões tomadas:

- i) determinar o aditamento do Contrato de Uso do sistema de Transmissão – CUST nº 095/2012 para redução do Montante de Uso do Sistema de Transmissão – MUST de 346,598 MW para 70 MW a partir de 16/12/2014, com valor a ser ressarcido à CHESF de R\$ 1.266 mil, referente ao mês de janeiro de 2015, a ser considerado como crédito na Apuração Mensal dos Serviços e Encargos - AMSE realizado pelo ONS na apuração subsequente a essa decisão;
- ii) os encargos de uso referente à unidade geradora nº 3 – UG3, em operação são devidos até a data de extinção da concessão da UTE Camaçari, quando deverão ser encerrados o CUST e o CCT associado à central de geração e liquidados eventuais encargos de uso do sistema de transmissão remanescentes; e
- iii) encaminhar ao Ministério de Minas e Energia, com pronunciamento favorável, o pedido de extinção da concessão da Usina Termelétrica Camaçari, outorgada por meio da Portaria DNAEE nº 1.068, de 10/08/1977, c/c a Portaria nº 88, de 11 de março de 2010, localizada no município de Dias D'Ávila, estado da Bahia.

Em agosto de 2016, a ANEEL, através do Despacho nº 258/2016, suspendeu a operação comercial da Usina Termelétrica de Camaçari – UTE Camaçari, devido à deterioração de vários de seus equipamentos, que já se encontravam com a vida útil ultrapassada, repercutindo no desempenho operacional e, conseqüentemente, na eficiência e confiabilidade desta UTE.

Em 3 de outubro de 2018, através da Portaria nº 420 do MME, o governo extinguiu a concessão da UTE Camaçari. Ainda em outubro de 2018, a Chesf publicou Chamada Pública para cadastrar empresas interessadas em firmar parceria com vistas à viabilização de negócio em sociedade, utilizando os ativos remanescentes da extinta concessão desta UTE.

2.1.2 – Transmissão
• Linhas de transmissão

Número do Contrato	Empreendimento	Estado da Federação	Extensão (km) (*)	Data da Concessão	Data de Vencimento
Em serviço:					
061/2001	Diversos Empreendimentos	PE, CE, SE, BA, AL, PI, MA, PB, RN	19.029,1	29/06/2001	31/12/2042
007/2005	LT Milagres - Tauá - 230 kv, C1	CE	208,1	04/03/2005	03/03/2035
008/2005	LT Milagres - Coremas - 230 kv, C2	CE, PB	119,8	04/03/2005	03/03/2035
010/2007	LT Ibicoara - Brumado - 230 kv, C1	BA	94,5	14/06/2007	14/06/2037
012/2007	LT Paraíso - Açú II - 230 kv, C2	PI, CE, RN	132,8	14/06/2007	14/06/2037
012/2007	LT Picos - Tauá II - 230 kv, C1	PI, CE	183,2	14/06/2007	14/06/2037
005/2008	LT Nossa Senhora do Socorro - Penedo - 230 kv, C1	SE, AL	110,2	17/03/2008	17/03/2038
006/2009	LT Pirapama II - Suape II - 230 kv, C1, C2	PE	41,8	28/01/2009	28/01/2039
006/2009	LT Suape III - Suape II - 230 kv, C1, C2	PE	7,2	28/01/2009	28/01/2039
017/2009	LT Paulo Afonso III - Zebu II - 230 kv, C1, C2	PE, PB, AL, RN	10,8	03/08/2009	03/08/2039
019/2010	LT C. Mirim II - João Camara II - 230 kv, C1	RN	74,5	23/11/2010	23/11/2040
019/2010	LT Extremoz II - C. Mirim - 230 kv, C2	RN	19,2	23/11/2010	23/11/2040
020/2010	LT Bom Jesus da Lapa II - Igaporã II - 230 kv	BA	115,0	23/11/2010	23/11/2040
019/2012	LT Igaporã II - Igaporã III - 230 KV, C1, C2	BA	10,8	01/06/2012	01/06/2042
019/2012	LT Igaporã III - Pindaí II - 230 kV	BA	49,5	01/06/2012	01/06/2042
021/2010	LT Sobral III - Acaraú II, - 230 kV	CE	91,3	23/11/2010	23/11/2040
010/2011	LT Paraíso - Lagoa Nova II - 230 kV;	RN/CE	65,4	13/10/2011	13/10/2041
018/2012	LT Ceará-Mirim II - Touros II - 230 kV	RN	61,5	01/06/2012	01/06/2042
018/2012	LT Mossoró II - Mossoró IV - 230 kV	RN	36,1	01/06/2012	01/06/2042
225/2014	LT Casa Nova II - Sobradinho - C1	BA	67,1	28/05/2014	28/05/2049
009/2011	LT Morro do Chapéu II - Irecê - 230 kV	BA	64,1	13/10/2011	13/10/2041
017/2011	LT Teresina II - Teresina III - 230 kV, C1/C2	PI	45,6	09/12/2011	09/12/2041
005/2012	LT Messias - Maceió II - 230 kV, C1/C2	SE/AL/BA	39,4	10/05/2012	10/05/2042
005/2012	LT Jardim - Nossa Senhora do Socorro - 230 kV	SE/AL/BA	1,2	10/05/2012	10/05/2042
014/2008	LT Eunápolis - Teixeira de Freitas II - 230kV, C1	BA	144,8	16/10/2008	16/10/2038
018/2009	LT Eunápolis - Teixeira de Freitas II - 230 kV, C2	BA	145,1	03/08/2009	03/08/2039
008/2011	LT Ceará-Mirim - João Câmara II, em 500 kV	RN/PB	63,3	13/10/2011	13/10/2041
008/2011	LT Ceará-Mirim - Extremoz II, em 230 kV	RN/PB	19,2	13/10/2011	13/10/2041
008/2011	LT Ceará-Mirim - Campina Grande III, em 500 kV	RN/PB	192,2	13/10/2011	13/10/2041
008/2011	LT Campina Grande III - Campina Grande II, em 230 kV	RN/PB	9,8	13/10/2011	13/10/2041
			21.252,6		
Em construção:					
017/2009	LT Pau Ferro - Santa Rita II - 230kV	PE, PB, AL, RN	85,0	03/08/2009	03/08/2039
019/2010	LT Paraíso - Açú II - 230 kV, C3	RN	123,0	23/11/2010	23/11/2040
019/2010	LT Açú II - Mossoró II - 230 kV, C2	RN	69,0	23/11/2010	23/11/2040
018/2012	LT Russas II - Banabuiu C2- 230 kV	RN	110,0	01/06/2012	01/06/2042
			387,0		

(*) Informações não auditadas.

• Subestações

Número do Contrato	Empreendimento	Estado da Federação	Quantidade (*)	Data da Concessão	Data de Vencimento
Em serviço:					
061/2001	Diversos Empreendimentos	PE, CE, SE, BA, AL, PI, MA, PB, RN	95,0	29/06/2001	31/12/2042
007/2005	SE Tauá II - 230 kV	CE	1,0	04/03/2005	03/03/2035
010/2007	SE Ibicoara - 500/230 kV	BA	1,0	01/06/2007	01/06/2037
006/2009	SE Suape II - 500/230 kV	PE	1,0	28/01/2009	28/01/2039
006/2009	SE Suape III - 230/69 kV	PE	1,0	28/01/2009	28/01/2039
017/2009	SE Santa Rita II - 230/69kV	PE, PB, AL, RN	1,0	03/08/2009	03/08/2039
017/2009	SE Zebu - 230/69kV	PE, PB, AL, RN	1,0	03/08/2009	03/08/2039
017/2009	SE Natal III - 230/69kV	PE, PB, AL, RN	1,0	03/08/2009	03/08/2039
007/2010	SE Camaçari IV - 500/230 kV	BA	1,0	12/07/2010	12/07/2040
013/2010	SE Arapiraca III - 230/69 kv	AL	1,0	06/10/2010	06/10/2040
019/2010	SE Extremoz II - 230 kv	RN	1,0	23/11/2010	23/11/2040
019/2010	SE João Câmara - 230 kv	RN	1,0	23/11/2010	23/11/2040
020/2010	SE Igaporã - 230 kv	BA	1,0	23/11/2010	23/11/2040
021/2010	SE Acaraú II - 230 kv	CE	1,0	23/11/2010	23/11/2040
010/2007	SE Brumado II	BA	1,0	01/06/2007	01/06/2037
020/2010	SE Bom Jesus da Lapa II	BA	1,0	23/11/2010	23/11/2040
010/2011	SE Lagoa Nova II 230 kV	RN/CE	1,0	13/10/2011	13/10/2041
019/2012	SE Igaporã III 500/230 KV	BA	1,0	01/06/2012	01/06/2042
019/2012	SE Pindaí II 230 KV	BA	1,0	01/06/2012	01/06/2042
014/2010	SE Pólo 230/69 kV	BA	1,0	06/10/2010	06/10/2040
010/2011	SE Ibiapina II 230 kV	CE	1,0	13/10/2011	13/10/2041
017/2012	SE Mirueira II 230/69 Kv	PE	1,0	01/06/2012	01/06/2042
018/2012	SE Touros II, 230 kV	RN	1,0	01/06/2012	01/06/2042
018/2012	SE Mossoró IV, 230 kV	RN	1,0	01/06/2012	01/06/2042
009/2011	SE Morro do Chapéu II 230 kV	BA	1,0	13/10/2011	13/10/2041
017/2011	SE Teresina III em 230/69 kV	PI	1,0	09/12/2011	09/12/2041
225/2014	SE Casa Nova II	BA	1,0	28/05/2014	28/05/2049
017/2012	SE Jaboatão II 230/69 kV	PE	1,0	01/06/2012	01/06/2042
008/2011	SE João Câmara II, em 500/138 kV.	RN/PB	1,0	13/10/2011	13/10/2041
008/2011	SE Ceará-Mirim II, em 500/230 kV.	RN/PB	1,0	13/10/2011	13/10/2041
008/2011	SE Campina Grande III, em 500/230 kV	RN/PB	1,0	13/10/2011	13/10/2041
014/2008	SE Teixeira de Freitas II - 230/138 kv	BA	1,0	16/10/2008	16/10/2038
005/2012	SE Nossa Senhora do Socorro 230/69 kV	SE	1,0	10/05/2012	10/05/2042
005/2012	SE Maceió II, 230/69 kV	AL/BA	1,0	10/05/2012	10/05/2042
008/2011	SE João Camara III	RN	1,0	13/10/2011	13/10/2041
			129,0		
Em construção:					
005/2012	SE Poções II 230/138kV	AL/BA	1,0	10/05/2012	10/05/2042
			1,0		

(*) Informações não auditadas.

2.2 – Controladas, controladas em conjunto e coligada

A Companhia detém ainda, por intermédio de suas controladas, controladas em conjunto e coligada, as seguintes concessões:

2.2.1 - Geração

• Geração Hidráulica

Número do Contrato	Usinas	Empresa	Participação da Companhia	Rio	Capacidade em MW (*)	Ano da Concessão	Ano de Vencimento
Em serviço:							
001/2010	UHE Belo Monte	Norte Energia S.A.	15,00%	Xingu	11.233,10	2010	2045
002/2007	UHE Dardanelos	Energética Águas da Pedra S.A.	24,50%	Aripuanã	261,00	2007	2042
002/2008	UHE Jirau	Energia Sustentável do Brasil S.A.	20,00%	Madeira	3.750,00	2008	2043
001/2014	UHE Sinop	Companhia Energética SINOP S.A.	24,50%	Teles Pires	401,88	2014	2049

(*) Informações não auditadas.

• Geração Eólica

Número da Portaria	Usinas	Empresa	Participação da Companhia	Localidade	Capacidade em MW (*)	Ano da Autorização	Ano de Vencimento
Em serviço:							
388/2012	UEE Caiçara I	Vamcruz I Participações S.A.	49,00%	Serra do Mel (RN)	27,00	2012	2047
399/2012	UEE Junco I	Vamcruz I Participações S.A.	49,00%	Serra do Mel (RN)	24,00	2012	2047
417/2012	UEE Junco II	Vamcruz I Participações S.A.	49,00%	Serra do Mel (RN)	24,00	2012	2047
418/2012	UEE Caiçara II	Vamcruz I Participações S.A.	49,00%	Serra do Mel (RN)	18,00	2012	2047
150/2014	UEE Acauã	Acauã Energia S.A.	99,93%	Pindai (BA)	6,00	2014	2049
151/2014	UEE Arapapá	Arapapá Energia S.A.	99,90%	Pindai (BA)	4,00	2014	2049
152/2014	UEE Angical 2	Angical 2 Energia S.A.	99,96%	Pindai (BA)	10,00	2014	2049
153/2014	UEE Teiú 2	Teiú 2 Energia S.A.	99,95%	Pindai (BA)	8,00	2014	2049
154/2014	UEE Caititú 2	Caititú 2 Energia S.A.	99,96%	Pindai (BA)	10,00	2014	2049
174/2014	UEE Carcará	Carcará Energia S.A.	99,96%	Pindai (BA)	10,00	2014	2049
176/2014	UEE Corrupião 3	Corrupião 3 Energia S.A.	99,96%	Pindai (BA)	10,00	2014	2049
177/2014	UEE Caititú 3	Caititú 3 Energia S.A.	99,96%	Pindai (BA)	10,00	2014	2049
213/2014	UEE Papagaio	Papagaio Energia S.A.	99,96%	Pindai (BA)	10,00	2014	2049
219/2014	UEE Coqueirinho 2	Coqueirinho 2 Energia S.A.	99,98%	Pindai (BA)	16,00	2014	2049
286/2014	UEE Tamandua Mirim 2	Tamandua Mirim 2 Energia S.A.	83,01%	Pindai (BA)	16,00	2014	2049

(*) Informações não auditadas.

2.2.2 – Transmissão

• Linhas de transmissão

Número do Contrato	Empreendimento	Empresa	Participação da Companhia	Estado da Federação	Extensão (km) (*)	Ano da Concessão	Ano de Vencimento
Em serviço:							
005/2004	LT Teresina II - Sobral III / Teresina II - Fortaleza II / Sobral III - Fortaleza II, em 500 KV	STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	PI, CE	546,0	2004	2034
015/2009	LT Coletora Porto Velho / Araraquara II, em 600 KV	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	RO, SP	2.375,0	2009	2039
022/2011	LT Luis Gonzaga - Garanhuns II, em 500 kV	Interligação Elétrica Garanhuns S.A	49,00%	AL/PE/PB	218,0	2011	2041
022/2011	LT Garanhuns II - Campina Grande III, em 500 KV	Interligação Elétrica Garanhuns S.A	49,00%	AL/PE/PB	194,0	2011	2041
022/2011	LT Garanhuns II - Pau Ferro, em 500 kV	Interligação Elétrica Garanhuns S.A	49,00%	AL/PE/PB	209,0	2011	2041
022/2011	LT Garanhuns II - Angelim I	Interligação Elétrica Garanhuns S.A	49,00%	AL/PE/PB	12,0	2011	2041
					3.554,0		
Em construção:							
004/2010	LT São Luiz II - São Luiz III, em 230 kV	TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	49,00%	MA/CE	36,0	2010	2040
					36,0		

(*) Informações não auditadas.

• **Subestações**

Número do Contrato	Empreendimento	Empresa	Participação da Companhia	Estado da Federação	Quantidade (*)	Ano da Concessão	Ano de Vencimento
Em serviço: 015/2009	Estação Retificadora nº 02 CA/CC em 500/600 kV; Estação Inversora nº 02 CC/CA em 600/500 kV	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	RO/SP	2,0	2009	2039
004/2010	SE Pecém II, em 500/230 kV; SE Aquiraz II, em 230/69 kV	TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	49,00%	MA/CE	2,0	2010	2040
022/2011	SE Garanhuns, em 500/230 kV; SE Pau Ferro, em 500/230 kV	Interligação Elétrica Garanhuns S.A	49,00%	AL/PE/PB	2,0	2011	2041
					6,0		

(*) Informações não auditadas.

2.3 - Prorrogação das concessões de serviço público de energia elétrica – Indenização Complementar

Em 11/01/2013, o Governo Federal emitiu a Lei nº 12.783/2013, regulamentada pelo Decreto nº 7.891, de 23/01/2013, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências.

Por meio da aludida Lei, as concessões de energia elétrica, tratadas nos artigos 17, §5º, 19 e 22 da Lei nº 9.074, de 07/07/1995, cujos prazos de vencimento ocorreriam a partir de 2015, foram prorrogadas por mais 30 anos, conforme condições estabelecidas na referida Lei e nos respectivos aditivos aos Contratos de Concessão.

Destacam-se entre as mudanças no modelo de negócios, a alteração do regime de preço para tarifa calculada com base nos custos de operação e manutenção, acrescidos de remuneração, com revisões periódicas e alocação das cotas de garantia físicas de energia e de potência das usinas hidrelétricas às concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN. E para a transmissão a tarifa (nova Receita Anual Permitida – RAP) foi definida para cobrir os custos de operação e manutenção, acrescida de remuneração.

A Resolução Normativa Aneel nº 596, de 19/12/2013, em complemento ao art. 2º do Decreto nº 7.850, de 30/11/2012, estabelece critérios e procedimentos para cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis de aproveitamentos hidrelétricos, realizados até 31/12/2012 e ainda não amortizados ou depreciados. A concessionária manifestou interesse, em 27/12/2013 no recebimento do valor referente aos investimentos posteriores ao Projeto Básico, e em 11/12/2014, apresentou à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, documentação comprobatória para requerimento dos valores dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, dos ativos de geração de energia elétrica, dos Aproveitamentos Hidrelétricos, previsto nos termos da Lei nº 12.783, de 11/01/2013. O valor requerido à Aneel é de R\$ 4.802,3 milhões, em valores de dezembro de 2012, correspondente aos seguintes Aproveitamentos Hidrelétricos: Xingó, Paulo Afonso I, II, III e IV, Apolônio Sales (Moxotó), Luiz Gonzaga (Itaparica), Boa Esperança, Pedra e Funil, com potência total instalada de 9.208,5 MW. O valor e a forma de recebimento serão homologados pela Aneel.

Em 10/12/2013, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 589, que define os critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição - VNR, para fins de indenização das instalações de transmissão das concessionárias que optaram pela prorrogação prevista na Lei nº 12.783/2013. Essa resolução estabelece que a concessionária deverá contratar uma empresa credenciada junto à Aneel para elaborar um laudo de avaliação, que deverá contemplar o Valor Novo de Reposição-VNR dos ativos que compõem as instalações existentes em 31/05/2000 e ainda não depreciados até 31/12/2012. Em 06/03/2015, a Chesf apresentou à Aneel, documentação comprobatória para requerimento desse valor complementar, elaborada por empresa credenciada junto à Aneel, para fins do processo de apuração dos valores referentes as instalações da denominada Rede Básica do Sistema Existente – RBSE e Demais Instalações de Transmissão – RPC, conforme a Lei nº 12.783/2013.

Em 20/04/2016, o Ministério de Minas e Energia, por meio da Portaria nº 120/2016, determinou que os valores homologados pela ANEEL relativos aos ativos previstos no artigo 15, § 2º, da Lei nº 12.783, de 11/01/2013 (denominados Rede Básica Sistemas Existentes – RBSE), passem a compor a Base de Remuneração Regulatória das concessionárias de transmissão de energia elétrica a partir do processo tarifário de 2017. A portaria também estabelece que o custo de capital incorrido pelas empresas possa ser incluído nos referidos valores.

São abrangidos pela portaria os ativos reversíveis que não estavam depreciados até 31/12/2012, quando essas empresas tiveram antecipados os vencimentos de contratos de concessão, nos termos da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013.

Esses ativos, não depreciados e nem incorporados na base para remuneração regulatória no período de Janeiro/2013 a Junho/2017, serão atualizados pelo IPCA e serão remunerados pelo custo do capital próprio, real, (composto por

parcelas de remuneração e depreciação, acrescidos dos devidos tributos) do segmento de transmissão, serão incluídos na base de remuneração regulatória de 2017, atualizados pelo IPCA e remunerados pelo Custo Ponderado Médio do Capital a partir do referido processo, pelo prazo de oito anos.

Em 03/08/2016, a Diretoria da Aneel homologou, mediante o Despacho nº 2.076/2016, o Relatório de Fiscalização- RF nº 0084/2016, da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira-SFF, que apresentou o seu posicionamento acerca dos valores que passam a compor a base de remuneração regulatória prevista no artigo 15, parágrafo 2º, da Lei nº 12.783/2016, a que a Chesf tem direito, fixando-o em R\$ 5.092,4 milhões, data-base de 31/12/2012. O valor requerido à Aneel, pela Companhia, foi de R\$ 5.627,2 milhões, em valores de dezembro de 2012. A Companhia mantinha em seus registros, o montante de R\$ 1.187,0 milhões para esses ativos.

Foi aberta em outubro/2016, pela Aneel, audiência pública para acolhimento de sugestões de aprimoramento nos procedimentos de registros da nova Base de Remuneração Regulatória da transmissão, no entanto, a homologação do referido laudo e principalmente a regulamentação estabelecida na portaria nº 120/2016, trouxeram condições necessárias para o reconhecimento contábil do laudo.

O fornecimento de energia pela Chesf para consumidores industriais no Nordeste teve início no ano de 1970. Em 2004, com a publicação da Lei nº 10.848, de 15/03/2004, e do Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, os contratos foram adequados ao novo modelo setorial e desdobrados em três instrumentos: conexão ao sistema de transmissão, uso do sistema de transmissão e compra e venda de energia de elétrica. Esses instrumentos foram firmados com as seguintes empresas, listadas por estado: Bahia (Braskem UNIB, Braskem UCS/MVC/PVC, Brasil Kirin, Dow Brasil, Ferbasa, Gerdau BA, Mineração Caraíba, Novelis, Paranapanema, Vale Manganês), Pernambuco (Gerdau PE), Alagoas (Braskem UCS) e Ceará (Libra), com vigência até 31/12/2010, conforme o Art. 25 da Lei nº 10.848 e o Art. 54 do Decreto nº 5.163. Em novembro de 2010, a Chesf aditou, com exceção da Novelis que fechou sua planta, os Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica – CCVE com vigência até 30/06/2015, com base no Artigo 22 da Lei nº 11.943, de 28/05/2009, regulamentada pelo do Decreto nº 7.129/2010.

Em 22/06/2015 foi publicada a Medida Provisória MP nº 677, convertida na Lei nº 13.182, de 03/11/2015, com a seguinte concepção: **a)** prorrogação da concessão da UHE Sobradinho até fevereiro de 2052; **b)** prorrogação dos contratos com os Consumidores Industriais até fevereiro de 2037, com redução gradual dos montantes de energia nos últimos 6 anos; e **c)** criação do Fundo de Energia do Nordeste – FEN a partir de recursos da diferença entre o preço de contrato dos Consumidores Industriais e a Receita Anual de Geração - RAG.

Com a publicação da MP nº 677/2015, a Chesf analisou as condições estabelecidas na referida MP, sob as óticas técnica, comercial, econômico-financeira e jurídica, sendo essa análise objeto da Nota Técnica “Avaliação da Prorrogação dos Contratos dos Consumidores Industriais com base na MP nº 677/2015”, de julho/2015, e do Parecer Jurídico “Regime Jurídico e Riscos Envolvidos na Prorrogação de Contratos de Fornecimento de Energia Elétrica sob a Égide da MP nº 677/15”, emitido pelo Professor Dr. Alexandre Santos de Aragão, de 28/07/2015, ratificado pelo Despacho Chesf nº DJU- 3.2015.001, de 28/07/2015. A referida Nota Técnica concluiu pela vantajosidade da formalização da prorrogação através de Aditivos aos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica com os Consumidores Industriais.

O Conselho de Administração ao tomar conhecimento da matéria, pela relevância, decidiu encaminhar o assunto à Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas, realizada em 21/08/2015, que: i) referendou o requerimento feito à Aneel pela Chesf, por meio da CE-PR-168/2015, de 10/07/2015, para prorrogação do prazo da concessão da Usina Hidrelétrica de Sobradinho, por mais 30 (trinta) anos, contados a partir de fevereiro de 2022, nas condições estabelecidas na Medida Provisória nº 677, de 22/06/2015; e ii) autorizou a celebração dos Aditivos aos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, nos termos da Medida Provisória nº 677, de 22/06/2015.

2.4 - REVISÃO TARIFÁRIA – CONCESSÃO 061/2001

Conforme previsto nos contratos de concessão, os contratos de transmissão renovados preveem revisão tarifária a cada ciclo de 5 anos.

A revisão tarifária dos contratos renovados por meio da MP nº579, renovados em 2012, deveriam ocorrer em julho de 2017, entretanto esse prazo foi prorrogado e é esperado que o processo de revisão tarifária ocorra no exercício de 2020.

Em resumo, no processo de revisão tarifária, a Aneel verifica a base de ativos da Companhia e os custos operacionais da concessão gerando uma nova base tarifária para os próximos 5 anos. Para a Companhia o contrato 61/2001 será objeto de revisão tarifária.

Assim que a Aneel finalizar o processo de revisão tarifária dessas concessões, os efeitos contábeis serão avaliados. Até o momento não é possível concluir quais seriam esses impactos, se houver.

3 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

3.1. Declaração de conformidade

As demonstrações contábeis para fins regulatórios foram preparadas de acordo com as normas, procedimentos e diretrizes contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL através da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014.

Essas demonstrações foram preparadas em consonância com as orientações emitidas pelo Órgão Regulador para demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis para fins regulatórios são separadas das demonstrações financeiras societárias da Sociedade. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e a base de preparação das informações previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as instruções contábeis para fins regulatórios especificam um tratamento ou divulgação diferentes em certos aspectos. Quando as instruções contábeis regulatórias não tratam de uma questão contábil de forma específica, faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil. No entanto, a base para apuração fiscal corrente e dos dividendos é o lucro apurado com base nas práticas contábeis societárias e divulgado nas demonstrações financeiras societárias da Sociedade.

A autorização para a conclusão destas Demonstrações Contábeis Regulatórias foi dada pela Administração da Companhia em 07 de agosto de 2020.

3.2. Base de elaboração e mensuração

As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014 e esclarecimentos prestados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF da Aneel que confirmam a não obrigatoriedade de preparação das práticas de consolidação de controladas, e permitem o cálculo da equivalência patrimonial de investimentos com base nas suas demonstrações contábeis societárias.

3.3. Moeda funcional e moeda de apresentação

As demonstrações contábeis são apresentadas na moeda corrente e legal do País, o Real, que é a moeda funcional da Companhia. Todos os saldos foram arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

4 - PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

A Companhia aplicou as políticas contábeis descritas abaixo de maneira consistente a todos os exercícios apresentados nestas demonstrações contábeis regulatórias.

4.1. Investimentos em controladas em conjunto

Nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia, os investimentos em sociedades controladas e/ou controladas em conjunto são registrados e avaliados pelo método de equivalência patrimonial, conforme CPC 18 (R2) (IAS 28), reconhecido no resultado do exercício como receita (ou despesa) operacional.

Para efeitos do cálculo da equivalência patrimonial, ganhos ou transações a realizar entre a Companhia e suas investidas e equiparadas são eliminados na medida da participação da Companhia.

Quando necessário, as práticas contábeis das controladas e/ou controladas em conjunto são ajustadas para garantir consistência com as práticas adotadas pela Companhia. Os dividendos recebidos provenientes desses investimentos societários são registrados como redução do valor dos respectivos investimentos.

4.2. Investimentos em coligadas

Uma coligada é uma entidade sobre a qual a Companhia possui influência significativa, mas que não se configura como uma controlada nem como uma participação em um empreendimento sob controle comum (*joint venture*). Influência significativa é o poder de participar das decisões sobre as políticas financeiras e operacionais da investida, sem exercer controle individual ou conjunto sobre essas políticas.

Os resultados ativos e passivos das coligadas são incorporados às demonstrações contábeis regulatórias com base no método de equivalência patrimonial, pelo qual os investimentos são inicialmente registrados pelo valor de custo e em seguida ajustados para fins de reconhecimento da participação da Companhia no lucro ou prejuízo e outros resultados abrangentes da coligada.

4.3. Investimentos em controladas

Controladas são todas as entidades nas quais a Companhia detém o controle. A Companhia controla uma entidade quando está exposta ou tem direito a retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade e tem a capacidade de interferir nesses retornos devido ao poder que exerce sobre a entidade.

Nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia, as participações em entidades controladas são reconhecidas pelo método de equivalência patrimonial.

4.4. – Ativos mantidos para venda

Os ativos não circulantes mantidos para venda são classificados como mantidos para venda se for altamente provável que serão recuperados primariamente por meio de venda ao invés do seu uso contínuo.

Os ativos mantidos para venda, são geralmente mensurados pelo menor valor entre o seu valor contábil e o valor justo menos as despesas de venda. Qualquer perda por redução ao valor recuperável sobre um grupo de ativos mantidos para venda é inicialmente alocada ao ágio, e então, para os ativos e passivos remanescentes numa base pro rata, exceto pelo fato de que nenhuma perda deve ser alocada aos estoques, ativos financeiros, ativos fiscais e diferidos, ativos de benefícios a empregado, propriedade para investimentos e ativos biológicos, os quais continuam a ser mensurados conforme as outras políticas contábeis da Companhia. As perdas por redução ao valor recuperável apuradas na classificação inicial como mantidos para venda ou para distribuição e os ganhos de remunerações subsequentes, são reconhecidos no resultado.

Uma vez classificados como mantidos para venda, ativos intangíveis e imobilizado não são mais amortizados ou depreciados, e qualquer investimento mensurado pelo método de equivalência patrimonial não é mais sujeito à aplicação do método.

4.5. Reconhecimento de receita

A receita compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber decorrente do curso normal das atividades da Companhia, excluídos descontos, abatimentos e encargos sobre vendas.

A Companhia reconhece a receita quando: (i) o seu valor pode ser mensurado com segurança; (ii) é provável que benefícios econômicos fluirão para a Companhia; e (iii) quando critérios específicos tiverem sido atendidos para cada uma de suas atividades.

4.6. Subvenções governamentais

As subvenções governamentais decorrentes de incentivos fiscais são registradas no resultado do período, como redução do imposto apurado, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 07(R1) (IAS 20). A parcela do lucro decorrente desses incentivos fiscais é objeto de destinação à Reserva de Lucro denominada Reserva de Incentivos Fiscais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei nº 6.404/1976, a qual somente é utilizada para aumento do capital social ou eventual absorção de prejuízos.

4.7. Tributação

O imposto de renda e contribuição social do exercício corrente e diferido são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$ 240 para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real. Para os contratos com incentivo fiscal a alíquota do imposto de renda de 25%, sofre redução de 75%, calculado sobre o lucro da exploração dos empreendimentos incentivados.

O imposto de renda e a contribuição social, correntes e diferidos, são reconhecidos no resultado do exercício, exceto quando estão relacionados com itens registrados em “Outros resultados abrangentes” ou diretamente no patrimônio líquido, caso em que os impostos correntes e diferidos também são reconhecidos em “Outros resultados abrangentes” ou diretamente no patrimônio líquido, respectivamente.

4.7.1. Tributos correntes

A provisão para imposto de renda e contribuição social está baseada no lucro tributável do exercício. O lucro tributável difere do lucro apresentado na demonstração do resultado porque exclui receitas ou despesas tributáveis ou dedutíveis em outros exercícios, além de excluir itens não tributáveis ou não dedutíveis de forma permanente. A provisão para

imposto de renda e contribuição social é calculada individualmente por cada investida com base nas alíquotas vigentes no fim do exercício.

4.7.2. Tributos diferidos

O imposto de renda e a contribuição social diferidos (tributos diferidos) são reconhecidos sobre as diferenças temporárias no final de cada exercício, entre os saldos de ativos e passivos reconhecidos nas demonstrações contábeis e as bases fiscais correspondentes usadas na apuração do lucro tributável, incluindo saldo de prejuízos fiscais, quando aplicável. Os tributos diferidos passivos são geralmente reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis e os tributos diferidos ativos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias dedutíveis, apenas quando for provável que a Companhia apresentará lucro tributável futuro em montante suficiente para que tais diferenças temporárias dedutíveis possam ser utilizadas.

A recuperação do saldo dos tributos diferidos ativos é revisada no final de cada exercício e, quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado.

Tributos diferidos ativos e passivos são mensurados pelas alíquotas aplicáveis no período no qual se espera que o passivo seja liquidado ou o ativo seja realizado, com base nas alíquotas previstas na legislação tributária vigente no final de cada exercício, ou quando uma nova legislação tiver sido aprovada. A mensuração dos tributos diferidos ativos e passivos reflete as consequências fiscais que resultariam da forma na qual a Companhia espera recuperar ou liquidar o valor contábil desses ativos e passivos no final de cada exercício.

4.8. Imobilizado

É registrado ao custo de aquisição ou construção, deduzido da depreciação acumulada e quaisquer perdas acumuladas por redução ao valor recuperável (*impairment*). Inclui principalmente os ativos de geração, de transmissão, e ativos administrativos.

Os gastos de natureza ambiental com ações e programas realizados até a liberação da primeira licença de operação são registrados no Imobilizado, e os gastos realizados a partir de então passam a ser registrados no resultado do exercício.

Os custos de financiamentos e empréstimos também são acrescentados ao custo total dos ativos adquiridos ou construídos, até a data em que tais ativos estiverem prontos para o uso.

Gastos subsequentes são capitalizados apenas quando é provável que benefícios econômicos futuros associados com os gastos serão auferidos pela Companhia.

A depreciação é calculada para amortizar o custo de itens do ativo imobilizado, utilizando o método linear baseado nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel as quais são revisadas periodicamente e aceitas pelo mercado como uma estimativa adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens. A depreciação é geralmente reconhecida no resultado.

4.9. Ativos intangíveis

Ativos intangíveis com vidas úteis definidas, adquiridos separadamente, são registrados ao custo, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos.

Os *softwares* corporativos são capitalizados com base nos custos incorridos para aquisição e para fazer com que eles estejam prontos para ser utilizados, amortizados durante sua vida útil estimável.

Os gastos associados à manutenção de *softwares* são reconhecidos como despesa, conforme incorridos.

Os custos de desenvolvimento que são diretamente atribuíveis ao projeto e são identificáveis e exclusivos, controlados pela Companhia, são reconhecidos como ativos intangíveis quando os seguintes critérios são atendidos:

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

Outros gastos de desenvolvimento que não atendam a esses critérios são reconhecidos como despesa, a medida em que forem incorridos.

4.10. Obrigações especiais vinculadas à concessão

Estão representadas pelos valores nominais ou bens recebidos de consumidores das concessionárias e de consumidores não cooperados das permissionárias, para realização de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica. Esta conta é amortizada pela taxa média de depreciação dos ativos correspondentes a essas obrigações, conforme legislação vigente.

4.11. Redução ao valor recuperável de ativos

4.11.1 Ativos financeiros não derivativos

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

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

- inadimplência ou atrasos do devedor;
- reestruturação de um valor devido a Companhia em condições não consideradas em condições normais;
- indicativos de que o devedor ou emissor irá entrar em falência;
- mudanças negativas na situação de pagamentos dos devedores ou emissores;
- o desaparecimento de um mercado ativo para o instrumento; ou
- dados observáveis indicando que houve um declínio na mensuração dos fluxos de caixa esperados de um grupo de ativos financeiros.

Para investimentos em títulos patrimoniais, evidência objetiva de perda por redução ao valor recuperável inclui um declínio significativo ou prolongado no seu valor justo abaixo do custo. A Companhia considera um declínio de 20% como significativo e o período de 9 meses como prolongado.

A Companhia considera evidência de perda de valor de ativos mensurados pelo custo amortizado tanto em nível individual como em nível coletivo. Todos os ativos individualmente significativos são avaliados quanto à perda por redução ao valor recuperável. Aqueles que não tenham sofrido perda de valor individualmente são então avaliados coletivamente quanto a qualquer perda de valor que possa ter ocorrido, mas não tenha sido ainda identificada. Ativos que não são individualmente significativos são avaliados coletivamente quanto à perda de valor com base no agrupamento de ativos com características de risco similares.

Ao avaliar a perda por redução ao valor recuperável de forma coletiva, a Companhia utiliza tendências históricas do prazo de recuperação e dos valores de perda incorridos, ajustados para refletir o julgamento da Administração sobre se as condições econômicas e de crédito atuais são tais que as perdas reais provavelmente serão maiores ou menores que as sugeridas pelas tendências históricas.

Uma perda por redução ao valor recuperável é calculada como a diferença entre o valor contábil e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontados à taxa de juros efetiva original do ativo. As perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em uma conta de provisão. Quando o Grupo considera que não há expectativas razoáveis de recuperação, os valores são baixados. Quando um evento subsequente indica uma redução da perda de valor, a redução pela perda de valor é revertida por meio do resultado.

Uma perda por redução ao valor recuperável referente a uma investida avaliada pelo método de equivalência patrimonial é mensurada pela comparação do valor recuperável do investimento com seu valor contábil. Uma perda por redução ao valor recuperável é reconhecida no resultado e é revertida se houver uma mudança favorável nas estimativas usadas para determinar o valor recuperável.

4.11.2 Ativos não financeiros

No fim de cada exercício, a Companhia revisa o valor contábil de seus ativos para determinar se há indicação de que tais ativos sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável. Caso haja tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante de perda, se houver. Quando não for possível estimar o montante recuperável de um ativo individualmente, a Companhia calcula o montante recuperável da unidade geradora de caixa à qual pertence o ativo.

O montante recuperável é o maior valor entre o valor justo menos os custos na venda ou o valor em uso. Na avaliação do valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao valor presente pela taxa de desconto que

reflita uma avaliação atual de mercado do valor da moeda no tempo e os riscos específicos do ativo para o qual a estimativa de fluxos de caixa futuros não foi ajustada.

Se o montante recuperável de um ativo, ou unidade geradora de caixa, calculado for menor que seu valor contábil, o valor contábil do ativo, ou unidade geradora de caixa, é reduzido ao seu valor recuperável, com a perda por redução ao valor recuperável reconhecida no resultado.

4.12. Almoxarifado

Os materiais em almoxarifado, classificados no Ativo Circulante, bem como aqueles destinados a investimentos, classificados no Ativo Não Circulante/Imobilizado, estão registrados ao custo médio de aquisição, deduzidos de provisões para perda, quando aplicável, e não excedem a seus custos de reposição ou valores de realização.

4.13. Instrumentos financeiros

4.13.1. Ativos financeiros

Os ativos financeiros da Companhia estão classificados como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e recebíveis e investimentos mantidos até o vencimento.

Ativos financeiros são reconhecidos a valor justo acrescidos, no caso de ativos não designados a valor justo por meio do resultado, dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição desse ativo financeiro.

Os ativos financeiros da Companhia incluem caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes, indenizações a receber do poder concedente, títulos e valores mobiliários, aplicações financeiras, concessão de serviço público e outros créditos.

4.13.1.1. Mensuração subsequente dos ativos financeiros

A mensuração subsequente de ativos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- **Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado**

Os ativos financeiros são classificados *a valor justo por meio do resultado*, quando são mantidos para negociação ou designados pelo valor justo por meio do resultado.

Ativos financeiros *a valor justo por meio do resultado* são apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidos na demonstração do resultado.

- **Recebíveis**

Recebíveis são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos, menos perda por redução ao valor recuperável. O custo amortizado é calculado levando em consideração desconto na aquisição e taxas ou custos incorridos.

- **Investimentos mantidos até o vencimento**

Ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e vencimentos fixos são classificados como *mantidos até o vencimento* quando a Companhia tiver manifestado intenção e capacidade financeira para mantê-los até o vencimento. Após a avaliação inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são avaliados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável.

4.13.1.2. Desreconhecimento (baixa) dos ativos financeiros

Um ativo financeiro é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expiram;
- A Companhia transfere os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assume uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos a um terceiro, por força de um acordo de “repasso”; e (a) A Companhia transfere todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) A Companhia não transfere nem retém todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transfere o controle sobre o ativo.

4.13.2. Passivos financeiros

Os passivos financeiros são classificados como financiamentos e empréstimos, passivos financeiros a valor justo por meio do resultado, e mantidos para negociação. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo e, no caso de financiamentos e empréstimos, são acrescidos do custo da transação diretamente relacionado.

Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores e financiamentos e empréstimos.

4.13.2.1. Mensuração subsequente dos passivos financeiros

A mensuração dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- **Financiamentos e empréstimos**

Após o reconhecimento inicial, financiamentos e empréstimos são mensurados pelo custo amortizado, sendo acrescidos de encargos, juros e variações monetárias e/ou cambiais nos termos contratuais, incorridos até a data do balanço.

4.13.2.2. Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros

Um passivo financeiro é baixado quando a obrigação estiver revogada, cancelada ou expirada. Quando um passivo financeiro existente for substituído por outro do mesmo mutuante com termos substancialmente diferentes, ou os termos de um passivo existente forem significativamente alterados, essa substituição ou alteração é tratada como baixa do passivo original e reconhecimento de um novo passivo, sendo a diferença nos correspondentes valores contábeis reconhecida na demonstração do resultado.

4.13.3. Valor justo de instrumentos financeiros

O valor justo de instrumentos financeiros ativamente negociados em mercados financeiros organizados é determinado com base nos preços de compra cotados no mercado, no fechamento dos negócios na data do balanço, sem dedução dos custos de transação.

O valor justo de instrumentos financeiros para os quais não haja mercado ativo é determinado utilizando-se técnicas de avaliação. Essas técnicas podem incluir o uso de transações recentes de mercado, com isenção de interesses; referência ao valor justo corrente de outro instrumento similar; análise de fluxo de caixa descontado ou outros modelos de avaliação.

4.14. Benefícios a empregados

4.14.1. Benefícios de curto prazo

Obrigações de benefícios de curto prazo a empregados são reconhecidas como despesas de pessoal conforme o serviço correspondente seja prestado. O passivo é reconhecido pelo montante do pagamento esperado caso o Grupo tenha uma obrigação legal ou construtiva presente de pagar esse montante em função de serviço passado prestado pelo empregado, e a obrigação possa ser estimada de maneira confiável.

4.14.2. Benefícios pós-emprego

a) Obrigações de aposentadoria

As obrigações por contribuições aos planos de contribuição definida são reconhecidas no resultado como despesas com pessoal quando os serviços relacionados são prestados pelos empregados. As contribuições pagas antecipadamente são reconhecidas como um ativo na extensão em que um ressarcimento de caixa ou uma redução em futuros pagamentos esteja disponível.

A obrigação líquida quanto aos planos de benefício definido é calculada individualmente para cada plano mediante estimativa do valor do benefício futuro que os empregados receberão como retorno pelos serviços prestados no período atual e em períodos anteriores. Esse benefício é descontado para determinar o seu valor presente. Quaisquer custos de serviços passados não reconhecidos e os valores justos de quaisquer ativos do plano são deduzidos.

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

b) Outras obrigações pós-emprego

A Companhia subsidia parte dos prêmios decorrentes de uma apólice de seguro de vida para os empregados ativos. Os ex-empregados aposentados, que optaram por permanecer vinculados a essa apólice, pagam integralmente o prêmio que é estabelecido de forma coletiva para toda a massa de ativos e inativos. Todavia, dadas as características etárias das massas populacionais de ativos e inativos, o cálculo atuarial do prêmio segregado atribuível à massa inativa identifica a existência de um subsídio pós-emprego indireto pago pela Companhia. Essas obrigações são avaliadas, anualmente, por atuários independentes e os ganhos e perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e em mudanças de premissas atuariais, são debitados ou creditados diretamente no patrimônio líquido - “outros resultados abrangentes”, no período em que ocorrem.

4.15. Resultado por ação

O resultado por ação básico é calculado por meio do resultado do período atribuível aos detentores de ações ordinárias e preferenciais e na média ponderada de ações em circulação no respectivo período. O resultado por ação diluído é calculado por meio da quantidade das ações em circulação, ajustada pelos instrumentos potencialmente conversíveis em ações, com efeito diluidor nos períodos apresentados, nos termos do CPC 41.

4.16. Distribuição de dividendos

A política de reconhecimento contábil de dividendos está em consonância com as normas previstas nos CPC 25 e ICPC 08(R1), as quais determinam que os dividendos propostos a serem pagos e que estejam fundamentados em obrigações estatutárias, devem ser registrados no passivo circulante.

O estatuto social da Companhia estabelece que, no mínimo, 25% do lucro líquido anual sejam distribuídos a título de dividendos.

Desse modo, no encerramento do exercício social e após as compensações de prejuízos acumulados e as devidas destinações legais, a Companhia registra provisão equivalente ao dividendo mínimo obrigatório, no passivo circulante, e os dividendos propostos excedentes ao mínimo obrigatório como dividendo adicional proposto, no patrimônio líquido.

Os dividendos não reclamados no prazo de três anos são revertidos para a Companhia, conforme previsão legal.

4.17. Demais Práticas Contábeis

a) Estimativas e julgamentos contábeis críticos

Na preparação das presentes Demonstrações Contábeis a Companhia adotou estimativas e premissas baseada na experiência e em outros fatores que entende como razoáveis e relevantes para a sua adequada apresentação. Ainda que essas estimativas e premissas sejam permanentemente monitoradas e revistas pela Companhia, a materialização sobre o valor contábil de ativos e passivos e de resultado das operações é incerta, por decorrer do uso de julgamento.

No que se refere às estimativas contábeis avaliadas como sendo as mais críticas, a Companhia forma seus julgamentos sobre eventos futuros, variáveis e premissas, como a seguir:

- Ativos e passivos fiscais diferidos - são calculados e reconhecidos utilizando-se as alíquotas aplicáveis às estimativas de lucro tributável para compensação nos anos em que essas diferenças temporárias e os prejuízos fiscais de imposto de renda e bases negativas de contribuição social acumulados deverão ser realizados.

Os prejuízos fiscais e base negativa não prescrevem e sua compensação fica restrita ao limite de 30% do lucro tributável gerado em determinado exercício fiscal. As estimativas de lucro tributável são baseadas no plano estratégico da Companhia, revisado periodicamente. Entretanto, o lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas quando da definição da necessidade de registrar ou não o montante do ativo fiscal diferido.

- Provisões - São reconhecidas quando um evento gera uma obrigação futura com probabilidade provável de saída de recursos e seu valor pode ser estimado com segurança. Desta forma, o valor constituído como provisão é a melhor estimativa de liquidação de uma provável obrigação na data das demonstrações contábeis, levando em consideração os riscos e incertezas relacionados.

As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais. Os resultados reais podem diferir das estimativas.

- Contratos onerosos - obrigações presentes resultantes de contratos onerosos são reconhecidas e mensuradas como provisões. Um contrato oneroso existe quando os custos inevitáveis para satisfazer as obrigações do contrato excedem os benefícios econômicos que se esperam que sejam recebidos ao longo do mesmo contrato. A Companhia utiliza-se de premissas relacionadas aos custos e benefícios econômicos de cada contrato para a determinação da existência ou não de um contrato oneroso.

O montante relativo ao período de longo prazo estão reconhecidos a valor presente, com base em taxa de desconto pós impostos aprovados pela Administração.

A estimativa crítica na determinação do montante de provisão para a venda futura do contrato é o PLD médio histórico aprovado pelo Sistema Eletrobras como premissa para o cálculo da provisão do contrato oneroso, exclusivamente para fins contábeis.

- Valor recuperável de ativos de longa duração – A Administração da Companhia adota variáveis e premissas em teste de determinação de recuperação de ativos de longa duração para determinação do valor recuperável de ativos e reconhecimento de *impairment*, quando necessário. Nesta prática, são aplicados julgamentos baseados na experiência na gestão do ativo, conjunto de ativos ou unidade geradora de caixa, que podem eventualmente não se verificar no futuro, inclusive quanto à vida útil econômica estimada, que representa as práticas determinadas pela Aneel aplicáveis aos ativos vinculados à concessão do serviço público de energia elétrica, que podem variar em decorrência da análise periódica do prazo de vida útil econômica de bens, em vigor. Também impactam na determinação das variáveis e premissas utilizadas na determinação dos fluxos de caixa futuro descontados, para fins de reconhecimento do valor recuperável de ativos de longa duração, diversos eventos intrinsecamente incertos. Dentre esses eventos destacam-se a manutenção dos níveis de consumo de energia elétrica, a taxa de crescimento da atividade econômica do país, a disponibilidade de recursos hídricos, além daquelas inerentes ao fim dos prazos de concessão de serviços públicos de energia elétrica detidas pela Companhia, em especial quanto ao valor de sua reversão ao final do prazo de concessão. Neste ponto, foi adotada a premissa de indenização contratualmente prevista, quando aplicável, pelo menor entre o valor contábil residual existente no final do prazo das concessões de geração e transmissão de energia elétrica e o valor novo de reposição.
- Base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões de serviço público - A Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, em 11 de janeiro de 2013, definiu o valor novo de reposição (VNR) como a base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões de serviço público. A Companhia adota a premissa de que os bens são reversíveis no final dos contratos de concessão, com direito ao recebimento de indenização do Poder Concedente sobre os investimentos ainda não amortizados, pelo menor entre o valor residual contábil e o valor novo de reposição. Seguindo essa premissa, foram mantidos valores a receber do poder concedente relacionados a Rede Básica do Sistema Existente – RBSE e a investimentos realizados após o projeto básico das usinas, os quais ainda serão objeto de homologação pela Aneel.
- Obrigações atuariais - As obrigações atuariais são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes e os resultados reais futuros das estimativas contábeis utilizadas nestas Demonstrações contábeis podem ser distintos, sob variáveis, premissas e condições diferentes daquelas existentes e utilizadas na época do julgamento.
- Vida útil dos bens do imobilizado – A Companhia utiliza os critérios definidos na resolução Aneel nº 367, de 02 de junho de 2009, atualizada pela Resolução nº 474 de 07/02/2012, na determinação da vida útil estimada dos bens do ativo imobilizado.
- Definição de controle e controle compartilhado na determinação das controladas, controladas em conjuntos e coligadas.
- 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.

b) Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem saldos de caixa, depósitos bancários à vista e as aplicações financeiras com liquidez imediata, ou seja, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e que estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor.

c) Contas a receber de clientes

As contas a receber de clientes, são decorrentes da venda de energia, da disponibilização do sistema de transmissão, de serviços prestados, acréscimos moratórios e outros, até o encerramento do exercício, contabilizados com base no regime de competência e ajustados a valor presente.

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída em montante considerado suficiente pela Administração para cobrir eventuais perdas na realização dessas contas a receber.

d) Títulos e valores mobiliários

As aplicações financeiras em Letras do Tesouro Nacional – LTN e Notas do Tesouro Nacional - NTN, séries B e F, são mantidas para negociação em fundo de investimento exclusivo, conforme regulamentação em vigor. Os demais títulos e valores mobiliários, correspondentes a menor parte, estão relacionados a Títulos da Dívida Agrária – TDA e Notas do Tesouro Nacional – NTN, série P, com vencimentos definidos, para os quais a Companhia tem a intenção de manter até o vencimento. São registrados pelo custo de aquisição acrescido por juros e atualização monetária, com impactos no resultado e são ajustados ao valor provável de realização, quando aplicável.

e) Cauções e depósitos vinculados

As cauções e depósitos vinculados referem-se a garantias prestadas a instituições financeiras e em leilões de energia elétrica e depósitos judiciais vinculados a processos existentes nas esferas judicial e administrativa, estão registradas ao custo, acrescidos dos respectivos rendimentos auferidos até a data do balanço.

f) Ativos indexados

Os ativos indexados estão atualizados até a data do balanço, e os demais demonstrados ao custo, deduzidos de eventuais provisões para perdas.

g) Ajuste a Valor Presente

Os ativos e passivos decorrentes de operações de longo prazo e as de curto prazo quando o efeito é considerado relevante em relação às demonstrações contábeis, são ajustados a valor presente com base em taxas de desconto de mercado na data da transação.

h) Resultado

É apurado pelo regime de competência e considera a constituição e a realização dos créditos fiscais no exercício e a redução do imposto de renda com origem em incentivos fiscais Sudene, calculada com base no lucro da exploração (nota 42).

j) Receitas e despesas financeiras

As receitas e despesas financeiras são compostas principalmente de juros e variações monetárias decorrentes de aplicações financeiras, dos valores a receber - Lei nº 12.783/2013 e financiamentos e empréstimo, e são reconhecidas pelo regime de competência.

4.18. ASPECTOS ESPECÍFICOS DO SETOR ELÉTRICO

4.18.1 - Receita Anual Permitida – RAP

A Receita Anual Permitida - RAP definida no Contrato de Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica refere-se ao valor autorizado pela Aneel, mediante resolução, a ser auferido pela Companhia pela disponibilização das instalações do seu Sistema de Transmissão. É composta pela parcela referente às instalações da Rede Básica mais as parcelas referentes às demais instalações de transmissão e conexões.

De acordo com o primeiro termo aditivo ao Contrato de Concessão nº 061/2001, a RAP desse contrato será reajustada pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, em substituição ao IGP-M, e passará por revisões tarifárias a cada 5 anos, alterando a determinação anterior, vigente até a prorrogação da sua concessão, que previa revisões tarifárias a cada 4 anos.

Nas novas concessões, obtidas em Leilões Públicos de Transmissão, a receita corresponderá ao valor indicado nos lances, sendo fixa e reajustada anualmente pelo IPCA ao longo do período de concessão e está sujeita, também, a revisões tarifárias a cada cinco anos, durante os 30 anos de duração da concessão.

4.18.2. Receita Anual de Geração - RAG

Homologada pela Aneel, corresponde à receita pela disponibilização da garantia física, em regime de cotas, de energia e de potência de suas usinas, a ser paga em parcelas duodecimais e sujeita a ajustes por indisponibilidade ou desempenho de geração, excluído o montante necessário à cobertura das despesas com as contribuições sociais ao Programa de Integração Social e ao Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/Pasep), e com a Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins).

4.18.3. Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

Representam o saldo de valores e/ou bens recebidos da União Federal e de Consumidores em geral, em parceria com a Companhia.

4.18.4. Reserva Global de Reversão - RGR

Encargo criado pelo Decreto nº 41.019, de 26/02/1957, tendo a sua vigência estendida até 2035, por intermédio da Lei nº 12.431, de 24/06/2011. Refere-se a um valor anual estabelecido pela Aneel, pago mensalmente em duodécimos pelas concessionárias, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação do Serviço Público de Energia Elétrica, como também para financiar a expansão e a melhoria desse serviço. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de energia elétrica e limitado a 3,0% da sua receita anual. As concessões de Geração e Transmissão de energia elétrica prorrogada ou licitada nos termos da lei nº 12.783/2013, ficam desobrigadas, a partir de 1ª de janeiro de 2013, do recolhimento da cota anual da RGR.

4.18.5. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfra

Instituído pela Lei nº 10.438/2002, em seu art. 3º, alterado pelo art. 9º da Lei nº 10.762/2003, e pelo artigo 2º da Lei nº 10.889/2004, tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão, ou distribuição de energia elétrica, e visando, também, ao aumento da participação de agentes no Setor Elétrico.

4.18.6. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH

Criada pela Lei nº 7.990/1989, destina-se a compensar os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionada por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas. Do montante arrecadado mensalmente a título de compensação financeira, 45% destinam-se aos Estados, 45% aos Municípios, 3% ao Ministério do Meio Ambiente, 3% ao Ministério de Minas e Energia e 4% ao Ministério da Ciência e Tecnologia. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula: $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$, onde TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência, estabelecida anualmente pela Aneel (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica. Sua gestão está a cargo da Aneel. A partir da Lei nº 12.783/2013, a compensação financeira pela utilização de recursos hídricos relativa às usinas hidrelétricas que tiveram sua concessão prorrogada, passou a ser recolhida pela Companhia e arrecadada das distribuidoras por meio de seu faturamento.

4.18.7. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

Criada pela Lei nº 10.438/2002, com a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; iii) promover a universalização do serviço público de energia elétrica em todo o território nacional. Os recursos são provenientes: (i) dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UBP, estabelecidos nas concessões de geração; (ii) multas aplicadas pela Aneel; e (iii) dos pagamentos de cotas anuais por parte de todos os agentes que comercializam energia elétrica com o consumidor final no Sistema Interligado Nacional - SIN, com base nos valores da CCC dos sistemas interligados referentes ao ano de 2001, atualizados anualmente pelo crescimento do mercado e pelo IPCA. A partir do exercício de 2013, como um dos instrumentos para viabilizar a redução na conta de energia, essa contribuição foi reduzida para 25% da taxa vigente.

4.18.8. Pesquisa e Desenvolvimento - P&D

Criado pela Lei nº 9.991/2000, o programa de P&D estabelece que as concessionárias e permissionárias do serviço público de geração e transmissão de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% (um por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do Setor Elétrico. Os recursos são destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia, Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, ao Ministério de Minas e Energia e aos agentes, a serem aplicados em projetos aprovados pela Aneel. Estão envolvidos com a sua gestão os Ministérios da Ciência e Tecnologia e de Minas e Energia, como também a Aneel e os próprios agentes.

4.18.9. Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica – TFSEE

Instituída pela Lei nº 9.427/1996, equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizada do Serviço Público de Energia Elétrica. Seu valor anual é estabelecido pela Aneel com a finalidade de constituir sua receita para a cobertura do custeio de suas atividades. Para os segmentos de geração e de transmissão (produtores independentes, autoprodutores, concessionários, permissionários) o valor é determinado no início de cada ano civil, e para os distribuidores, o cálculo se dá a cada data de aniversário da concessão. Os valores estabelecidos em resolução são pagos mensalmente em duodécimos, e sua gestão é exercida pela Aneel.

4.18.10. Encargo de Energia de Reserva - EER

Encargo cobrado de todos os usuários do SIN, decorrente da comercialização da Energia de Reserva existente a partir do Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, com objetivo de elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica do SIN. Em janeiro de 2009, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE passou a representar os agentes de consumo dessa energia e a responder pela centralização da relação contratual entre as partes (Contratos de Energia de Reserva - CER), pelo recolhimento do encargo e gestão da Conta de Energia de Reserva - CONER. O encargo é apurado de acordo com as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, aprovadas por meio da Resolução Normativa da ANEEL nº 385/2009.

5 - CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	31/12/2019	31/12/2018
Caixa e depósitos bancários	1.312	43.718
Aplicações financeiras	-	116.236
Total	1.312	159.954

Caixa e equivalentes de caixa incluem saldos de caixa, depósitos bancários à vista e as aplicações financeiras com liquidez imediata, ou seja, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e que estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor.

A Companhia mantém suas aplicações financeiras de curto prazo, de liquidez imediata, em fundos exclusivos extramercado com carteira composta, em sua maioria, de títulos de emissão do Tesouro Nacional caracterizadas por operações compromissadas, que possuem garantia de recompra diária pelas instituições financeiras a uma taxa previamente estabelecida pelas partes.

A composição das aplicações financeiras era a seguinte em 31 de dezembro de 2019 e 2018:

	Remuneração anual	31/12/2019	31/12/2018
Aplicação financeira			
Banco do Brasil			
BB Extramercado Exclusivo 8 FI RF	6,68%	-	869
Operações compromissadas		-	869
BBDTVM Extramercado - FAE 2	6,95%	-	875
Operações compromissadas		-	875
Caixa Econômica Federal			
FI CX Extramercado IV IRFM RF LP	6,72%	-	114.492
LTN		-	99.974
NTN-B		-	-
Operações compromissadas		-	14.518
Total		-	116.236

6 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Os Títulos e valores mobiliários possuem a seguinte composição:

	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Remuneração	31/12/2019	31/12/2018
Participações minoritárias	-	-	JCP/Dividendos	23	25
Fundo Exclusivo - Letras Financeiras do Tesouro Nacional (LFT)	CEF	Após 90 dias	Pré Fixado	172.670	49.357
Fundo Exclusivo - Letras Tesouro Nacional (LTN)	CEF	Após 90 dias	Pré Fixado	281.262	32.474
Operações Compromissadas	CEF	-	-	15.781	-
Fundo Exclusivo - Letras Tesouro Nacional (LTN)	Banco do Brasil	-	Pré Fixado	372.565	-
Fundo Exclusivo - Notas Tesouro Nacional (NTN-F)	Banco do Brasil	-	Pré Fixado	5.661	-
Operações Compromissadas	Banco do Brasil	-	-	137.549	-
CDB	Santander	-	-	18	-
Renda Fixa	Santander	-	-	1.974	-
Renda Fixa	CEF	-	-	3.300	-
Títulos da dívida agrária – TDA	-	Março/2020	TR + 3% a.a.	8.125	8.103
TVM - Fundo de Energia do Nordeste - FEN	CEF	-	Pré Fixado	90.675	63.423
Total Circulante				1.089.603	153.382
Notas do Tesouro Nacional – NTN - P		01/01/2030	TR + 6% a.a.	202	193
Total Não Circulante				202	193
Total				1.089.805	153.575

As ações ordinárias e preferenciais representam participações minoritárias em empresas de telecomunicações, registradas ao valor de custo de aquisição no Ativo Circulante, ajustadas a valor de mercado quando este for inferior ao valor de custo.

As Notas do Tesouro Nacional – NTN - série P são provenientes da venda de títulos de ações representativos de participações minoritárias, depositados no Fundo Nacional de Desestatização - FND, no âmbito do Decreto nº 1.068/1994 classificadas como *títulos mantidos até o vencimento*. Durante o exercício de 2019, as Notas do Tesouro Nacional - NTN - série P tiveram taxa efetiva média no valor de 5,57% a.a.

Os Títulos da Dívida Agrária – TDA são provenientes da ação desapropriatória da União Federal, por interesse social, para fins de reforma agrária, de propriedades rurais da Companhia, nos termos do Estatuto da Terra - Lei nº 4.504, de 30/11/1964, e estão classificadas como *títulos mantidos até o vencimento*. Os títulos registrados no Ativo Não Circulante/Realizável a Longo Prazo possuem vencimentos até 2019. Durante o exercício de 2019, os Títulos da Dívida Agrária - TDA tiveram taxa efetiva média no valor de 0,84% a.a.

Fundo de Energia do Nordeste (FEN)

Fundo setorial, criado pela Medida Provisória nº 677/2015, convertida na Lei nº 13.182, de 03 de novembro de 2015. Os recursos que serão revertidos para o fundo correspondem à diferença entre o preço pago pelos grandes consumidores à Companhia e o custo de geração da energia, nos termos da legislação, com o objetivo de prover recursos para a implantação de empreendimentos de energia elétrica na Região Nordeste do Brasil, por meio de sociedades de propósito específico (SPE) nas quais a Companhia venha a possuir participação acionária de até 49% do capital próprio dessas sociedades.

7 – CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

Os créditos a receber de curto e longo prazos decorrentes de operações com energia elétrica e da disponibilização do sistema de transmissão apresentam o seguinte perfil:

DESCRIÇÃO	VALORES CORRENTES						VALORES RENEGOCIADOS				Ajuste a valor presente	31/12/2019	31/12/2018	
	CORRENTE A VENCER	CORRENTE VENCIDO					Provisão p/ Devedores Duvidosos	RENEGOCIADO A VENCER	RENEGOCIADO VENCIDO					Provisão p/ Devedores Duvidosos
		Até 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias			Mais de 60 dias	Até 60 dias				
Fornecimento de Energia	48.302	18.183	13.785	30.316	285.042	(300.616)	-	12.267	77.748	(97.741)	(3.387)	94.560	97.392	
- Industrial	48.302	18.183	13.785	30.316	285.042	(300.616)	10.661	12.267	77.748	(97.741)	(3.387)	94.560	97.392	
Suprimento Energia - Moeda Nacional	1.084.700	7.802	6.609	15.672	177.487	(207.251)	-	-	-	-	-	1.085.019	595.079	
Encargos de Uso da Rede Elétrica	320.603	10.646	4.185	9.006	94.439	(86.291)	-	-	-	-	-	352.588	312.414	
TOTAL	1.453.605	36.631	24.579	54.994	556.968	(594.158)	10.661	12.267	77.748	(97.741)	(3.387)	1.532.167	1.004.885	
Circulante												1.532.167	996.472	
Não Circulante												-	8.413	

A Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD é reconhecida em valor considerado suficiente pela Administração para cobrir as prováveis perdas na realização das contas a receber, cuja recuperação é considerada improvável. Considera uma análise individual das contas a receber vencidas, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas, na existência de garantias reais, entre outros.

• **PARCELAMENTO**

Parte dos créditos a receber antes relacionados sofreu renegociação conforme a seguir:

	31/12/2019	31/12/2018
Ligas do Brasil S.A.	82.340	68.691
Santana Têxtil	18.336	22.194
	100.676	90.885
(-) Provisão para perdas esperadas	(97.288)	(75.441)
(-) Provisão de ajuste a valor presente	(3.388)	(3.484)
Total	-	11.960
Circulante	-	3.547
Não Circulante	-	8.413

Os parcelamentos têm as seguintes características:

- **Ligas do Brasil S.A. – Libra** – Termo de Confissão de Dívida firmado entre Chesf e a Ligas do Brasil S.A. – Libra, datado de 01/09/2004, no montante de R\$ 3.423 com pagamento em 36 parcelas mensais, vencíveis a partir de 25/09/2004, corrigidas pela Selic, mais juros de 1% a.m.. As parcelas vencidas desde novembro/2005, estavam em fase de cobrança judicial por meio do Processo nº 0126653-84.2009.8.17.0001, movido na Justiça Estadual de Pernambuco, na 24ª Vara Cível da Capital. Em razão do Acordo firmado entre a Chesf e a Libra, foi pedida a extinção do processo nº 0126653-84.2009.8.17.0001 que se operou em 05/05/2010. Contudo, tal transação referiu-se apenas às faturas de consumo de energia elétrica vincendas a partir de maio de 2010. Foi interposta, pela Chesf, nova Ação Ordinária de cobrança que tramita na 17ª vara cível da capital, tombada sob o nº 00282992-95.2010.8.17.0001, objetivando a recuperação de créditos relativos a faturas atrasadas.

A Companhia manteve no exercício o registro de provisão para créditos de liquidação duvidosa desses valores.

- **Santana Têxtil** – Termo de Confissão de Dívida e Outras Avenças firmado perante o Juízo da 18ª Vara Cível da Comarca de Recife, no valor de R\$ 21.233, pagável em 60 (sessenta) parcelas mensais, iguais e sucessivas, sem incidência de juros e correção monetária. A Companhia manteve no exercício o registro de provisão para créditos de liquidação duvidosa no montante de R\$ 7.675 (R\$ 6.750, em 2018).
- **Santana Têxtil** - Termo de Confissão de Dívida e Outras Avenças DFER-001/2017, no valor de R\$ 3.892, pagável em 60 (sessenta) parcelas mensais, iguais e sucessivas, sem incidência de juros e correção monetária.

• **PROVISÃO PARA CRÉDITOS DE LIQUIDAÇÃO DUVIDOSA**

Saldos em 31/12/2018	(594.803)
Constituição	(131.516)
Reversão	11.517
Baixa	22.903
Saldos em 31/12/2019	(691.899)

A Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD é reconhecida em valor considerado suficiente pela Administração para cobrir as prováveis perdas na realização das contas a receber, cuja recuperação é considerada improvável. Considera uma análise individual das contas a receber vencidas, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas, na existência de garantias reais, entre outros. Neste exercício, as principais variações ocorridas foram decorrentes de variação monetária, juros incorporados ao contas a receber de clientes e a inadimplência do exercício.

8 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR

- Tributos a recuperar**

	31/12/2019	31/12/2018
<u>Circulante</u>		
IRPJ/CSLL	782.882	596.132
IR Fonte	12.798	4.638
Finsocial	-	2.786
PIS/Pasep	3.318	1.545
Cofins	10.556	2.382
Outros	13.794	1.304
	823.348	608.787
<u>Não Circulante</u>		
IR Fonte	-	
Finsocial	-	8.564
PIS/Pasep	20.000	19.493
Cofins	178.654	174.119
ICMS a recuperar	35	
	198.689	202.176
Total	1.022.037	810.963

PIS/Pasep e Cofins – Inconstitucionalidade do alargamento da base de cálculo

O Supremo Tribunal Federal - STF declarou a inconstitucionalidade do parágrafo 1º do artigo 3º da Lei nº 9.718/1998, que ampliou a base de cálculo do Pis/Pasep e da Cofins e deu novo conceito ao faturamento que passou a abranger todas as receitas auferidas pela pessoa jurídica independentemente do tipo de atividade exercida e a classificação contábil adotada. Tal dispositivo não possuía previsão constitucional que o amparasse, tendo sido objeto de emenda constitucional posterior.

A referida decisão somente beneficiou as empresas autoras dos recursos extraordinários julgados. Com base no Código Tributário Nacional - CTN, a Companhia ingressou, em 09/06/2005, com requerimento administrativo na Secretaria da Receita Federal do Brasil com o fim de obter o reconhecimento do direito e a restituição dos valores pagos a maior em decorrência da declaração de inconstitucionalidade da ampliação da base de cálculo dessas contribuições, pelo STF.

Com o indeferimento do citado recurso pela Secretaria da Receita Federal do Brasil, a Companhia ingressou com ações judiciais ordinárias, em julho de 2006, para a recuperação desses créditos de Pis/Pasep e da Cofins tendo obtido julgamento favorável.

No entanto, o Supremo Tribunal Federal (STF), ao analisar a constitucionalidade da aplicação da Lei Complementar nº 118/2005 (RE 566.621/RS), concluiu que o prazo prescricional de 10 (dez) anos incide apenas sobre os processos ajuizados ou requerimentos administrativos apresentados até 08/06/2005. Tendo em vista esse entendimento da Suprema Corte, a União Federal (Fazenda Nacional) impugnou a liquidação da condenação (apuração dos valores) e também ajuizou ação rescisória perante o Tribunal Regional Federal da 5ª Região, visando desconstituir parcialmente a decisão favorável à Companhia, o que representaria uma redução dos valores devidos. A ação rescisória foi julgada procedente para desconstituir a sentença. Foram interpostos embargos de declaração, que não foram providos, com o que a Chesf interpôs recurso especial, uma vez que a matéria constitucional suscitada pela Chesf na rescisória não havia sido apreciada pelo TRF5. O STJ deu provimento ao recurso da Chesf, anulando o julgamento proferido nos embargos de declaração à rescisória e determinando ao TRF5 que profira outro julgamento. Desde 24/11/2015 o processo se encontra com o relator no TRF5.

Em virtude do posicionamento firmado pelo Supremo Tribunal Federal – STF é provável que os recursos pendentes de julgamento retornem aos órgãos de origem para adequação à orientação da Corte Constitucional.

Consubstanciado na opinião dos seus consultores jurídicos sobre a ação judicial referente à COFINS, com sentença já transitada em julgado, no Comunicado Técnico nº 05/2009 do Ibracon e na Deliberação CVM nº 594/2009, a Companhia mantém registrado contabilmente no grupo de impostos e contribuições a recuperar, o montante estimado de crédito ao valor provável de realização (valor original corrigido), correspondente a R\$ 178.654, os quais serão futuramente compensados com tributos federais devidos pela Companhia.

Em relação ao Pis/Pasep, a ação judicial também teve sua sentença transitada em julgado e atualmente encontra-se em fase de liquidação de valores, com crédito fiscal estimado relativo ao período de agosto de 2001 a novembro de 2002, que, atualizado até o final deste exercício, corresponde a R\$ 20.000, registrado contabilmente no grupo de

impostos e contribuições a recuperar de acordo com o comunicado técnico do Ibracon e com a deliberação da CVM citados anteriormente.

9 – TRIBUTOS DIFERIDOS – ATIVO

A Companhia mantém em 31/12/2019 reconhecidos integralmente em seu Ativo Não Circulante, nos termos dos Pronunciamentos Técnicos CPC 26(R1) (IAS 12), aprovados pelas Deliberações CVM nº 595 e 599, ambas de 15/09/2009, ativos diferidos, no montante de R\$ 1.106.104, resultantes de diferenças temporárias, conforme distribuição a seguir:

	31/12/2019	31/12/2018
Lançamentos do ORA	1.975.215	-
Diferenças temporárias	5.277.926	-
Créditos Fiscais	7.253.141	-
. Imposto de renda sobre diferenças temporárias	453.321	-
. Contribuição social sobre diferenças temporárias	652.783	-
	1.106.104	-
Não circulante	1.106.104	-

10 – CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

10.1 - Composição

	31/12/2019	31/12/2018
<u>Circulante</u>		
Cauções e outros depósitos vinculados	32.876	15.761
	32.876	15.761
<u>Não Circulante</u>		
Depósitos vinculados a litígios	529.751	465.247
Cauções e outros depósitos vinculados	165.787	161.760
	695.538	627.007
Total	728.414	642.768

10.2 - Depósitos vinculados a litígios

	31/12/2019	31/12/2018
Trabalhistas	163.951	174.783
Cíveis	246.277	190.382
Fiscais	119.523	100.082
Total	529.751	465.247

Referem-se a valores vinculados a processos existentes nas esferas judicial e administrativa. Do montante registrado em 31/12/2019, R\$ 337.358 (R\$ 337.539, em 2018) estão diretamente relacionados às provisões relativas a processos trabalhistas, cíveis e fiscais, com risco de perda provável, demonstrados na nota 31.

O valor referente à atualização monetária, registrado no exercício de 2019 como receita financeira é de R\$ 25.995 (R\$ 13.628, em 2018).

10.3 - Cauções e outros depósitos vinculados

	31/12/2019	31/12/2018
<u>Circulante</u>		
Caução contratual CEF - empréstimo	19.204	15.759
Caução Santander	13.670	-
Outros	2	2
	32.876	15.761
<u>Não Circulante</u>		
Caução contratual BB	16.150	16.150
Caução contratual CEF - outras	14.989	17.410
Caução contratual CEF - Aneel	-	5.400
Caução contratual Bradesco	60.691	57.892
Caução contratual BNB	1.937	1.937
Carta de crédito BNB	47.020	37.971
Garantia contratual BB	25.000	25.000
	165.787	161.760
Total	198.663	177.521

A caução contratual CEF – empréstimo foi constituída em garantia ao contrato de empréstimo contraído junto ao banco.

A caução contratual CEF – outras foi constituída em garantia como de operações de liquidação financeira no âmbito da CCEE, ofertada através de contrato de cessão de direitos creditórios, firmado junto ao banco, com recursos aportados em fundo extramercado.

A caução contratual Bradesco foi constituída em garantia junto ao BNDES com saldo equivalente a 6 (seis) prestações de amortização do financiamento concedido.

A carta de crédito BNB refere-se a reserva com saldo equivalente a 3 (três) prestações de amortização do financiamento concedido, em garantia ao contrato junto ao banco.

11 – ALMOXARIFADO

	31/12/2019	31/12/2018
Matéria-prima para a produção de energia elétrica	-	276
<u>Material</u>		
Almoxarifado	67.012	62.986
Destinado à alienação	10.438	9.205
Outros	4.272	4.271
	81.722	76.462
Adiantamentos a fornecedores	615	615
Total	82.337	77.353

12 – SERVIÇOS EM CURSO

Os serviços em curso estão relacionados aos gastos com pessoal, material, serviços, dentre outros, que serão utilizados para apuração de custos referentes aos serviços executados para terceiros ou para a própria Companhia, bem como os valores relativos aos gastos com pesquisa e desenvolvimento, gastos reembolsáveis, a exemplo de estudos e projeto que serão objetos de leilão, que quando de sua conclusão poderão em função de seu desfecho, serem classificados como contas a receber, imobilizado, intangível ou resultado.

13 – DIVIDENDOS A RECEBER

Correspondem aos dividendos a receber das SPEs conforme quadro abaixo:

	31/12/2019	31/12/2018
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	-	8.396
Manaus Construtora Ltda.	9.178	9.178
Energética Águas da Pedra S.A.	6.675	-
Vamcruz I Participações S.A.	-	2.130
Total	15.853	19.704

14 – FACHESF SAÚDE MAIS

	31/12/2019	31/12/2018
Circulante		
Fachesf Saúde Mais	65.854	35.182
Total	65.854	35.182

Corresponde a adiantamentos para cobertura dos gastos referentes ao plano de saúde disponibilizado aos empregados participantes dos programas de incentivo ao desligamento (PIDV, PAE e PDC), conforme nota 27. Conforme convênio, ao término do plano os valores por ventura não utilizados serão devolvidos a Companhia.

15 – ADIANTAMENTOS A CONTROLADAS EM CONJUNTO (AFAC)

Corresponde a adiantamentos para futuro aumento de capital nas seguintes SPEs:

15.1 – Composição

	31/12/2019	31/12/2018
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	-	101.000
Energia Sustentável do Brasil S.A.	66.200	168.600
Vamcruz I Participações S.A.	-	5.929
Total	66.200	275.529

15.2 – Movimentação dos adiantamentos a controladas em conjunto (AFAC)

	Saldo em 31/12/2018	Adições	Capitalizações	Atualização Monetária	Devolução AFAC	Saldo em 31/12/2019
Energia Sustentável do Brasil S.A.	168.600	66.200	(168.600)	-	-	66.200
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	101.000	-	(101.000)	-	-	-
VamCruz I Participações S.A.	5.929	-	(1.751)	849	(5.027)	-
Total	275.529	66.200	(271.351)	849	(5.027)	66.200

16 – ATIVOS NÃO CIRCULANTES MANTIDOS PARA VENDA

No exercício foi concluída a transferência, para a Eletrobras, das SPES do Complexo Eólico Sento Sé II e do Complexo Eólico Sento Sé III (nota 18.5). Esta operação ocasionou o registro de uma receita no montante de R\$ 188.941 a qual foi usada para quitação de dívidas de financiamentos e empréstimos com a Holding (nota 24).

Controladora e Consolidado		
SPEs	31/12/2019	31/12/2018
Vamcruz I Participações S.A.	125.816	124.065
Complexo Eólico Sento Sé II	-	50.674
Complexo Eólico Sento Sé II	-	912
Total	125.816	175.651

17 - OUTROS ATIVOS

	31/12/2019	31/12/2018
<u>Circulante</u>		
Adiantamentos a empregados	21.934	15.545
Alienações em curso	9.502	15.441
Desativações em curso	40.873	29.884
Prêmios de seguros	5.596	5.849
Gastos reembolsáveis	-	9.314
Alienações de bens e direitos	1.639	1.638
Adiantamentos a fornecedores	19.673	22.293
Bens e direitos destinados à alienação	10.971	-
Serviços prestados a terceiros	34.753	27.954
Outros	43.240	55.641
	188.181	183.559
<u>Não Circulante</u>		
Bens e direitos destinados à alienação	-	10.971
FGTS - Conta-Empresa	6.619	4.704
Reserva Global de Reversão	-	5.441
Outros	13.885	9.233
	20.504	30.349
Total	208.685	213.908

Em 2018, foi firmado o termo de adesão ao Acordo de Leniência, firmado entre o Ministério da Transparência e Controladoria-Geral da União (“CGU”) e a Odebrecht S/A (“Odebrecht”), com a interveniência da Advocacia Geral da União (“AGU”), para fins de ressarcimento, em relação a empreendimentos dos quais participa, direta ou indiretamente, por meio de suas controladas.

A Companhia foi beneficiada pelo referido Acordo de Leniência com o valor a receber no montante de R\$ 13.263, em 21 (vinte e uma) parcelas anuais, a serem corrigidas pela SELIC, a partir de outubro de 2019. A Companhia mantém provisão de a valor presente deste contas a receber no valor de R\$ 3.568.

Os valores a receber consideram as participações acionárias das empresas Eletrobras nos empreendimentos das Usinas Hidroelétricas de Santo Antônio e de Belo Monte, para os quais já haviam sido registradas perdas oriundas dos achados da investigação independente, contratada pela Eletrobras, até 31/12/2019, foram registrados na linha de outros ativos.

A adesão ao Acordo é uma oportunidade de fazer retornar à Eletrobras e suas controladas, parte dos recursos a que a Companhia tem direito, diante dos prejuízos causados.

Em decorrência do não pagamento da primeira parcela do referido acordo foi constituída uma provisão para perdas esperadas no montante de R\$ 10.518.

18 - INVESTIMENTOS
18.1 - Composição:

	31/12/2019	31/12/2018
<u>Participações societárias permanentes</u>		
Controladas	955.583	1.182.329
Controladas em conjunto	5.634.135	5.216.790
Coligadas	116.345	111.518
Outras participações	479	481
(-) Provisão para perdas em investimentos	(627.086)	(365.015)
Total participações societárias	6.079.456	6.146.103
<u>Outros investimentos</u>		
Bens e direitos para uso futuro	2.212	2.212
Outros	1.091	1.091
Total outros investimentos	3.303	3.303
Total	6.082.759	6.149.406

Os investimentos são registrados com base nas demonstrações financeiras societárias das companhias investidas, pois estas são adotadas como base para distribuição dos dividendos.

18.1.1 – Participação direta

Empresas	31/12/2019	31/12/2018
<u>Controladas</u>		
Complexo Eólico Pindaí I		
- Acauã Energia S.A.	99,93%	99,93%
- Angical 2 Energia S.A.	99,96%	99,96%
- Arapapá Energia S.A.	99,90%	99,90%
- Caititu 2 Energia S.A.	99,96%	99,96%
- Caititu 3 Energia S.A.	99,96%	99,96%
- Carcará Energia S.A.	99,96%	99,96%
- Corrupião 3 Energia S.A.	99,96%	99,96%
- Teiú 2 Energia S.A.	99,95%	99,95%
Complexo Eólico Pindaí II		
- Coqueirinho 2 Energia S.A.	99,98%	99,98%
- Papagaio Energia S.A.	99,96%	99,96%
Complexo Eólico Pindaí III		
- Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.	83,01%	83,01%
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	100,00%	49,00%
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	-	100,00%
<u>Controladas em conjunto</u>		
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	49,00%
Energia Sustentável do Brasil S.A.	20,00%	20,00%
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	24,50%
Manaus Construtora Ltda.	19,50%	19,50%
Norte Energia S.A.	15,00%	15,00%
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	49,00%
Companhia Energética SINOP S.A.	24,50%	24,50%
<u>Coligada</u>		
Energética Águas da Pedra S.A.	24,50%	24,50%

Complexo Eólico Pindaí I

A Companhia, em consórcio com a empresa Sequoia Capital, venceu o 5º Leilão de Energia de Reserva (5º LER), promovido pela Aneel em 23/08/2013, cujo objeto foi a compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração eólica. Serão implantados oito parques eólicos, através das empresas Acauã Energia S.A., Angical 2 Energia S.A., Arapapá Energia S.A., Caititu 2 Energia S.A., Caititu 3 Energia S.A., Carcará Energia S.A., Corrupião 3 Energia

S.A. e Teiú 2 Energia S.A., constituídas em 14/11/2013, no município de Pindaí, na Bahia, com 68 MW de potência instalada, com início das operações previsto entre março e outubro de 2018 e prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos. No final de 2014, ocorreu uma mudança na composição acionária dessas SPEs, passando a Chesf a deter 99,9% de participação acionária. No exercício, a Companhia efetuou aportes de capital no montante de R\$ 103.062, e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 15.254 (perda de R\$ 13.026 em 2018) neste complexo eólico.

Complexo Eólico Pindaí II

O Complexo Eólico Pindaí II é formado pelas SPEs Coqueirinho 2 Energia S.A. e Papagaio Energia S.A., constituídas através do consórcio com a empresa Sequoia Capital, vencedor do Leilão ANEEL nº 09/2013 (A-3) realizado em 18/11/2013, cujo objetivo foi a implantação da UEE Coqueirinho 2, de 16 MW, e da UEE Papagaio, de 10 MW, ambas situadas no município de Pindaí, na Bahia, com início das operações previsto entre abril e maio de 2018 e prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos. No final de 2014 ocorreu uma mudança na composição acionária dessas SPEs, passando a Chesf a deter 99,9% de participação acionária sobre ambas. No exercício, a Companhia efetuou aportes de capital no montante de R\$ 25.242, e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 1.406 (perda de R\$ 2.039 em 2018) neste complexo eólico.

Complexo Eólico Pindaí III

O Complexo Eólico Pindaí III é constituído da SPE Tamanduá Mirim 2 S.A. formada em consórcio com a empresa Sequoia Capital, vencedora do Leilão ANEEL nº 10/2013 (A-5) realizado em 13/12/2013, cujo objeto foi a implantação da UEE Tamanduá Mirim 2, de 16 MW de potência, situada no município de Pindaí, na Bahia, com início das operações previsto para março de 2018 e prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos. A participação da Companhia nesse empreendimento é de 83,01%. No exercício, a Companhia efetuou aportes de capital no montante de R\$ 9.148, e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 1.252 (perda de R\$ 8.944 em 2018) neste complexo eólico.

Sistema de Transmissão Nordeste S.A.

A STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A. foi constituída em 27/10/2003, a partir do Leilão nº 001/2003-ANEEL, com o objetivo de construir e operar a linha de transmissão de 500kv, em Teresina-PI/Sobral e Fortaleza-CE, com 546 km de extensão, nos termos do Contrato de Concessão nº 005/2004 ANEEL, firmado em 18/02/2004, com prazo de concessão de 30 (trinta) anos. A sua operação comercial teve início em janeiro de 2006. A participação acionária da Companhia nessa SPE corresponde a 49,0%. Durante o exercício de 2019 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 63.775 (ganho de R\$ 51.957, em 2018).

ESBR Participações S.A./ Energia Sustentável do Brasil S.A.

A ESBR Participações S.A., constituída em 12/02/2009, detém a totalidade das ações da Energia Sustentável do Brasil S.A., que foi constituída a partir do Leilão nº 005/2008-ANEEL, com o objetivo de explorar o potencial de energia hidráulica e a comercialização da energia proveniente da Usina Hidrelétrica Jirau – UHE Jirau, no Rio Madeira, município de Porto Velho, capital do Estado de Rondônia, com potência mínima a ser instalada de 3.750 MW. Em setembro de 2013, a SPE deu início à operação em fase de testes de uma Unidade Geradora, com 75 MW, e finalizou em dezembro de 2016 com 50 unidades em operação comercial, totalizando 3.750 MW. A participação da Companhia nessa SPE corresponde a 20% e o prazo de concessão do empreendimento é de 35 (trinta e cinco) anos contados a partir de 13/08/2008, data da assinatura do seu Contrato de Concessão nº 002/2008 – MME-UHE JIRAU. Em 29/06/2018, decorrente da Assembleia Geral Extraordinária – AGE da ESBR Participações S.A. foi aprovada a incorporação das SPEs ESBR Participações S.A. (“Incorporada”) e Energia Sustentável do Brasil S.A. (“Incorporadora”). A incorporação foi realizada mediante laudo de avaliação do patrimônio líquido, a valor contábil, com base nas demonstrações financeiras da ESBR Participações S.A. e do Protocolo de Justificação de Incorporação. Durante o exercício de 2019 a Companhia realizou AFAC no montante de R\$ 66.200, aportes de capital no montante de R\$ 168.600, mediante a capitalização parcial de AFAC e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 19.149 (perda de R\$ 234.561, em 2018).

Interligação Elétrica do Madeira S.A.

A Interligação Elétrica do Madeira S.A. foi constituída em 18/12/2008, através do Leilão ANEEL – 007/2008, e tem por objeto a construção, implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Interligado Nacional - SIN, especificamente das LT Coletora Porto Velho (RO) – Araraquara 2 (SP) número 01, em CC, +/- 600 kV, com 2.375 km, Estação Retificadora número 02 CA/CC, 500 kV +/- 600 kV – 3.150 MW, Estação Inversora número 02 CC/CA +/- 600 kV/500 kV – 2.950 MW e demais obras complementares, nos termos dos Contratos de Concessão nº 13/2009-ANEEL e nº 15/2009-ANEEL. A participação da Companhia nessa SPE corresponde a 24,5%, e o prazo de concessão do empreendimento é de 30 (trinta) anos contados a partir de 26/02/2009,

data da assinatura do Contrato de Concessão. A sua operação comercial teve início em agosto de 2013. Durante o exercício de 2019, a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial de R\$ 66.539 (ganho de R\$ 74.490, em 2018).

Manaus Construtora Ltda.

Em 30/01/2009, foi constituída a empresa Manaus Construtora Ltda., da qual a Companhia é sócia com 19,5%. Essa empresa foi criada com o objetivo de construção, montagem e fornecimento de materiais, mão de obra e equipamentos para a linha de transmissão 500 kV Oriximiná/Cariri CD, a subestação Silves (antes denominada Itacoatiara) de 500/138 kV e a subestação Lechuga (antes denominada Cariri) de 500/230 kV, entradas de linha e instalações vinculadas, bem como as demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle e telecomunicação, a ser integrada à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional. Durante o exercício de 2019 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 193 (perda de R\$ 37, em 2018).

TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A.

A empresa TDG – Transmissora Delmiro Gouveia foi constituída em 12/01/2010, a partir do Leilão nº 005/2009-ANEEL, Lote C, objetivando a construção, implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente da linha de transmissão São Luiz II – São Luiz III, em 230 kV, com 39 km de extensão, localizada no estado do Maranhão, das subestações Pecém II, em 500/230 kV (3.600 MVA), e Aquiraz II, em 230/69 kV (450 MVA), localizadas no estado do Ceará. O prazo de concessão do empreendimento é de 30 anos, a partir de 12/07/2010, data da assinatura do Contrato de Concessão nº 004/2010 ANEEL. Em outubro de 2013 entrou em operação as Subestações Pecém II, de 500/230kV, e Aquiraz, de 230/69 kV. A participação da Companhia nesse empreendimento é de 49,0%. Durante o exercício de 2019 a Companhia apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 21.806 (ganho de R\$ 4.532, em 2018).

Norte Energia S.A.

A Norte Energia S.A. foi constituída em 21/07/2010, a partir do Consórcio Norte Energia, vencedor do Leilão nº 006/2009-ANEEL, com o objetivo de explorar o potencial de energia hidráulica e a comercialização da energia proveniente da Usina Hidrelétrica Belo Monte, da qual a Chesf participa com 15,0%. A UHE Belo Monte está sendo instalada no Rio Xingu, no município de Vitória do Xingu, no Pará. A capacidade a ser instalada é de 11.233,1 MW, garantia física de 4.571 MW médios e reservatório com área de 516 quilômetros quadrados, com prazo de concessão de 35 (trinta e cinco) anos, a partir de 26/08/2010, data da assinatura do Contrato de concessão nº 001/2010-MME-UHE Belo Monte. Em abril de 2016, a SPE deu início à operação comercial, totalizando ao final daquele exercício 1.295 MW de capacidade instalada referente a 04 unidades geradoras, e, em 2017, com 13 (treze) unidades geradoras em operação comercial que totalizam 4.305,1 MW. No exercício, apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 51.363 (ganho de R\$ 192.742, em 2018).

Interligação Elétrica Garanhuns S.A.

A Interligação Elétrica Garanhuns S.A foi constituída a partir do Consórcio Garanhuns, vencedor do Lote L do Leilão nº 004/2011, promovido pela Aneel, em 02/09/2011, objetivando a construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente LT Luis Gonzaga – Garanhuns, em 500 kV, com 224 km; LT Garanhuns – Campina Grande III, em 500 kV, com 190 km; LT Garanhuns – Pau Ferro, em 500 kV, com 239 km; LT Garanhuns – Angelim I, em 230 kV, com 13 Km; SE Garanhuns, 500/230 kV; SE Pau Ferro, 500/230 kV. O prazo de concessão do empreendimento é de 30 (trinta) anos e o início das operações foi em novembro de 2015. A Companhia possui 49,0% da participação na investida. Durante o exercício de 2019 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 36.484 (ganho de R\$ 37.229, em 2018).

Companhia Energética Sinop S.A.

A Companhia Energética Sinop S.A. foi constituída, através do Leilão nº 006/2013, promovido pela Aneel em 29/08/2013, cujo objeto foi a compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração de energia que construirá a UHE SINOP, no Rio Teles Pires, nos municípios de Cláudio e Itaúba, no Estado do Mato Grosso, com 408 MW de potência instalada e com início de suprimento previsto para janeiro de 2019 e prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos. A participação da Companhia nesse empreendimento é 24,5%. No exercício de 2019, a Companhia apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 28.962 (perda de R\$ 65.389 em 2018) neste empreendimento.

Energética Águas da Pedra S.A.

A Energética Águas da Pedra S.A. foi constituída em 03/04/2007 a partir do Leilão nº 004/2006-ANEEL e tem como objeto a implantação e exploração da UHE Dardanelos, no Rio Aripuanã, situado no norte do Estado do Mato Grosso, com potência instalada de 261 MW e energia assegurada total de 154,9 MW médios, para suprir o município de Aripuanã e, posteriormente, o Sistema Interligado Nacional - SIN. A participação da Companhia na SPE corresponde a 24,5%, e o prazo de concessão do empreendimento é de 35 (trinta e cinco) anos, a partir de 03/07/2007, data da assinatura do seu Contrato de Concessão nº 002/2007–MME–UHE DARDANELOS. A sua operação comercial teve início em agosto de 2011. Durante o exercício de 2019, a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial, no montante de R\$ 29.135 (ganho de R\$ 25.208, em 2018).

18.2 – Movimentação das Participações Societárias Permanentes:

	31/12/2018	Aumento de Capital	Capitalização de AFAC	Dividendos	Resultado de participação societária	Provisão/ Reversão	Outros	31/12/2019
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial								
<u>Controladas</u>								
- Complexo Eólico Pindaí I	431.893	91.694	-	-	(15.254)	-	-	508.333
- Complexo Eólico Pindaí II	171.252	25.242	-	-	(1.406)	-	-	195.088
- Complexo Eólico Pindaí III	91.596	9.148	-	-	(1.252)	-	-	99.492
- Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A. (*)	487.588	-	-	(5.879)	33.129	-	(514.838)	-
- TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	31.841	-	101.000	-	(21.806)	-	41.635	152.670
<u>Controladas em conjunto</u>								
- STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	165.749	-	-	(16.044)	63.775	-	-	213.480
- Energia Sustentável do Brasil S.A.	1.681.609	-	168.600	-	(19.149)	-	-	1.831.060
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	688.992	-	-	-	66.539	-	-	755.531
- Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-
- Manaus Construtora Ltda.	7.508	-	-	-	193	-	-	7.701
- Norte Energia S.A.	2.058.675	-	-	-	51.363	-	-	2.110.038
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	342.776	-	-	(5.897)	36.484	-	-	373.363
- Companhia Energética SINOP S.A.	239.640	132.284	-	-	(28.962)	-	-	342.962
<u>Coligada</u>								
- Energética Águas da Pedra S.A.	111.518	-	-	(24.308)	29.135	-	-	116.345
Avaliadas ao custo								
- Outras participações	481	-	-	-	-	-	(2)	479
Sub-total	6.511.118	258.368	269.600	(52.128)	192.789	-	(473.205)	6.706.542
Provisão para perdas em investimentos								
- Complexo Eólico Pindaí I	(78.986)	-	-	-	-	(1.007)	-	(79.993)
- Complexo Eólico Pindaí II	(1.014)	-	-	-	-	-	-	(1.014)
- Complexo Eólico Pindaí III	(151)	-	-	-	-	-	-	(151)
- Energia Sustentável do Brasil S.A.	(193.386)	-	-	-	-	(217.252)	-	(410.638)
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	(3.621)	-	-	-	-	3.621	-	-
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	(70.691)	-	-	-	-	35.951	-	(34.740)
- Companhia Energética SINOP S.A.	(17.166)	-	-	-	-	(83.384)	-	(100.550)
Sub-total	(365.015)	-	-	-	-	(262.071)	-	(627.086)
Total	6.146.103	258.368	269.600	(52.128)	192.789	(262.071)	(473.205)	6.079.456

(*) A SPE foi incorporada em novembro/2019.

(**) Em 31/10/2019 a Companhia adquiriu o controle total da SPE.

18.3 – Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A.

Em 10/06/2011, o consórcio Extremoz, constituído por CTEEP (51%) e Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf (49%), arrematou, em sessão pública realizada na BM&F Bovespa, o lote A do leilão ANEEL nº 001/2011, composto pelas LT Ceará-Mirim - João Câmara II, em 500 kV com 64 km; LT Ceará-Mirim - Campina Grande III, em 500 kV com 201 km; LT Ceará-Mirim - Extremoz II, em 230 kV com 26 km; LT Campina Grande III - Campina Grande II, com 8,5 km; SE João Câmara II 500 kV, SE Campina Grande III 500/230 kV e SE Ceará-Mirim 500/230 kV. Em 07 de julho do mesmo ano foi constituída a Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A., observando as mesmas participações, com o objetivo de explorar o serviço concedido.

Este projeto tinha investimento estimado em R\$ 560,0 milhões e RAP de R\$ 31,9 milhões, (base junho de 2011).

Ainda em 2011 a CTEEP manifestou sua intenção de retirar-se do consórcio, comprometendo-se a permanecer na composição societária até a conclusão de todos os trâmites junto a Aneel, que foi aceita pela Companhia.

Nesse sentido, a Chesf passou a realizar Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital – AFACs na investida, de forma a honrar os compromissos assumidos e necessários à viabilização do empreendimento, até que a saída da acionista CTEEP fosse aprovada pelos órgãos reguladores de controle e demais instâncias cabíveis e a Chesf assumia a totalidade das ações da SPE.

Os trâmites necessários para a efetiva retirada da CTEEP da sociedade foram concluídos junto a Aneel. No 4º trimestre de 2015 a aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE culminou na assunção de todos os riscos e benefícios do empreendimento pela Chesf, no qual, até o presente momento, permeou as instâncias abaixo:

Em 27/07/2017, foi emitido o Memorando DJJJ nº 2660/2017, pelo jurídico da Eletrobras, atestando o posicionamento favorável com alterações de minutas elaboradas.

Em 14/08/2017, foi emitido um relatório pelo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Eletrobras Holding (Relatório à Diretoria Executiva – DF 068/2017), referente a atualização dos estudos para a ratificação das decisões que aprovaram a reestruturação societária da ETN. Com os fundamentos do relatório, através da RES-556/2017, a Diretoria Executiva da Eletrobras e por meio da DEL-194/2017 Conselho de Administração da Eletrobras, aprovaram a reestruturação, contemplando a assunção do controle acionário da ETN pela Chesf e, posteriormente, a sua incorporação.

Em 26/10/2017, foi emitido o Despacho da Aneel nº 3.599/2017, com a permissão da operação na qual a CTEEP venderá todas as suas ações de emissão da ETN para a Chesf, desta forma, a Chesf será detentora de 100% das ações representativas do capital social da ETN, passando a exercer o controle acionário.

Em 07/11/2017, a Eletrobras encaminhou ao Ministério de Minas e Energia a carta CTA-DF-2697/2017, referente a assunção do controle acionário da Extremoz Transmissora do Nordeste S.A. – ETN pela Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, solicitando encaminhamento para manifestação da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais – SEST. MPDG sobre o assunto.

Em 29/11/2017, o Ministério de Minas e Energia encaminhou a SEST – Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais, através do Ofício nº 175/201/AGE/SE-MME, a carta CTA-DF-2697/2017 e seus anexos, ressaltando a aprovação da Diretoria Executiva e Conselho de Administração da Eletrobras e o parecer favorável do Ministério.

Em 31/01/2018, a SEST, conforme Nota Técnica nº 22597/2017-MP, aprovou o controle acionário formal da ETN, condicionando a sua incorporação até 30/06/2018.

Em 20/06/2018, a Companhia encaminhou a SEST a carta CE-PR-116/2018 para exame de manifestação de proposta de prorrogação de prazo para conclusão da incorporação da ETN, passando de 30/06/2018 para 30/09/2018.

Em 05/07/2018, atendendo a solicitação da Companhia, a SEST, conforme Nota Técnica nº 13209/2018-MP, prorrogou o prazo para conclusão da incorporação para 30/09/2018.

Em 06/08/2018, foi emitido o Despacho da Aneel nº 1.763/2018, concedendo anuência para operação de incorporação da ETN, estabelecendo o prazo de 120 (cento e vinte) dias, a contar da data de publicação do mesmo, para a implementação da operação.

Em 18/09/2018 a Companhia encaminhou a SEST a carta CE-PR-151/2018 para exame de manifestação de proposta nova prorrogação de prazo para conclusão de incorporação da ETN, passando de 30/09/2018 para 07/12/2018.

Em 18/10/2018, atendendo à solicitação da Companhia, a SEST, conforme Nota Técnica nº 22551/2018-MP, prorrogou o prazo para conclusão da incorporação para 07/12/2018.

Em 19/11/2018, foi emitido o Despacho da Aneel nº 2.654/2018, concedendo prorrogação do prazo estabelecido pelo Despacho nº 1.763/2018, por mais 120 (cento e vinte) dias, para conclusão da operação de incorporação da ETN.

Em 20/12/2018 a Companhia encaminhou a SEST a carta CE-PR-190/2018, para exame de manifestação de proposta de nova prorrogação de prazo para conclusão de incorporação da ETN, passando de 07/12/2018 para 05/04/2019.

Em 17/01/2019, atendendo à solicitação da Companhia, o Ministério da Economia, por meio do Ofício nº 1000/2019 – MP prorrogou o prazo para conclusão da incorporação para 05.04.2019.

Em 03/05/2019 a ETN encaminhou a Aneel a CE-ETN nº 382/2019, dando início a um novo processo de solicitação de anuência prévia daquela Agência, visto que a prorrogação de prazo concedida por meio do Despacho nº 1.763/2018 expirou, sem que o processo de incorporação fosse concluído.

Em 19/05/2019 a ETN realizou Assembleia Geral de Debenturistas - AGD para aprovação do processo de incorporação e alterações de instrumentos contratuais, a Ordem do dia foi aprovada por 90,25% das debêntures em circulação.

Em 15/07/2019 foi emitido o Despacho da Aneel nº 1.975/2019, concedendo anuência para operação de incorporação da ETN, estabelecendo o prazo de 120 (cento e vinte) dias, a contar da data de publicação do mesmo, para a implementação da operação.

Após a obtenção de todas as anuências necessárias por parte dos órgãos reguladores, em 01/11/2019 a Assembleia Geral Extraordinária aprovou o Protocolo e Justificação de Incorporação da Sociedade de Propósito Específico Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A. (“SPE”) pela Chesf e o laudo de Avaliação Contábil do Patrimônio Líquido da SPE, exercício 2018, a ser vertido à Chesf.

O processo de incorporação Chesf encontra-se concluído com a transferência de todos os ativos e passivos da incorporada Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A. para a Chesf.

A incorporação da ETN permitirá um incremento da receita da Companhia em R\$ 62 milhões por ano, além disso possibilitará a racionalização dos custos administrativos que irão propiciar melhora no resultado da Companhia.

18.4 – Combinação de negócios

18.4.1 - TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.

Em 31/10/2019, a Companhia adquiriu o controle sobre a SPE Transmissora Delmiro Gouveia S.A., mediante a diluição, de forma definitiva, da participação acionária do Sócio Future ATP Serviços de Engenharia Consultiva Ltda, decorrente da capitalização dos Adiantamentos para Futuro Aumentos de Capital (AFACs) realizados pela Chesf, no valor de R\$ 101.000, passando a Companhia a ter participação acionária de 72,31%.

Na mesma data, a Companhia adquiriu a participação acionária da Future ATP Serviços de Engenharia Consultiva Ltda, mediante o pagamento de R\$ 34.000, tornando assim a TDG em sua subsidiária integral.

- **Determinação do valor justo da contraprestação**

Em consonância com o CPC 15 (R1) – Combinação de Negócios, os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos devem ser mensurados e reconhecidos nas demonstrações financeiras sempre pelo valor justo.

Demonstramos abaixo quadro comparativo entre o valor justo e o valor contábil do Balanço Patrimonial da referida SPE, levantado em 31/10/2019, bem como o valor decorrente da compra vantajosa:

Balanço da TDG em 31/10/2019		
	Valor contábil	Valor justo
Ativo	442.312	442.312
Passivo	291.950	291.950
PL	150.362	150.362

	Valor Contábil	Valor Justo
Valor Investimento Chesf (72,31%)	108.727	108.727
Valor Investimento ATP (27,69%)	41.635	41.635
Total	150.362	150.362

	Valor Contábil da Participação Adquirida
Valor Justo da Participação Adquirida	41.635
Valor pago pela Chesf para aquisição dos 27,69% da SPE	(34.000)
Ganho proviente de compra vantajosa	7.635

18.5 – Alienação de participações societárias

Em 28/03/2019, foi concluído o processo de alienação das ações das SPEs do Complexo Sento Sé II e Complexo Sento Sé III. Esta operação está vinculada ao Pilar Disciplina Financeira do Plano Diretor de Negócios e Gestão (“PDNG”) 2018/2022, e tem por objetivo promover a quitação de dívidas da Companhia junto à Eletrobras, permitindo a redução de sua alavancagem financeira e melhoria do indicador “Dívida Líquida/EBITDA”.

18.6 – Provisão para perdas em investimentos

No exercício foi registrada provisão para perdas dos investimentos, no montante de R\$ 262.071, decorrente de perdas por redução ao valor recuperável nas participações societárias em SPEs, derivado do menor valor, entre o valor contábil e o Preço Mínimo de Venda, conforme quadro abaixo:

SPE	Participação Societária	31/12/2018	Provisão/Reversão	31/12/2019
Usina de Energia Eólica Acauã Energia S.A.	99,93%	(6.970)	(89)	(7.059)
Usina de Energia Eólica Angical 2 Energia S.A.	99,96%	(11.615)	(148)	(11.763)
Usina de Energia Eólica Arapapá Energia S.A.	99,90%	(4.647)	(59)	(4.706)
Usina de Energia Eólica Caititu 2 Energia S.A.	99,96%	(11.615)	(148)	(11.763)
Usina de Energia Eólica Caititu 3 Energia S.A.	99,96%	(11.615)	(148)	(11.763)
Usina de Energia Eólica Carcará Energia S.A.	99,96%	(11.615)	(148)	(11.763)
Usina de Energia Eólica Corrupião 3 Energia S.A.	99,96%	(11.616)	(148)	(11.764)
Usina de Energia Eólica Teiú 2 Energia S.A.	99,95%	(9.293)	(119)	(9.412)
Coqueirinho 2 Energia S.A.	99,98%	(624)	-	(624)
Papagaio Energia S.A.	99,96%	(390)	-	(390)
Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.	83,01%	(151)	-	(151)
Energia Sustentável do Brasil S.A.	20,00%	(193.386)	(217.252)	(410.638)
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	(3.621)	3.621	-
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	(70.691)	35.951	(34.740)
Companhia Energética SINOP S.A.	24,5%	(17.166)	(83.384)	(100.550)
TOTAL		(365.015)	(262.071)	(627.086)

18.7 - Equivalência Patrimonial

	Investimento	Patrimônio Líquido	Resultado até 30/11/2019	Equivalência Patrimonial
<u>Controladas</u>				
- Complexo Eólico Pindaí I	508.333	508.580	(15.263)	(15.254)
- Complexo Eólico Pindaí II	195.088	194.933	(1.409)	(1.406)
- Complexo Eólico Pindaí III	99.492	119.854	(1.509)	(1.252)
- Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A. (*)	-	511.477	29.768	33.129
- TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	152.670	152.670	(21.806)	(21.806)
<u>Controladas em conjunto</u>				
- STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	213.480	435.675	130.154	63.775
- Energia Sustentável do Brasil S.A.	1.831.060	9.155.299	(95.748)	(19.149)
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	755.531	3.083.798	271.588	66.539
- Manaus Construtora Ltda.	7.701	39.489	982	193
- Norte Energia S.A.	2.110.038	14.066.922	342.421	51.363
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	373.363	761.969	74.458	36.484
- Companhia Energética SINOP S.A.	342.962	1.399.845	(118.211)	(28.962)
<u>Coligada</u>				
- Energética Águas da Pedra S.A.	116.345	474.873	118.917	29.135
TOTAL	6.706.063	30.905.384	714.343	192.789

Obs.: Data-base das demonstrações financeiras 30/11/2019, exceto, Energia Sustentável do Brasil S.A., Norte Energia S.A., Interligação Elétrica do Madeira S.A., Interligação Elétrica Garanhuns S.A. e Companhia Energética SINOP S.A., cujas demonstrações possuem data-base em 31/12/2019.

18.8 - Resumo das Demonstrações Financeiras das Empresas Controladas, Coligada e Controladas em Conjunto

BALANÇO PATRIMONIAL

INVESTIDAS	2019								2018							
	ATIVO				PASSIVO				ATIVO				PASSIVO			
	Circulante	Não Circulante		Total	Circulante	Não Circulante	Patrimônio Líquido	Total	Circulante	Não Circulante		Total	Circulante	Não Circulante	Patrimônio Líquido	Total
		Outros	Imobilizado, Intangível e Investimentos							Outros	Imobilizado, Intangível e Investimentos					
Controladas																
- Complexo Eólico Pindai I	66.467	-	456.000	522.467	13.887	-	508.580	522.467	38.393	-	399.460	437.853	5.750	-	432.103	437.853
- Complexo Eólico Pindai II	18.129	-	180.384	198.513	3.580	-	194.933	198.513	9.749	-	164.883	174.632	3.331	-	171.301	174.632
- Complexo Eólico Pindai III	9.943	-	112.080	122.023	2.169	-	119.854	122.023	10.206	-	102.394	112.600	2.257	-	110.343	112.600
- Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	148.505	564.507	75	713.087	22.304	179.306	511.477	713.087	130.697	568.855	87	699.639	15.782	196.269	487.588	699.639
- TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	71.250	374.528	85	445.863	26.658	266.535	152.670	445.863	64.932	304.164	117	369.213	23.400	280.832	64.981	369.213
Controladas em conjunto																
- STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	236.282	481.145	32.011	749.438	73.253	240.510	435.675	749.438	254.322	398.181	436	652.939	80.166	234.511	338.262	652.939
- Energia Sustentável do Brasil S.A.	728.881	1.304.520	19.232.356	21.265.757	926.137	11.184.321	9.155.299	21.265.757	549.186	1.508.356	19.362.325	21.419.867	889.658	12.122.162	8.408.047	21.419.867
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	774.396	5.457.108	19.080	6.250.584	334.778	2.832.009	3.083.798	6.250.584	656.319	5.267.270	25.094	5.948.683	289.020	2.847.453	2.812.210	5.948.683
- Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	259.774	2.703.807	-	2.963.581	225.022	1.301.121	1.437.438	2.963.581
- Manaus Construtora Ltda.	30.426	58.548	-	88.974	2.418	47.067	39.489	88.974	460	87.430	-	87.890	2.316	47.067	38.507	87.890
- TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Norte Energia S.A.	1.137.958	783.634	43.279.924	45.201.515	4.412.115	26.722.478	14.066.922	45.201.515	1.475.361	1.075.826	41.608.558	44.159.745	3.690.126	26.745.119	13.724.500	44.159.745
- Complexo Eólico Sento Sé I	-	-	-	-	-	-	-	-	25.852	35.684	259.789	321.325	25.020	171.222	125.083	321.325
- Complexo Eólico Sento Sé II	-	-	-	-	-	-	-	-	14.027	12.934	350.358	377.319	24.164	249.740	103.415	377.319
- Complexo Eólico Sento Sé III	-	-	-	-	-	-	-	-	27.070	3.555	212.021	242.646	17.276	164.526	60.844	242.646
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	117.714	1.068.564	2.974	1.189.252	56.211	371.072	761.969	1.189.252	140.074	1.020.061	1.261	1.161.396	77.492	384.359	699.545	1.161.396
- Vamorzul Participações S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	99.111	-	453.165	552.276	32.869	251.870	267.537	552.276
- Chapada do Piauí I Holding S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	41.678	29.464	746.512	817.654	56.391	642.946	118.317	817.654
- Chapada do Piauí II Holding S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	42.401	22.805	839.972	905.178	82.310	534.842	288.026	905.178
- Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	21.398	14.427	483.119	518.944	31.912	305.919	181.113	518.944
- Companhia Energética SINOP S.A.	160.503	592.299	2.119.912	2.872.714	57.236	1.415.633	1.399.845	2.872.714	85.017	424.107	1.923.926	2.433.050	175.066	1.279.865	978.119	2.433.050
Coligada																
- Energética Águas da Pedra S.A.	111.396	28.372	656.075	795.843	95.088	225.882	474.873	795.843	71.864	28.786	691.421	792.071	73.782	263.118	455.171	792.071
Total	3.611.850	10.713.225	66.090.956	80.416.031	6.025.834	43.484.813	30.905.384	80.416.030	3.952.959	13.201.548	67.624.781	84.779.288	5.799.710	47.742.109	31.237.469	84.779.288

Obs.: Data-base das demonstrações financeiras 30/11/2019, exceto, Energia Sustentável do Brasil S.A., Norte Energia S.A., Interligação Elétrica do Madeira S.A., Interligação Elétrica Garanhuns S.A. e Companhia Energética SINOP S.A., cujas demonstrações possuem data-base em 31/12/2019.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

INVESTIDAS	2019								2018							
	Receita Oper. Líquida	Despesa Oper.	Resultado do Serviço	Resultado Financeiro	Resultado Operacional	I. Renda e C. Social	Incentivos Fiscais	Resultado do Exercício	Receita Oper. Líquida	Despesa Oper.	Resultado do Serviço	Resultado Financeiro	Resultado Operacional	I. Renda e C. Social	Incentivos Fiscais	Resultado do Exercício
Controladas																
- Complexo Eólico Pindaí I	2.405	(11.108)	(8.703)	(6.560)	(15.263)	-	-	(15.263)	-	(6.035)	(6.035)	(6.998)	(13.033)	-	-	(13.033)
- Complexo Eólico Pindaí II	4.208	(5.939)	(1.731)	322	(1.409)	-	-	(1.409)	7	(1.984)	(1.977)	(61)	(2.038)	-	-	(2.038)
- Complexo Eólico Pindaí III	2.985	(4.649)	(1.664)	155	(1.509)	-	-	(1.509)	3.579	(14.145)	(10.566)	(209)	(10.775)	-	-	(10.775)
- Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	28.323	12.010	40.333	(7.953)	32.380	(3.423)	811	29.768	52.328	(7.074)	45.254	(15.299)	29.955	(7.726)	1.267	23.496
- TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	56.966	(65.440)	(8.474)	(4.989)	(13.463)	(8.342)	-	(21.806)	33.275	(15.654)	17.621	(5.432)	12.189	(3.090)	150	9.249
Controladas em conjunto																
- STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	106.975	50.618	157.593	(6.876)	150.717	(39.278)	18.715	130.154	157.576	(26.142)	131.434	(10.489)	120.945	(53.734)	20.674	87.885
- Energia Sustentável do Brasil S.A.	2.568.049	(1.750.297)	817.752	(969.429)	(151.677)	55.929	-	(95.748)	2.449.638	(3.203.122)	(753.484)	(1.040.312)	(1.793.796)	621.542	-	(1.172.254)
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	613.672	(82.867)	530.805	(148.807)	381.998	(110.411)	-	271.588	637.388	(142.379)	495.009	(172.267)	322.742	(18.705)	-	304.037
- Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	131.265	(15.662)	115.603	(42.652)	72.951	(23.604)	-	49.347
- Manaus Construtora Ltda.	-	(198)	(198)	1.437	1.239	(257)	-	982	-	(12)	(12)	(167)	(179)	(9)	-	(188)
- Norte Energia S.A.	4.506.807	(2.561.682)	1.945.125	(1.792.091)	153.034	189.387	-	342.421	4.241.678	(1.694.080)	2.547.598	(1.034.277)	1.513.321	(228.373)	-	1.284.948
- Complexo Eólico Sento Sé I	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.775)	(9.093)	(13.868)	(3.407)	(17.275)	(62)	-	(17.337)
- Complexo Eólico Sento Sé II	-	-	-	-	-	-	-	-	31.924	(24.771)	7.153	(15.929)	(8.776)	(1.241)	-	(10.017)
- Complexo Eólico Sento Sé III	-	-	-	-	-	-	-	-	20.449	(13.777)	6.672	(10.340)	(3.668)	(1.034)	-	(4.702)
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	93.126	(18.542)	74.584	(6.525)	68.059	2.984	3.415	74.458	121.036	(16.044)	104.992	(16.280)	88.712	(16.004)	3.271	75.979
- Vamcruz I Participações S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	32.479	(25.006)	7.473	(15.080)	(7.607)	(1.965)	-	(9.572)
- Chapada do Piauí I Holding S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	71.755	(46.638)	25.117	(54.791)	(29.674)	(2.204)	-	(31.878)
- Chapada do Piauí II Holding S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	7.217	(7.545)	(328)	(21.530)	(21.858)	(501)	-	(22.359)
- Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	26.561	(11.983)	14.578	(13.073)	1.505	(1.015)	-	490
- Companhia Energética SINOP S.A.	241.589	(395.056)	(153.467)	(24.052)	(177.519)	59.308	-	(118.211)	145.746	(555.427)	(409.681)	5.268	(404.413)	137.517	-	(266.896)
Coligada																
- Energética Águas da Pedra S.A.	277.371	(115.394)	161.977	(20.599)	141.378	(22.461)	-	118.917	256.540	(110.903)	145.637	(23.181)	122.456	(19.568)	-	102.888
Total	8.502.476	(4.948.543)	3.553.933	(2.985.967)	567.965	123.437	22.941	714.343	8.382.391	(5.931.822)	2.450.569	(2.491.074)	(40.505)	383.314	25.212	368.021

Obs.: Data-base das demonstrações financeiras 30/11/2019, exceto, Energia Sustentável do Brasil S.A., Norte Energia S.A., Interligação Elétrica do Madeira S.A., Interligação Elétrica Garanhuns S.A. e Companhia Energética SINOP S.A., cujas demonstrações possuem data-base em 31/12/2019.

19 – IMOBILIZADO

Os bens que compõem o ativo imobilizado da Companhia, associados e identificados como ativos da concessão de serviços públicos não podem ser vendidos nem oferecidos em garantia a terceiros.

19.1 - Imobilizado segregado por atividade

	Taxas médias anuais de depreciação (%)	31/12/2019	31/12/2018
<u>Geração</u>			
Imobilizações em serviço	2,36%	19.073.674	19.071.391
Depreciação acumulada		(10.655.175)	(10.292.435)
Imobilizações em curso		907.004	863.916
Retificadora MP 579		(7.344.552)	(7.647.593)
Impairment		(586.417)	(661.394)
Total da Geração		1.394.534	1.333.885
<u>Transmissão</u>			
Imobilizações em serviço	3,21%	36.268.726	36.206.212
Depreciação acumulada		(26.777.648)	(25.924.105)
Imobilizações em curso		2.506.323	2.365.364
Retificadora MP 579		(1.017.936)	(1.062.562)
Impairment		(1.253.791)	(1.877.909)
Total da Transmissão		9.725.674	9.707.000
<u>Administração</u>			
Imobilizações em serviço	6,22%	1.240.497	1.254.171
Depreciação acumulada		(865.547)	(818.652)
Imobilizações em curso		230.398	185.824
Total da Administração		605.348	621.343
Total		11.725.556	11.662.228

19.2 - Movimentação do Imobilizado

Ativo Imobilizado - R\$ Mil	Valor em 31/12/2018	Adições	Baixas	Transferências	Depreciação	Transferências entre Contas	Provisão/Reversão	Valor em 31/12/2019
Geração em Serviço								
Intangível	2.900	-	-	-	-	-	-	2.900
Terrenos	1.855.773	-	-	-	-	-	-	1.855.773
Reservatórios, Barragens e Aduadoras	10.329.405	-	-	-	-	-	-	10.329.405
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	2.010.650	-	-	-	-	-	-	2.010.650
Máquinas e Equipamentos	4.871.252	-	(1.216)	3.507	-	(2)	-	4.873.541
Veículos	65	-	-	-	-	-	-	65
Móveis e Utensílios	1.346	-	(6)	-	-	-	-	1.340
Depreciação	(10.292.436)	-	167	-	(362.906)	-	-	(10.655.175)
Total	8.778.955	-	(1.055)	3.507	(362.906)	(2)	-	8.418.499
Geração em Curso								
Máquinas e Equipamentos	158.428	61.467	-	(3.507)	-	-	-	216.388
Outros	705.488	20.398	-	-	-	(35.270)	-	690.616
Total	863.916	81.865	-	(3.507)	-	(35.270)	-	907.004
Retificadora MP 579	(7.647.593)				303.041			(7.344.552)
Impairment	(661.394)						74.977	(586.417)
Total de Geração	1.333.884	81.865	(1.055)	-	(59.865)	(35.272)	74.977	1.394.534
Transmissão em Serviço								
Intangível	112.534	-	-	-	-	(112.534)	-	-
Terrenos	502.138	-	-	16.113	-	(491.288)	-	26.963
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	632.677	25.126	-	1.789	-	-	-	659.592
Máquinas e Equipamentos	34.955.815	517.686	(34.728)	140.241	-	-	-	35.579.014
Veículos	96	-	-	-	-	-	-	96
Móveis e Utensílios	2.952	-	(7)	116	-	-	-	3.061
Depreciação	(25.924.105)	(74.541)	23.284	-	(802.421)	135	-	(26.777.648)
Total	10.282.107	468.271	(11.451)	158.259	(802.421)	(603.687)	-	9.491.078
Transmissão em Curso								
Máquinas e Equipamentos	801.745	355.341	-	(158.259)	-	-	-	998.827
Outros	1.563.619	159.322	-	-	-	(215.445)	-	1.507.496
Total	2.365.364	514.663	-	(158.259)	-	(215.445)	-	2.506.323
Retificadora MP 579	(1.062.562)				44.626			(1.017.936)
Impairment	(1.877.909)		(29)				624.147	(1.253.791)
Total de Transmissão	9.707.000	982.934	(11.480)	-	(757.795)	(819.132)	624.147	9.725.674
Administração em Serviço								
Intangível	8.027	-	-	-	-	(8.027)	-	-
Terrenos	18.625	-	-	-	-	-	-	18.625
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	264.403	-	-	-	-	-	-	264.403
Máquinas e Equipamentos	845.111	-	(166)	-	-	-	-	844.945
Veículos	83.374	-	(961)	-	-	-	-	82.413
Móveis e Utensílios	30.339	-	(229)	-	-	(113)	-	29.997
Outros	4.293	-	-	-	-	(4.179)	-	114
Depreciação	(818.652)	-	1.285	-	(48.180)	-	-	(865.547)
Total	435.520	-	(71)	-	(48.180)	(12.319)	-	374.950
Administração em Curso								
Máquinas e Equipamentos	(672)	21.986	-	-	-	-	-	21.314
Outros	186.496	28.069	-	-	-	(5.481)	-	209.084
Total	185.824	50.055	-	-	-	(5.481)	-	230.398
Total da Administração	621.344	50.055	(71)	-	(48.180)	(17.800)	-	605.348
Total do Imobilizado	11.662.228	1.114.854	(12.606)	-	(865.840)	(872.204)	699.124	11.725.556

Ativo Imobilizado - R\$ Mil	Valor em 31/12/2017	Adições	Baixas	Transferências	Depreciação	Transferências entre Contas	Provisão	Valor em 31/12/2018
Geração em Serviço								
Intangível	-	-	-	2.900	-	-	-	2.900
Terrenos	1.854.840	-	(111)	1.044	-	-	-	1.855.773
Reservatórios, Barragens e Adutoras	10.093.204	-	-	236.201	-	-	-	10.329.405
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	1.992.858	-	(668)	18.460	-	-	-	2.010.650
Máquinas e Equipamentos	4.448.515	-	(130)	422.867	-	-	-	4.871.252
Veículos	48	-	-	17	-	-	-	65
Móveis e Utensílios	1.007	-	-	339	-	-	-	1.346
Depreciação	(9.957.327)	-	467	-	(335.576)	-	-	(10.292.436)
Total	8.433.145	-	(442)	681.828	(335.576)	-	-	8.778.955
Geração em Curso								
Máquinas e Equipamentos	103.169	346.796	-	(292.048)	-	511	-	158.428
Outros	1.344.098	(248.830)	-	(389.780)	-	-	-	705.488
Total	1.447.267	97.966	-	(681.828)	-	511	-	863.916
Retificadora MP 579	(7.921.468)	(20.809)	433	-	294.251	-	-	(7.647.593)
Impairment	(800.371)	-	-	-	-	-	138.977	(661.394)
Total de Geração	1.158.573	77.157	(9)	-	(41.325)	511	138.977	1.333.884
Transmissão em Serviço								
Intangível	-	-	-	112.648	-	(114)	-	112.534
Terrenos	500.775	-	-	1.363	-	-	-	502.138
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	544.755	-	-	81.452	-	6.470	-	632.677
Máquinas e Equipamentos	33.752.025	-	(31.168)	1.240.677	-	(5.719)	-	34.955.815
Veículos	-	-	-	96	-	-	-	96
Móveis e Utensílios	2.857	-	(2)	929	-	(832)	-	2.952
Depreciação	(25.063.622)	-	23.986	-	(884.644)	175	-	(25.924.105)
Total	9.736.790	-	(7.184)	1.437.165	(884.644)	(20)	-	10.282.107
Transmissão em Curso								
Máquinas e Equipamentos	913.762	557.729	-	(669.746)	-	-	-	801.745
Outros	2.053.765	283.235	(5.513)	(767.419)	-	(449)	-	1.563.619
Total	2.967.527	840.964	(5.513)	(1.437.165)	-	(449)	-	2.365.364
Retificadora MP 579	(1.114.242)	-	7.077	-	44.603	-	-	(1.062.562)
Impairment	(2.646.422)	-	-	-	-	-	768.513	(1.877.909)
Total de Transmissão	8.943.653	840.964	(5.620)	-	(840.041)	(469)	768.513	9.707.000
Administração em Serviço								
Intangível	-	-	-	8.027	-	-	-	8.027
Terrenos	18.758	-	(133)	-	-	-	-	18.625
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	266.408	-	(7.115)	5.110	-	-	-	264.403
Máquinas e Equipamentos	708.771	-	(932)	137.272	-	-	-	845.111
Veículos	75.784	-	(2.988)	10.578	-	-	-	83.374
Móveis e Utensílios	29.775	-	(35)	599	-	-	-	30.339
Outros	4.293	-	-	-	-	-	-	4.293
Depreciação	(776.341)	-	10.574	-	(52.905)	20	-	(818.652)
Total	327.448	-	(629)	161.586	(52.905)	20	-	435.520
Administração em Curso								
Máquinas e Equipamentos	158.330	2.584	-	(161.586)	-	-	-	(672)
Outros	219.688	-	(8)	-	-	(33.184)	-	186.496
Total	378.018	2.584	(8)	(161.586)	-	(33.184)	-	185.824
Total da Administração	705.466	2.584	(637)	-	(52.905)	(33.164)	-	621.344
Total do Imobilizado	10.807.692	920.705	(6.266)	-	(934.271)	(33.122)	907.490	11.662.228

19.3 - Taxas anuais de depreciação

A Companhia calcula e contabiliza as quotas de depreciação com aplicação das taxas estabelecidas pela Resolução ANEEL nº 474, de 07/02/2012, que alterou as tabelas I e XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa nº 367, de 2 de junho de 2009. As taxas são aplicadas considerando os códigos internos que identificam as Unidades de Cadastro.

As principais taxas anuais de depreciação, por atividade, são as seguintes:

	Taxas anuais de depreciação	
	(%)	
Geração		
Conduto Forçado		3,1
Comporta		3,3
Edificações - Casa de força		2,0
Gerador		3,3
Reservatórios, barragens e adutoras		2,0
Turbina hidráulica		2,5
Transmissão		
Condutor do Sistema		2,7
Disjuntor		3,0
Estrutura do Sistema		2,7
Painel, Mesa de Comando e Cubículo		3,6
Transformador de Força		2,9
Administração central		
Edificação		3,3
Sistema de Radiocomunicação		6,7
Veículos		14,3
Equipamento Geral		6,3

• Taxas anuais médias de depreciação

	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2019			2018
		Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
<u>Em serviço</u>					
Geração					
Custo histórico	2,36	19.073.674	(10.655.175)	8.418.499	8.778.955
Transmissão					
Custo histórico	3,23	36.268.726	(26.777.648)	9.491.078	10.282.107
Administração					
Custo histórico	6,09	1.240.497	(865.547)	374.950	435.520
		56.582.897	(38.298.370)	18.284.527	19.496.582
<u>Em curso</u>					
Geração		(7.023.964)	-	(7.023.964)	(7.445.071)
Transmissão		234.595	-	234.595	(575.107)
Administração		230.398	-	230.398	185.824
		(6.558.971)	-	(6.558.971)	(7.834.354)
Total		50.023.926	(38.298.370)	11.725.556	11.662.228

19.4 – Composição das adições do exercício

A composição das adições do exercício, por tipo de gastos capitalizados, é como segue:

Adições do ativo imobilizado e intangível em curso - R\$ Mil	Material Equipamentos	Serviços de terceiros	Mão de obra própria	Outros gastos	Total
Outros	192.030	177.393	179.103	46.223	594.749
Total das Adições	192.030	177.393	179.103	46.223	594.749

As dez principais adições (pelo critério de valor) ao imobilizado em serviço no exercício foram:

Descrição do bem	em R\$ mil
1. COMPENSADOR	39.803
2. TRANSFORMADOR DE FORÇA	28.125
3. TERRENOS	16.114
4. CONDUTOR	7.247
5. DISJUNTOR	6.708
6. PAINEL, MESA DE COMANDO E CUBÍCULO	4.712
7. CHAVE SECCIONADORA	4.162
8. REATOR	3.256
9. TRANSFORMADOR DE MEDIDA	2.946
10. BARRAMENTO	2.705

As dez principais baixas (pelo critério de valor) ao imobilizado em serviço no exercício foram:

Descrição do bem	em R\$ mil
1. TRANSFORMADOR DE FORÇA	4.516
2. REATOR	2.758
3. TRANSFORMADOR DE MEDIDA CORRENTE	2.323
4. DISJUNTOR	1.642
5. CHAVE SECCIONADORA	951
6. PARA RAIOS	167
7. PAINEL	85
8. EQUIPAMENTO GERAL	75
9. CONDUTOR	29
10. SISTEMA DE ALIMENTAÇÃO DE ENERGIA	22

19.5 – Teste de recuperabilidade de ativos - Impairment

A Administração da Companhia avaliou em 31 de dezembro de 2019 e fará anualmente, ou sempre que alguma circunstância assim determinar, a recuperabilidade dos ativos de longa duração, principalmente o Imobilizado mantido e utilizado nas suas operações, com o objetivo de identificar eventuais deteriorações desses ativos ou grupos de ativos, que levem à sua não recuperação plena, em consonância com o Pronunciamento Técnico CPC 01(R1) – redução ao valor recuperável de ativos.

No processo de avaliação são identificadas as circunstâncias que possam exigir a aplicação de testes de recuperabilidade dos ativos a fim de ser determinado o montante de eventuais perdas, tomando como unidade geradora de caixa para a atividade de geração, cada usina, dada as características operacionais de gestão e operação da Companhia.

O montante recuperável é o maior valor entre o valor justo menos os custos na venda ou o valor em uso. Na avaliação do valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados a valor presente pela taxa de desconto que reflita uma avaliação atual de mercado do valor da moeda no tempo e os riscos específicos do ativo para o qual a estimativa de fluxos de caixa futuros não foi ajustada.

Se o montante recuperável de um ativo, ou unidade geradora de caixa, calculado for menor que seu valor contábil, o valor contábil do ativo, ou unidade geradora de caixa, é reduzido ao seu valor recuperável, com a perda por redução ao valor recuperável reconhecida no resultado.

A Administração da Companhia, amparada em seus contratos de concessão e nas regras aplicadas para indenização de ativos definidas pela Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, considerou a reversão do ativo líquido residual ao final da concessão do serviço público de energia elétrica, tomando por base o menor valor entre valor contábil residual e o Valor Novo de Reposição. Considerou, também, a depreciação levando em consideração o tempo de vida útil dos bens e não o prazo da concessão, tendo em vista a condição de indenização prevista nos contratos.

Neste exercício, a Companhia realizou teste de impairment, para suas unidades geradoras de caixa, utilizando o critério do fluxo de caixa descontado a uma taxa de 4,40% (6,12% para o período de fruição de benefício fiscal) para o segmento de geração não renovados, e 4,36% (5,88% para o período de fruição de benefício fiscal) para o segmento de geração renovado e de transmissão.

A partir deste teste a Companhia reconheceu no seu resultado uma reversão para perdas relativa ao valor não recuperável dos ativos de geração e transmissão no montante de R\$ 699.125 (reversão de provisão de R\$ 907.490, em 2018), conforme demonstrado abaixo:

UGC - Impairment	Ano do fim da concessão	Imobilizado (na data do teste)	Taxa de Desconto	Impairment reconhecido em 2019	Impairment reconhecido em 2018
Geração					
Casa Nova II	2036	155.406	4.40%	30.569	41.503
Casa Nova III	2036	138.900	4.40%	21.178	63.735
UTE Camaçari	2027	263.956	4,40%	23.231	33.739
		558.262		74.978	138.977
Transmissão					
Contrato nº 061/2001	2042	9.525.581	4,36%	57.411	699.964
Demais contratos de transmissão	Até 2042	3.831.012	4,36%	566.736	68.549
		13.356.593		624.146	768.513
Total		13.914.855		699.125	907.490

20– INTANGÍVEL
20.1 - Intangível segregado por natureza e atividade

	Taxas médias anuais de amortização (%)	31/12/2019			31/12/2018
		Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Transmissão	20,00%	544.922	-	544.922	-
Administração		125.307	(104.468)	20.839	16.733
		670.229	(104.468)	565.761	16.733
Em curso					
Geração		35.269	-	35.269	-
Transmissão		223.237	-	223.237	-
Administração		80.926	-	80.926	59.882
		339.432	-	339.432	59.882
Total		1.009.661	(104.468)	905.193	76.615

20.2 - Movimentação do Intangível

Intangível - R\$ Mil	Valor em 31/12/2018	Adições	Transferências Curso Serviço	Amortização	Transferências entre Contas (*)	Valor em 31/12/2019
Geração em Curso						
Servidões	-	-	-	-	35.269	35.269
	-	-	-	-	35.269	35.269
Transmissão em Serviço						
Servidões	-	36.133	1.475	-	507.314	544.922
	-	36.133	1.475	-	507.314	544.922
Transmissão em Curso						
Softwares	-	9.165	(1.475)	-	215.547	223.237
	-	9.165	(1.475)	-	215.547	223.237
Administração em Serviço						
Softwares	113.088	-	-	-	12.219	125.307
Amortização	(96.355)	-	-	(8.113)	-	(104.468)
	16.733	-	-	(8.113)	12.219	20.839
Administração em Curso						
Softwares	59.882	15.563	-	-	5.481	80.926
	59.882	15.563	-	-	5.481	80.926
Total do Intangível	76.615	60.861	-	(8.113)	775.830	905.193

* Parte dos valores das transferências entre contas se refere a investimentos do ativo imobilizado.

Intangível - R\$ Mil	Valor em 31/12/2017	Adições	Transferências Curso/Serviço	Amortização	Transferências entre Contas	Valor em 31/12/2018
Administração em Serviço						
Softwares	111.722	-	1.366	-	-	113.088
Amortização	(86.847)	-	-	(9.508)	-	(96.355)
	24.875	-	1.366	(9.508)	-	16.733
Administração em Curso						
Softwares	13.697	14.430	(1.366)	-	33.121	59.882
	13.697	14.430	(1.366)	-	33.121	59.882
Total do Intangível	38.572	14.430	-	(9.508)	33.121	76.615

21 - FORNECEDORES

O saldo da conta Fornecedores apresenta a seguinte composição:

	31/12/2019	31/12/2018
Energia elétrica comprada	61.619	87.183
Materiais e serviços	353.096	156.623
Encargos de uso da rede elétrica:		
Eletronorte	4.645	5.271
Eletrosul	3.205	3.420
Furnas	8.407	8.861
CTEEP	-	4.175
Outros	43.856	31.886
Total	474.828	297.419

22 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

- **Tributos a recolher**

A Companhia apresenta nos Passivos Circulante e Não Circulante tributos e contribuições a pagar assim distribuídos:

	31/12/2019	31/12/2018
<u>Circulante</u>		
IRPJ	445.959	422.647
CSLL	270.051	164.636
Cofins	24.375	42.369
ICMS	18.894	31.779
INSS	26.834	20.403
PIS/Pasep	4.916	9.194
IRRF	17.763	7.783
FGTS	29.504	-
Outros	7.427	2.362
Total	845.723	701.173

23 – TRIBUTOS DIFERIDOS - PASSIVO

- Imposto de renda pessoa jurídica e Contribuição social sobre o lucro líquido**

Companhia mantém reconhecidos integralmente em seu Passivo Não Circulante, nos termos dos Pronunciamentos Técnicos CPC 26(R1) (IAS 1) e 32 (IAS 12), aprovados pelas Deliberações CVM nºs 595 e 599, ambas de 15/09/2009, passivos diferidos, no valor de R\$ 748.776 (R\$ 1.882.319, em 2018), resultantes de diferenças temporárias conforme distribuição a seguir:

	31/12/2019	31/12/2018
Diferenças temporárias		
Reconhecimento do laudo (Port. MME nº 120/2016)	4.850.990	5.536.232
Diferenças temporárias	59.017	-
	4.910.007	5.536.232
Débitos Fiscais		
Imposto de renda sobre diferenças temporárias	306.875	1.384.058
Contribuição social sobre diferenças temporárias	441.901	498.261
Não Circulante	748.776	1.882.319

Tais efeitos contemplam a aplicação da alíquota de 9% para a Contribuição Social e para o Imposto de Renda da alíquota de 6,25% sobre a base de cálculo, com adicional de 10%.

24– FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

As principais informações a respeito dos financiamentos e empréstimos da Companhia estão demonstradas a seguir:

24.1 - Composição:

	31/12/2019					31/12/2018				
	Circulante			Não circulante	Total	Circulante			Não circulante	Total
	Encargos	Principal	Total	Principal		Encargos	Principal	Total	Principal	
Partes relacionadas										
Eletrobras	-	-	-	-	-	-	228.656	228.656	42.438	271.094
Instituições financeiras										
Banco do Brasil	5	17.242	17.247	-	17.247	43	103.449	103.492	17.241	120.733
Banco do Nordeste	3.137	27.872	31.009	224.547	255.556	2.450	45.473	47.923	156.880	204.803
Caixa Econômica Federal	368	50.000	50.368	37.500	87.868	1.170	100.000	101.170	87.500	188.670
BNDES	1.267	67.279	68.546	375.064	443.610	1.380	66.866	68.246	438.421	506.667
SAFRA	23.517	21.413	44.930	178.587	223.517	6.234	-	6.234	200.000	206.234
Total	28.294	183.806	212.100	815.698	1.027.798	11.277	544.444	555.721	942.480	1.498.201

- Eletrobras**

No exercício, a Companhia quitou obrigações financeiras advindas do serviço da dívida no montante de R\$ 271.374, destes, R\$ 82.531 mediante pagamentos, R\$ 190.472 através de determinadas participações acionárias detidas pela Chesf em sociedades de propósito específico, para a Eletrobras, considerando a uma atualização negativa de R\$ 1.629, no período. Esta operação tem por objetivo promover a quitação de dívidas da Companhia com a Eletrobras e diminuir sua alavancagem financeira (nota 18.5).

- Banco do Brasil**

Saldo de R\$ 17.247 (R\$ 120.733, em 2018) contratado com o Banco do Brasil S.A., com juros de 10,13% a.a. (135% da taxa média do CDI).

O empréstimo junto ao Banco do Brasil destinou-se, exclusivamente, a garantir a provisão de fundos da conta corrente de depósitos. Está garantido por Cédula de Crédito Bancário emitido contra a Eletrobras (vide nota 10.3).

Este contrato está sendo amortizado em 08 (oito) parcelas semestrais e teve carência de 12 (doze) meses, vencendo-se a primeira após 18 (meses) a contar da concessão do empréstimo. Os encargos são pagos trimestralmente.

São motivos de vencimento antecipado da dívida, independentemente de aviso extrajudicial ou interpelação judicial:

- a) Não honrar o pagamento pontual quaisquer das prestações previstas neste instrumento, ou se não dispusermos de saldo suficiente, nas datas dos seus respectivos vencimentos, para que o Banco do Brasil S.A. promova os lançamentos contábeis destinados às suas respectivas liquidações;
- b) Sofrermos protesto cambiário cuja somatória seja igual ou superior a R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais), requerermos recuperação extrajudicial, judicial ou falência, ou tivermos falência ou insolvência civil requerida ou por qualquer motivo encerrarmos nossas atividades;
- c) Sofrermos ação judicial ou procedimento fiscal capaz de colocar em risco as garantias constituídas ou cumprimento das obrigações aqui assumidas;
- d) Diretamente ou através de prepostos ou mandatários prestarmos ao Banco do Brasil S.A. informações incompletas ou alteradas, inclusive através de documento público ou particular de qualquer natureza;
- e) Diretamente ou através de prepostos ou mandatários, deixarmos de prestar informações que, se do conhecimento do Banco do Brasil S.A. poderiam alterar seus julgamentos e/ou avaliações;
- f) Tornar-nos inadimplentes em outra(s) operação(ões) mantida(s) junto ao Banco do Brasil S.A.;
- g) Excedermos o limite de crédito concedido;
- h) Trocarmos o controle do nosso capital, sem a prévia e expressa anuência do Banco do Brasil S.A.;
- i) Manutenção do índice financeiro obtido da divisão da dívida financeira bruta pelo patrimônio líquido não superior a 0,50 a dívida financeira bruta corresponde às dívidas contraídas junto a bancos, entidades multilaterais ou empresas coligadas e/ou emissões no mercado de capitais, no Brasil e no exterior.

As cláusulas de vencimento antecipado estabelecidas nos contratos de financiamentos e empréstimos estão sendo cumpridas pela Companhia.

- **Banco do Nordeste**

Em novembro de 2019 ocorreu o primeiro desembolso, no valor de R\$ 73.200, do financiamento de R\$ 155.000 contratado junto ao Banco do Nordeste em 2018 voltado para reforços e melhorias de transmissão com recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE). Do valor contratado, R\$ 115.799 (desembolsados R\$ 55.083) são vinculados aos empreendimentos situados em municípios classificados como prioritários pelo Banco e R\$ 40.019 (desembolsados R\$ 18.117) para empreendimentos situados em outros municípios. As taxas destes montantes também são classificadas conforme a localização dos municípios sendo, respectivamente, 2,7382% a.a. (municípios prioritários) e 3,3467% a.a., ambas com bônus de adimplência de 15% e multiplicadas pelo Fator de Atualização Monetária (FAM) conforme metodologia definida no art. 2º da Resolução CMN nº 4.622, de 02 de janeiro de 2018. Este contrato será amortizado em 132 (cento e trinta e duas) parcelas mensais, sendo a primeira no dia 15 de dezembro de 2020 e está garantido por cessão fiduciária de conta-reserva, vinculação e centralização de recebíveis, cessão fiduciária e vinculação de direitos creditórios. O saldo de principal e encargos atual deste contrato é de R\$ 73.481.

Em maio deste exercício também ocorreu o segundo desembolso, no valor de R\$ 22.340, de financiamento voltado Usinas Eólicas Casa Nova II e III contratado em julho de 2017 junto ao Banco do Nordeste com recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE). O valor total contratado foi de R\$ 158.420 e o total desembolsado foi de R\$ 157.132, no qual incidem juros devidos à taxa efetiva de 10,14% a.a. (com bônus de adimplência de 15%). Este contrato será amortizado em 132 (cento e trinta e duas) parcelas mensais, sendo a primeira no dia 25 de agosto de 2020 e está garantido por cessão fiduciária de conta-reserva, vinculação e centralização de recebíveis, cessão fiduciária e vinculação de direitos creditórios. O saldo de principal e encargos atual deste contrato é de R\$ 159.982 (R\$ 137.237 em 2018).

O saldo dos demais contratos junto ao Banco do Nordeste, é de R\$ 22.093 (R\$ 67.566, em 2018), sendo o montante de R\$ 21.615 (R\$ 64.834, em 2018), contratado com juros de 10% a.a. e bônus de 2,5% por pontualidade, e o montante de R\$ 477 (R\$ 2.732, em 2018) contratado com juros de 4,5% a.a..

Estes empréstimos junto ao Banco do Nordeste estão garantidos por recebíveis representados por duplicatas registradas em cobrança no montante equivalente de 03 a 06 prestações de amortização do financiamento, mais um fundo de liquidez em conta reserva a título de garantia complementar, equivalente a 03 prestações de amortização (vide nota 10.3).

Estes contratos são amortizados mensalmente (principal e encargos), com a última parcela vencendo em 2020.

Alguns dos motivos de vencimento antecipado da dívida, independentemente de aviso extrajudicial ou interpelação judicial:

- a) Deixar de cumprir qualquer obrigação estabelecida neste instrumento de crédito, salvo por exigência legal;
- b) Vier a ser declarada impedida, por normas do Banco Central do Brasil, de participar de operações de crédito, especialmente através de políticas de contingenciamento de crédito para o setor público indireto;
- c) Contratar com outra instituição financeira financiamento para cobertura de itens previstos no orçamento constante neste instrumento de crédito, ou a ele anexo, para financiamento pelo banco;
- d) Incluir em acordo societário ou no estatuto social da creditada, ou da empresa que a controla, dispositivo que importe em restrições ou prejuízo à capacidade de pagamento das obrigações financeiras decorrentes desta operação de crédito;
- e) Não efetuar, num prazo máximo de 30 (trinta) dias, a contar da data da ocorrência, a cobertura de quaisquer insuficiências de recursos na conta reserva no banco, observados os termos da cláusula décima quarta - garantias - item "b" deste instrumento;
- f) Gerar insuficiências na conta reserva, ainda que cobertas dentro do prazo previsto no item "e" retro, em patamares superiores a 03 (três) ocorrências, a cada período de 12 (doze) meses;
- g) Pedir recuperação judicial ou extrajudicial, ou for decretada a sua falência, ou tiver contra si formulação de pedido de liquidação ou decretação de intervenção.

As cláusulas de vencimento antecipado estabelecidas nos contratos de financiamentos e empréstimos estão sendo cumpridas pela Companhia.

- **Caixa Econômica Federal**

Saldo de R\$ 87.868 (R\$ 188.670, em 2018), com juros de 140% da taxa média diária do CDI, e será amortizado em 60 (sessenta) meses, sendo: (a) Carência: de 12 (doze) meses, com pagamento mensal dos juros; e (b) Amortização: 48 (quarenta e oito) meses, com pagamento mensal de parcela de juros e amortização.

Os empréstimos junto a Caixa Econômica Federal foram destinados à constituição de capital de giro. Estão garantidos por Cédula de Crédito Bancário emitido contra a Eletrobras e Cessão Fiduciária de Direitos Creditórios da totalidade das Receitas Anuais de Geração – RAG, das Usinas do Complexo de Paulo Afonso, Usina de Funil e Usina da Pedra durante o prazo da operação.

São motivos de vencimento antecipado da dívida e imediata execução do título, independentemente de notificação judicial ou extrajudicial, além dos casos previstos em lei aqueles estabelecidos em contrato, tais como:

- a) Infringência de qualquer obrigação contratual;
- b) Existência, a qualquer tempo, de débitos fiscais, trabalhistas ou previdenciários, vencidos e não pagos, em nome da Creditada, exceto aqueles que estejam sendo discutidos judicialmente;

As cláusulas de vencimento antecipado estabelecidas nos contratos de financiamentos e empréstimos estão sendo cumpridas pela Companhia.

- **BNDES**

O saldo de principal e encargos é de R\$ 443.610 (R\$ 506.667, em 2018). Deste saldo, R\$ 302.349 (R\$ 333.126, em 2018) referem-se a créditos oriundos do FINEM no qual incidem juros de 3,28% a.a. acima da TJLP, pagos mensalmente para os subcréditos A e B do contrato 1148.1 e subcrédito A do contrato 1149.1. A outra parte do saldo no montante de R\$ 138.258 (R\$ 173.541, em 2018) refere-se à créditos da linha FINAME aonde incidem juros de 3,5% a.a., pagos mensalmente para o subcrédito C do contrato 1148.1 e subcrédito B do contrato 1149.1. Por fim, para o saldo de R\$ 3.003 referente ao subcrédito social, cujo primeiro desembolso

ocorreu em 2019, incide juros atrelados apenas à TJLP a.a., pagos mensalmente para o subcrédito D do contrato 1148.1 e subcrédito C do contrato 1149.1. Os Contratos foram firmados em 2013, com liberações de recursos a partir de 2015, após a redefinição das garantias a serem prestadas pela Chesf em favor do banco.

Os financiamentos junto ao BNDES destinam-se a implantação das obras de ampliação, reforços, melhorias e modernização da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, sob responsabilidade da Chesf, para implantação de projetos e programas de Investimentos Sociais de Empresas (ISE), bem como para aquisição de máquinas e equipamentos nacionais que se enquadrem nos critérios da Agência Especial de Financiamento Industrial – Finame, tendo como garantias a cessão fiduciária dos direitos creditórios da Receita Anual de Geração - RAG, a que a beneficiária tem direito pela disponibilização da Garantia Física e de Potência das Usinas Hidroelétricas Luiz Gonzaga (Itaparica), Boa Esperança (Castelo Branco) e Xingó, e Fiança da Eletrobras.

O aporte mais recente ocorreu em 26/12/2019, quando a Chesf recebeu R\$ 3.000 referentes à linha de crédito social. O recurso tem sido utilizado na implementação do Projeto Lagos do São Francisco, por meio de um Convênio celebrado com a EMBRAPA Semiárido, a qual desempenha o papel de executora do referido programa.

Estes financiamentos serão amortizados em até 168 parcelas mensais e sucessivas, vencendo a primeira na data na formalização do aditivo aos respectivos contratos e a última no dia 15/06/2029.

O BNDES poderá declarar vencido antecipadamente a dívida, com a exigibilidade e imediata sustação de qualquer desembolso, se, além das hipóteses previstas nos artigos 39 e 40 das "DISPOSIÇÕES APLICÁVEIS AOS CONTRATOS DO BNDES", a que se refere a Cláusula Décima Primeira, inciso I, forem comprovados pelo BNDES:

- a) a redução do quadro de pessoal da BENEFICIÁRIA sem atendimento ao disposto no inciso IV da Cláusula Décima Primeira;
- b) a inclusão em acordo societário, estatuto ou contrato social da BENEFICIÁRIA, ou das empresas que a controlam, de dispositivo que importe em restrições ou prejuízo à capacidade de pagamento das obrigações financeiras decorrentes desta operação;
- c) o descumprimento de qualquer obrigação prevista no presente Contrato, no "Contrato de Garantia" referido na Cláusula Nona ou no "Contrato de Administração de Contas e Outras Avenças" referido no inciso XXVIII da Cláusula Décima Primeira;
- d) a falsidade da declaração firmada pela BENEFICIÁRIA na Cláusula Oitava (Garantia da Operação) que negava a existência de gravames sobre os direitos creditórios oferecidos ao BNDES;
- e) a constituição sem a prévia autorização do BNDES, de penhor ou gravame sobre os direitos creditórios dados em garantia ao BNDES na Cláusula Oitava (Garantia da Operação); ou
- f) o descumprimento de qualquer obrigação prevista no presente CONTRATO e no CONTRATO de Cessão Fiduciária de Direitos, Administração de Contas e Outras Avenças mencionado no caput da Cláusula Oitava (Garantia da Operação);
- g) aplicação dos recursos concedidos por este Contrato em finalidade diversa da prevista na Cláusula Primeira (Natureza, Valor e Finalidade do Contrato).

As cláusulas de vencimento antecipado estabelecidas nos contratos de financiamentos e empréstimos estão sendo cumpridas pela Companhia.

- **Banco Safra**

Saldo de R\$ 223.517 (R\$ 206.234, em 2018) referente à Cédula de Crédito Bancário – CCB contratada junto ao Banco Safra S.A., com juros de CDI + 2,49% ao ano.

Empréstimo contratado em agosto de 2018 no montante de R\$ 200.000, com juros de CDI + 2,49% ao ano, prazo de 72 (setenta e dois) meses, sendo 24 (vinte e quatro) meses de carência do principal e dos juros, destinado ao financiamento do capital de giro da Companhia, garantido pela cessão fiduciária de recebíveis de Contratos de Compra e Venda de Energia - CCVEs.

Alguns dos motivos de vencimento antecipado da dívida, independentemente de aviso extrajudicial ou interpelação judicial:

- a) Se ocorrer qualquer uma das causas cogitadas nos artigos 333 e 1425 do Código Civil Brasileiro.

- b) Se não realizarem, na respectiva data de vencimento, qualquer pagamento de sua responsabilidade, decorrente da presente Cédula.
- c) Se tiver(em) sua falência, insolvência civil (concurso de credores), recuperação judicial ou extrajudicial requerida(s), deferida(s) ou decretada(s).
- d) Se qualquer autorização governamental necessária ao cumprimento de qualquer obrigação decorrente desta Cédula for suspensa ou revogada.
- e) Se, sem o expresse consentimento do SAFRA sofrer(em), durante a vigência desta Cédula, qualquer operação de transformação, incorporação, fusão ou cisão, ou qualquer outro tipo de reorganização ou transformação societária.

As cláusulas de vencimento antecipado estabelecidas nos contratos de financiamentos e empréstimos estão sendo cumpridas pela Companhia.

24.2 - Composição dos financiamentos e empréstimos por indexador:

	31/12/2019	31/12/2018
IPCA	73.481	183.146
CDI	328.632	603.585
TJLP	305.352	333.126
Sem indexador	320.333	378.344
Total	1.027.798	1.498.201
Principal	999.504	1.486.924
Encargos	28.294	11.277
Total	1.027.798	1.498.201

24.3 – Vencimentos das parcelas do passivo não circulante

O valor principal dos financiamentos e empréstimos a longo prazo, no montante de R\$ 815.698 (R\$ 942.480, em 2018), tem seus vencimentos assim programados:

	31/12/2019	31/12/2018
2020	-	224.806
2021	186.720	173.980
2022	141.717	128.543
2023	133.538	119.914
2024	84.784	70.688
Após 2024	268.939	224.549
Total Não Circulante	815.698	942.480

24.4 - Mutação dos financiamentos e empréstimos

	Circulante			Não Circulante
	Encargos	Principal	Total	Principal
Saldo em 31/12/2017	15.349	1.075.526	1.090.875	1.000.346
Ingressos	-	-	-	489.792
Provisão de Encargos	192.072	-	192.072	-
Variação monetária	(541)	2.284	1.743	8.460
Transferências	-	556.118	556.118	(556.118)
Amortizações/pagamentos	(195.603)	(1.089.484)	(1.285.087)	-
Saldo em 31/12/2018	11.277	544.444	555.721	942.480
Ingressos	-	-	-	98.540
Provisão de Encargos	88.951	-	88.951	-
Variação monetária	-	(2.218)	(2.218)	1.281
Transferências	-	226.603	226.603	(226.603)
Amortizações/pagamentos	(71.934)	(585.023)	(656.957)	-
Saldo em 31/12/2019	28.294	183.806	212.100	815.698

24.5 – Garantias

A Companhia participa, sem custo ou recebimento de remuneração, na qualidade de interveniente garantidora de diversos empreendimentos cujos montantes garantidos, projeções e valores já pagos estão demonstrados abaixo:

Empresa	Banco Financiador	Modalidade	Participação na Investida	Valor do Financiamento (Quota parte da Companhia) (*)	Saldo Devedor em 31/12/2019 (*)	Projeção do Saldo Devedor			Término da Garantia
						2020	2021	Após 2021	
TDG	BNB (FNE)	SPE	100,0%	29.764	23.793	23.002	21.826	20.650	30/03/2031
TDG	BNB (FNE)	SPE	100,0%	58.346	51.475	50.016	48.310	45.969	30/10/2032
UHE Sinop	Debêntures	SPE	24,5%	57.820	63.781	65.899	67.694	68.363	15/06/2032
Total				145.930	139.049	138.917	137.830	134.982	

(*) Valor do Financiamento contratado considerando o percentual de participação da Chesf na SPE.

25 – DEBÊNTURES

	Taxa de Juros	Vencimento	31/12/2019	
			Circulante	Não Circulante
Debêntures	IPCA + 7,0291% a.a.	15/01/2029	10.923	139.399

A controlada Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A., emitiu 168.000 debêntures, simples, Série Única, no valor unitário de R\$ 1.000,00, tendo sido totalmente integralizadas, com vencimento em 15/01/2029. Os recursos líquidos captados deverão ser aplicados nos projetos da controlada, objetos da Portaria nº 144 de 29/04/2016, e Portaria nº 18, de 02/02/2017, ambas do Ministério de Minas e Energia, nos termos do artigo 2º, parágrafo 1º, da Lei nº 12.431, do Decreto nº 8.874, e da Resolução do Conselho Monetário Nacional nº 3.947, de 27/01/2011.

Alguns dos motivos de vencimento antecipado são:

- Não pagamento, pela Emissora, do Valor Nominal Atualizado das Debêntures, dos Juros Remuneratórios ou de quaisquer outras obrigações pecuniárias devidas aos Debenturistas, sem que tal descumprimento seja sanado no prazo de até 2 (dois) dias úteis contado do respectivo vencimento;
- Extinção, encerramento das atividades, liquidação, dissolução, ou a decretação de falência da Emissora, bem como o requerimento de autofalência formulado pela Emissora, ou o requerimento de falência relativo à Emissora formulado por terceiros, desde que não tenha sido elidido no prazo legal;
- Extinção da concessão para executar os Projetos objeto do Contrato de Concessão bem como perda definitiva da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, prestado mediante a operação e manutenção de instalações de transmissão localizadas nos Estados do Rio Grande do Norte e da Paraíba, objeto do Contrato de Concessão;
- Transformação da Emissora em outro tipo societário;
- Pedido de recuperação judicial ou extrajudicial formulado pela Emissora, independentemente do deferimento ou não pelo juízo;
- Redução do capital social da Emissora, sem a prévia aprovação de Debenturistas, reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas, titulares de, no mínimo: (a) 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação; ou (b) maioria das Debêntures em Circulação, no caso do item “b” somente enquanto Índice de Capital Próprio, definido pela relação “Patrimônio Líquido”/“Ativo Total” da Emissora for igual ou superior a 30% (trinta por cento);
- Não atendimento, pela Emissora, por 2 (dois) anos seguidos ou 3 (três) anos intercalados, do ICSD mínimo de 1,2 (um inteiro e dois décimos), independentemente da realização de depósitos na Conta Complementação do ICSD (conforme definido abaixo) em cada um dos exercícios. O ICSD deverá ser apurado anualmente, com base nas demonstrações financeiras anuais consolidadas e auditadas referentes ao ano civil anterior.

Para assegurar o cumprimento de todas as obrigações inerentes ao processo de emissão das debêntures foram outorgados em 31/03/2017 Contratos de Garantia:

- Contrato de Cessão Fiduciária, onde a Companhia oferece todos os direitos creditórios presentes e futuros, em decorrência do seu Contrato de Concessão nº 008/2011.
- Contrato de Alienação Fiduciária, onde a Companhia oferece todas as ações representativas do seu capital social de titularidade das Acionistas, já subscritas e as que venham a ser subscritas em data posterior a assinatura deste contrato.

As debêntures serão amortizadas em doze anos com parcelas semestrais, sendo a primeira em setembro de 2017 e a última em janeiro de 2029, o saldo devedor é atualizado pela variação do Índice Nacional de Preço ao Consumidor – IPCA, divulgado mensalmente pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, com Spread de 7,0291% ao ano, devidos desde a data da integralização até a data do efetivo pagamento.

25.1 – Vencimento das parcelas do passivo não circulante:

Ano	Principal	Custos de transação	Total
2021	17.140	(531)	16.609
2022	20.055	(690)	19.365
2023	23.697	(903)	22.794
2024	22.932	(956)	21.976
Após 2024	64.125	(5.470)	58.655
Total	147.949	(8.550)	139.399

25.2 – Mutação das debêntures:

Saldo em 31/12/2018	-
Saldo de incorporação de SPE	152.133
Provisão de Juros e Variação Monetária	16.649
Pagamento de juros	(10.934)
Amortização de principal	(8.124)
Custos de transação apropriado	598
Saldo em 31/12/2019	150.322

26 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	31/12/2019	31/12/2018
Contribuições sociais	32.684	34.884
Férias	51.318	84.343
Gratificação de férias	38.502	-
Outros	-	8.538
Total	122.504	127.765

27 – INCENTIVO AO DESLIGAMENTO DE PESSOAL

	31/12/2019	31/12/2018
Circulante		
Plano de Incentivo ao Desligamento	-	33.040
Provisão plano de saúde	105.700	67.632
	105.700	100.672
Não Circulante		
Provisão plano de saúde	113.048	35.305
	113.048	35.305
TOTAL	218.748	135.977

27.1 - Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário – PIDV – Plano de Saúde

A Companhia aprovou um programa denominado “Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário – PIDV”, destinado ao desligamento de empregados que possuíam a partir de 20 anos de vínculo empregatício efetivo na Companhia ou que estivessem aposentados pelo INSS, e que voluntariamente desejassem aderir cujo prazo de adesão encerrou no dia 10/07/2013.

Aos empregados participantes do PIDV, e a seu grupo familiar, foi assegurado um plano de saúde administrado pela Fachesf, denominado “Fachesf Saúde Mais”, por um período de 60 (sessenta) meses, a partir da data de seu desligamento.

O Fachesf Saúde Mais é um plano privado de assistência à saúde, destinado exclusivamente para os empregados, participantes do Plano Previdenciário da Fachesf, que aderiram ao Plano de Incentivo a Demissão Voluntária – PIDV, e aos seus respectivos dependentes e agregados vinculados ao Plano de Assistência Patronal – PAP da Chesf, na data de adesão.

27.2 - Plano de Aposentadoria Extraordinária – PAE

Em 22/05/2017, a Companhia aprovou um programa denominado “Plano de Aposentadoria Extraordinária – PAE”, destinado ao desligamento voluntário de empregados elegíveis, de acordo com as seguintes regras:

- com idade igual ou superior a 55 anos, com pelo menos 10 anos de vínculo empregatício efetivo na Companhia, já aposentados pelo INSS ou em condições de obter a aposentadoria pelo INSS no mês do desligamento;
- reintegrados e anistiados por meio da Comissão Especial Interministerial – CEI de Anistia (Lei nº 8.878/1994), para os quais não há a exigência de tempo mínimo de vínculo empregatício efetivo na Companhia, nem de estarem aposentados ou em condições de obterem a aposentadoria pelo INSS;
- com idade inferior a 55 anos, com mais de 10 anos de vínculo empregatício efetivo na Companhia e já aposentados pelo INSS, ou integrantes de categorias que têm aposentadoria especial.

Em 2017, houve a adesão de 470 empregados ao PAE, com desligamento de 464 empregados.

Plano de Saúde

Aos empregados participantes do PAE, e a seu grupo familiar, será assegurado um plano de saúde administrado pela Fachesf, por um período de 60 (sessenta) meses, a partir da data de seu desligamento. Esse é um plano privado de assistência à saúde, destinado exclusivamente para os empregados, participantes do Plano Previdenciário da Fachesf, que aderirem ao Plano de Aposentadoria Extraordinária – PAE, e aos seus respectivos dependentes inscritos no Plano de Assistência Patronal – PAP, com participação da Chesf, no momento do desligamento.

27.3 - Plano de Demissão Consensual – PDC

Em 26/03/2018, a Companhia aprovou um programa denominado “Plano de Demissão Consensual – PDC”, destinado ao desligamento voluntário de empregados elegíveis, de acordo com as seguintes regras:

- ter, no mínimo, 10 anos de vínculo empregatício efetivo na Companhia na data do seu desligamento, considerando o limite de 03/12/2018;
- reintegrados e anistiados por meio da Comissão Especial Interministerial – CEI de Anistia (Lei nº 8.878/1994), para os quais não há a exigência de tempo mínimo de vínculo empregatício efetivo na Companhia;

Na primeira fase do Plano se inscreveram 291 empregados e na segunda fase, mais 52, totalizando 343 inscritos, com desligamento de 321 empregados em 2018. As despesas com o PDC incluem incentivos financeiros e um plano de saúde, pelo período máximo de 60 (sessenta) meses, a partir da data de seu desligamento.

Plano de Saúde

Aos empregados participantes do PDC, e a seu grupo familiar, será assegurado um plano de saúde administrado pela Fachesf, por um período de 60 (sessenta) meses, a partir da data de seu desligamento. Esse é um plano privado de assistência à saúde, destinado exclusivamente para os empregados, participantes do Plano Previdenciário da Fachesf, que aderirem ao Plano de Demissão Consensual – PDC, e aos seus respectivos dependentes inscritos no Plano de Assistência Patronal – PAP, com participação da Chesf, no momento do desligamento.

27.4 - Plano de Demissão Consensual 2019 – PDC

No exercício foram abertas as inscrições para o “Plano de Demissão Consensual 2019 (“PDC”), destinado ao desligamento voluntário de empregados elegíveis, de acordo com as seguintes regras:

- ter, no mínimo, 03 anos de vínculo empregatício com a empresa na data do seu desligamento; ou
- ter sido reintegrado ou readmitido na condição de anistiado (Lei nº 8.878/1994) após reconhecimento pela Comissão Especial Interministerial – CEI de Anistia ou por decisão judicial, transitada em julgado, baseada no reconhecimento da referida condição. (Neste caso não há exigência de tempo mínimo de empresa).

Houve a adesão de 646 empregados ao PDC com desligamentos de 626 até dezembro. As despesas com o PDC incluem incentivos financeiros e um plano de saúde, pelo período máximo de 36 (trinta e seis) meses, a partir da data de seu desligamento.

Plano de Saúde

Aos empregados participantes do PDC, e a seu grupo familiar, será assegurado um plano de saúde administrado pela Fachesf, por um período de 36 (trinta e seis) meses, a partir da data de seu desligamento. Esse é um plano privado de assistência à saúde, destinado exclusivamente para os empregados, participantes do Plano Previdenciário da Fachesf, que aderirem ao Plano de Demissão Consensual – PDC, e aos seus respectivos dependentes inscritos no Plano de Assistência Patronal – PAP, com participação da Chesf, no momento do desligamento.

28 – BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

A Companhia é patrocinadora da Fundação Chesf de Assistência e Seguridade Social - Fachesf, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal assegurar a prestação de benefícios complementares aos concedidos pela Previdência Oficial.

O regime atuarial da Fachesf é o de capitalização e o Plano originalmente constituído é do tipo Benefício Definido (Plano BD). Em 29/06/2001, foram implantados os Planos de Contribuição Definida (Plano CD) e de Benefício Saldado (Plano BS), tendo a migração de participantes do Plano BD para os novos Planos, encerrada em 19/11/2001, atingindo o percentual de 97,1%.

A Companhia adota os procedimentos recomendados pelo Pronunciamento Técnico CPC 33(R1) (IAS 19), aprovado pela Deliberação CVM nº 695/2012, procedendo à avaliação atuarial dos passivos decorrentes dos benefícios pós-emprego. Os critérios e hipóteses adotados nessa avaliação podem diferir daqueles adotados pela administração do programa, os quais seguem legislações específicas, impedindo, assim, as comparações simples de resultados.

Em conformidade com as práticas contábeis previstas na Deliberação CVM nº 695/2012, a Companhia adota como política contábil o reconhecimento dos ganhos e perdas atuariais, no período em que ocorrerem, em outros resultados abrangentes conforme orientações do CPC 33(R1) e IAS 19.

A seguir, encontra-se o detalhamento dos compromissos referentes aos Planos de Aposentadoria, na forma da Deliberação CVM nº 695/2012, na data-base de 31/12/2019.

PLANO PREVIDENCIÁRIO

• Características Básicas

A Fachesf administra em favor dos empregados da Chesf três planos de aposentadoria: o Plano de Benefícios Definido, o Plano de Aposentadoria de Contribuição Definida e o Plano de Benefícios Saldados.

O Plano de Benefícios, do tipo benefício definido, garante aos participantes um benefício de 100% da média dos últimos salários.

O Plano de Aposentadoria de Contribuição Definida é um plano onde o participante escolhe o seu nível de contribuição e a patrocinadora contribui com um percentual variável da contribuição escolhida pelo participante. A acumulação desses recursos é que irá determinar o valor do benefício do participante. A Chesf se responsabiliza ainda pelos custos dos benefícios de risco e da administração do plano. Este é o único Plano aberto a novas inscrições.

Os participantes que optaram pela transferência do Plano de Benefícios para o Plano de Aposentadoria de Contribuição Definida tiveram a opção de manter no Plano Benefícios Saldados o valor proporcional que haviam

acumulado no plano de origem ou transferir o valor presente de tal benefício para o Plano de Aposentadoria de Contribuição Definida.

- **Política Contábil Adotada pela Entidade no Reconhecimento dos Ganhos e Perdas Atuariais.**

A obrigação com benefícios de aposentadoria reconhecida no balanço patrimonial representa o valor presente da obrigação com os benefícios definidos, ajustada por ganhos e perdas atuariais e pelo custo dos serviços passados, reduzido pelo valor justo dos ativos do plano, conforme previsto no Pronunciamento sobre a Contabilização de Benefícios a Empregados.

Perfil populacional dos participantes:

DADOS POPULACIONAIS	31/12/2019			31/12/2018		
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Plano BD	Plano BS	Plano CD
Participantes ativos						
Participantes - nº	11	704	3.350	11	903	3.652
Idade Média (anos)	63,24	65,28	48,85	63,46	61,41	48,59
Salário Médio em R\$	12.000,47	1.911,81	13.194,09	11.569,43	8.562,62	12.652,60
Aposentados						
Participantes Aposentados - nº	3.963	1.439	959	4.098	1.312	815
Idade Média	75,23	66,63	65,29	74,41	66,04	64,88
Benefício em Médio R\$	5.466,82	3.964,92	5.395,82	5.034,68	3.730,07	4.457,16
Pensionistas						
Números de pensões	1.812	186	186	1.770	167	163
Benefício Médio em R\$	2.191,76	62,07	60,59	1.990,64	1.161,15	2.494,33
População Total	5.786	2.329	4.495	5.879	2.382	4.630

SEGURO DE VIDA

A Companhia subsidia parte dos prêmios decorrentes de uma apólice de seguro de vida para os empregados ativos. Os ex-empregados aposentados, que optaram por permanecer vinculados a essa apólice, pagam integralmente o prêmio que é estabelecido de forma coletiva para toda a massa de ativos e inativos. Todavia, dadas as características etárias das massas populacionais de ativos e inativos, o cálculo atuarial do prêmio segregado atribuível à massa inativa identifica a existência de um subsídio pós-emprego indireto pago pela Companhia.

Com base nas características apresentadas, a Companhia registra em seu passivo não circulante a avaliação atuarial para cobertura dos segurados inativos, considerando o total da apólice vigente, segregada entre as partes.

Em conformidade com as novas práticas contábeis, a Companhia adota como política contábil o reconhecimento dos ganhos e perdas atuariais apurados relativo ao benefício de seguro de vida, no período em que ocorrerem, em outros resultados abrangentes, conforme orientações do CPC 33(R1) e IAS 19.

HIPÓTESES ATUARIAIS E ECONÔMICAS

	2019	2018
Hipóteses Econômicas		
Taxa de juros de desconto atuarial anual	0,00%	0,00%
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	2,96%	4,63%
Projeção de aumento médio dos salários	1,50%	1,50%
Projeção de aumento médio dos benefícios	Nula	3,89%
Taxa média de inflação anual	3,68%	3,89%
Hipóteses Demográficas		
Taxa de rotatividade	0,00%	0,00%
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000 Basic	AT-2000 Basic DES
Tábua de mortalidade de inválidos	AT- 49 Segregada por sexo	AT- 49 Segregada por sexo
Tábua de invalidez	Alvaro Vindas	Alvaro Vindas

A taxa de juros de longo prazo considerada baseou-se na prática de mercado dos títulos do Governo Federal, conforme critério recomendado pelas normas nacionais e internacionais, para prazos similares aos dos fluxos das obrigações do programa de benefícios.

PLANOS DE BENEFÍCIOS EM 31/12/2019

	31/12/2019				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
ALTERAÇÕES NAS OBRIGAÇÕES					
Obrigação de benefício definido no final do ano anterior	3.331.950	1.340.528	779.509	49.782	5.501.769
Custo de juros	275.607	116.923	66.979	3.166	462.675
Custo do serviço corrente	120	-	2.848	-	2.968
Benefícios pagos pelo plano	(333.958)	(146.404)	(181.793)	-	(662.155)
Reembolso do serviço corrente	(215)	-	-	-	(215)
Contribuições normais e extraordinárias dos participantes ativos	179	-	-	-	179
(Ganhos)/Perdas atuariais	646.851	165.541	569.394	(23.701)	1.358.085
Obrigação de benefício definido no final do ano	3.920.534	1.476.588	1.236.937	29.247	6.663.306
RECONCILIAÇÃO DO VALOR JUSTO DO ATIVO DO PLANO					
Valor justo do ativo do plano no final do ano anterior	2.397.811	1.442.007	1.094.755	-	4.934.573
Juros sobre o valor justo do ativo do plano	200.979	126.017	94.680	-	421.676
Contribuição paga pela empresa	135.834	3.271	-	-	139.105
Contribuição de participante	179	-	-	-	179
Benefício pago pelo plano	(333.958)	(146.404)	(181.793)	-	(662.155)
Ganhos/(Perdas) nos ativos financeiros	94.478	81.076	333.786	-	509.340
Valor justo do ativo do plano no final do ano	2.495.323	1.505.967	1.341.428	-	5.342.718

PLANOS DE BENEFÍCIOS EM 31/12/2018

	31/12/2018				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
ALTERAÇÕES NAS OBRIGAÇÕES					
Obrigação de benefício definido no final do ano anterior	3.345.967	1.122.249	530.393	66.265	5.064.874
Custo de juros	298.155	103.593	49.547	5.393	456.688
Custo do serviço corrente	490	9	944	4.917	6.360
Benefícios pagos pelo plano	(314.731)	(76.562)	(96.755)	-	(488.048)
Reembolso do serviço corrente	(9.155)	-	(8.164)	-	(17.319)
Contribuições normais e extraordinárias dos participantes ativos	204	-	-	-	204
(Ganhos)/Perdas atuariais	11.020	191.239	303.544	(26.793)	479.010
Obrigação de benefício definido no final do ano	3.331.950	1.340.528	779.509	49.782	5.501.769
RECONCILIAÇÃO DO VALOR JUSTO DO ATIVO DO PLANO					
Valor justo do ativo do plano no final do ano anterior	2.287.102	1.360.422	903.857	-	4.551.381
Juros sobre o valor justo do ativo do plano	208.246	126.473	86.429	-	421.148
Contribuição paga pela empresa	147.404	2.869	-	-	150.273
Contribuição de participante	204	-	-	-	204
Benefício pago pelo plano	(314.731)	(76.562)	(96.755)	-	(488.048)
Ganhos/(Perdas) nos ativos financeiros	69.586	28.805	201.224	-	299.615
Valor justo do ativo do plano no final do ano	2.397.811	1.442.007	1.094.755	-	4.934.573

ATIVOS GARANTIDORES POR CATEGORIA

As principais categorias de ativos do plano no final do período são apresentadas a seguir:

Categorias de Ativo	31/12/2019			31/12/2018		
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Plano BD	Plano BS	Plano CD
Disponível	70	65	387	559	118	228
Realizável	252.927	26.558	63.404	269.684	18.419	94.144
Títulos Públicos	1.854.632	1.404.377	3.076.692	1.889.145	1.354.638	2.838.501
Crédito de Depósitos Privados	344.833	31.569	442.528	222.287	24.106	202.159
Investimentos em Fundos	67.724	31.537	58.253	75.092	27.646	31.976
Investimentos imobiliários	51.711	15.165	5.551	27.715	9.945	5.497
Empréstimos e financiamentos	141.672	30.938	134.499	145.396	32.981	141.534
(-) Exigíveis Previdenciários	(58.125)	(26.505)	(75.977)	(52.930)	(18.494)	(96.208)
(-) Exigível Contingencial	(134.581)	-	-	(157.309)	-	-
(-) Fundo de Investimentos	(25.540)	(7.737)	(9.973)	(21.828)	(7.352)	(9.283)
Valor justo - parte CD	-	-	(2.353.936)	-	-	(2.113.793)
Valor justo dos ativos do plano	2.495.323	1.505.967	1.341.428	2.397.811	1.442.007	1.094.755

FLUXO PROJETADO DE PAGAMENTO DE BENEFÍCIOS

Valores esperados	Posição em 31/12/2019		
	Plano BD	Plano BS	Plano CD
Até 1 ano:	333.739	89.346	74.829
De 1 ano a 2 anos:	647.411	175.559	144.807
De 2 anos a 5 anos:	607.674	167.343	136.004
Acima de 5 anos:	1.988.365	654.829	550.999
Total dos pagamentos esperados pelo Plano:	3.577.189	1.087.077	906.639

MOVIMENTAÇÃO DO PASSIVO COM BENEFÍCIOS POS-EMPREGO

	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Planos de saúde (PAE/PDC)	Total
Saldo em 31/12/2017	1.058.865	-	-	66.265	-	1.125.130
Custo dos Juros e do Serviço	81.244	9	(7.220)	10.310	-	84.343
Pagamentos	(131.095)	-	(55.639)	-	-	(186.734)
Ajuste atuarial	31.913	(9)	62.859	(26.793)	-	67.970
Saldo em 31/12/2018	1.040.927	-	-	49.782	-	1.090.709
Custo dos Juros e do Serviço	74.532	(129)	2.848	3.166	-	80.417
Pagamentos	(117.468)	-	(52.304)	-	-	(169.772)
Ajuste atuarial	427.220	129	49.456	(23.702)	(184.674)	268.429
Saldo em 31/12/2019	1.425.211	-	-	29.246	(184.674)	1.269.783

CUSTO PERIÓDICO LÍQUIDO

	Exercício de 2019				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
COMPONENTES DO CUSTO PERIÓDICO					
Custo do serviço	120	-	2.848	-	2.968
Custo dos juros	74.628	(9.094)	(27.701)	3.166	40.999
Contribuição de participantes	(215)	-	-	-	(215)
CUSTO DOS BENEFÍCIOS NO PERÍODO	74.533	(9.094)	(24.853)	3.166	43.752

	Exercício de 2018				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
COMPONENTES DO CUSTO PERIÓDICO					
Custo do serviço	490	9	944	4.917	6.360
Custo dos juros	89.909	-	-	5.393	95.302
Contribuição de participantes	(9.155)	-	(8.164)	-	(17.319)
CUSTO DOS BENEFÍCIOS NO PERÍODO	81.244	9	(7.220)	10.310	84.343

MOVIMENTAÇÃO DE BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO EM OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES

	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Planos de saúde	Total
Saldo em 31/12/2017	(1.338.783)	(31.289)	(226.663)	(42.081)	-	(1.638.816)
Ganhos e perdas	(31.913)	9	(62.859)	26.793	-	(67.970)
Saldo em 31/12/2018	(1.370.696)	(31.280)	(289.522)	(15.288)	-	(1.706.786)
Ganhos e perdas	(427.220)	(129)	(49.456)	23.702	184.674	(268.429)
Saldo em 31/12/2019	(1.797.916)	(31.409)	(338.978)	8.414	184.674	(1.975.215)

ANÁLISES DE SENSIBILIDADES NAS HIPÓTESES ADOTADAS

PLANO BD		
Sensibilidade da taxa de desconto sobre a obrigação		
Taxa	Total da Obrigação	Variação
Real	3.920.534	-
Aumento (1%)	3.489.717	-11%
Redução (1%)	4.395.841	12%
Sensibilidade do crescimento salarial sobre as obrigações		
Taxa	Total da Obrigação	Variação
Real	3.920.534	-
Aumento (1%)	3.965.014	1,00%
Redução (1%)	3.872.724	-1,00%

PLANO BS		
Sensibilidade da taxa de desconto sobre a obrigação		
Taxa	Total da Obrigação	Variação
Real	1.476.588	-
Aumento (1%)	1.314.329	-11%
Redução (1%)	1.655.602	12%

PLANO CD		
Sensibilidade da taxa de desconto sobre a obrigação		
Taxa	Total da Obrigação	Variação
Real	1.236.937	-
Aumento (1%)	1.101.013	-11%
Redução (1%)	1.386.897	12%
Sensibilidade do crescimento salarial sobre as obrigações		
Taxa	Total da Obrigação	Variação
Real	1.236.937	-
Aumento (1%)	1.237.615	0,00%
Redução (1%)	1.236.259	0,00%

SEGURO DE VIDA		
Sensibilidade da taxa de desconto sobre a obrigação		
Taxa	Total da Obrigação	Variação
Real	29.247	-
Aumento (1%)	26.033	-11%
Redução (1%)	32.793	12%

PASSIVO ATUARIAL DOS PLANOS PREVIDENCIÁRIOS CONTRATADOS

A Companhia mantém plano de previdência aos seus empregados e seguro de vida pós-emprego conforme a seguir:

<u>Descrição</u>	31/12/2019	31/12/2018
Planos previdenciários	1.425.211	1.040.927
Seguro de vida	29.246 (184.674)	49.782 -
Total	1.269.783	1.090.709
Circulante	120.649	116.042
Não circulante	1.149.134	974.667

Os valores reconhecidos no período foram apurados com base no laudo atuarial preparado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

A avaliação atuarial é intrinsecamente incerta e, portanto, está sujeita a alterações quando da revisão atuarial realizada anualmente.

OUTROS BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

Além dos benefícios concedidos por intermédio dos planos de previdência complementar, a Companhia oferece outras vantagens a seus empregados, tais como: plano de saúde, seguro de vida, auxílio refeição, auxílio transporte e auxílio educação, que são periodicamente negociadas por ocasião dos acordos coletivos de trabalho.

29 – ENCARGOS SETORIAIS

	31/12/2019	31/12/2018
<u>Circulante</u>		
Pesquisa e Desenvolvimento	107.824	103.655
Encargos do consumidor a recolher	24.446	16.019
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	21.064	13.984
	153.334	133.658
<u>Não Circulante</u>		
Pesquisa e Desenvolvimento	436.066	394.670
Encargos do consumidor a recolher	-	13.477
	436.066	408.147
Total	589.400	541.805

30 – OUTROS PASSIVOS

	31/12/2019	31/12/2018
Circulante		
Cauções em garantia	3.791	4.311
Acordo Chesf/Senai	1.569	1.366
Entidade seguradora	-	47
Aquisição da conexão à SE Pirapama II	1.353	1.353
Contas a Pagar - Eletropar	73	73
Outros	22.089	2.552
	28.875	9.702
Não Circulante		
Provisão E.S.S.	15.114	15.114
FGTS Conta-Empresa	4.991	4.703
	20.105	19.817
Total	48.980	29.519

31 – RISCOS TRIBUTÁRIOS, CÍVEIS, TRABALHISTAS E AMBIENTAIS

	Provisão em 31/12/2018	Adições (reversões)	Baixas	Incorporação ETN	Provisão em 31/12/2019
Trabalhistas	120.078	33.438	(24.181)	-	129.335
Cíveis	2.547.709	369.666	(8.008)	14.837	2.924.204
Fiscais	47.545	13.791	-	-	61.336
Total	2.715.332	416.895	(32.189)	14.837	3.114.875

A Chesf é parte em processos judiciais, perante vários tribunais e órgãos governamentais, oriundos do curso normal de suas operações, envolvendo questões tributárias, cíveis e trabalhistas.

Em atendimento às práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia adota o procedimento de classificar as causas impetradas contra ela em função do risco de perda, baseada na opinião de seus consultores jurídicos, da seguinte forma:

- São constituídas provisões para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado **provável**;
- São divulgadas em notas explicativas as informações correspondentes às causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado **possível**;
- Para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado **remoto**, somente são divulgadas em notas explicativas as informações que, a critério da administração, sejam julgadas de relevância para o pleno entendimento das demonstrações financeiras.

As contingências da área Trabalhista são compostas na sua maioria de ações relativas a periculosidade; horas extras; suplementações de aposentadoria Fachesf; equiparação/enquadramento funcional e de verbas rescisórias decorrentes de inadimplências de empresas terceirizadas.

As Cíveis de maior peso são as ações de caráter indenizatório, desapropriações e de recomposição financeira de contratos.

Na área Tributária há questões envolvendo anulação de autos de infração; pleitos de ressarcimento/compensação de créditos (PIS, Cofins, IRPJ, CSLL, ITR, ICMS entre outros tributos).

Todas essas contingências estão tendo as devidas defesas pela Companhia, tendo sido constituídos os pertinentes depósitos judiciais, quando requeridos.

1) Destacam-se as seguintes ações com **risco de perda provável**:

- 1.1) A Chesf é autora de uma ação na qual pede a declaração de nulidade parcial de aditivo (Fator K de correção analítica de preços) ao contrato de empreitada das obras civis da Usina Hidrelétrica Xingó, firmado com o Consórcio formado pela Companhia Brasileira de Projetos e Obras - CBPO, CONSTRAN S.A. - Construções e Comércio e Mendes Júnior Engenharia S.A. (rés neste processo, e aqui doravante assim referidas), e a devolução de importâncias pagas, a título de Fator K, no valor de aproximadamente R\$ 350.000 (valores da

época, convertidos em reais), em dobro. As mesmas rés, além de contestarem o feito, ajuizaram, em paralelo, reconvenção pleiteando a condenação da Chesf a pagamentos vencidos decorrentes do mesmo aditivo contratual não tempestivamente liquidados pela Companhia (glosa parcial do Fator K entre julho de 1990 e dezembro de 1993, em obediência à Lei nº 8.030/1990, e suspensão integral do pagamento do Fator K, no período de janeiro de 1994 a janeiro de 1996).

Após longa tramitação processual nas instâncias ordinárias, incluindo controvérsia em torno do ramo judiciário competente para seu processamento e julgamento (a Chesf e a União, sua assistente no processo, entendem pela competência da Justiça Federal; o Tribunal Regional Federal da 5ª Região, à luz da Lei nº 8.197/1991, entendeu ser a competência da Justiça Estadual, entendimento este ratificado pelo Tribunal de Justiça de Pernambuco/TJPE – o Superior Tribunal de Justiça/STJ, instado a se pronunciar na matéria, não conheceu do correspondente recurso especial por razões exclusivamente processuais), a ação da Chesf foi julgada improcedente e a reconvenção das rés julgada procedente, ambas as decisões proferidas pelo TJPE.

Em tramitação perante o STJ (REsp 726.446) por força de recurso da Chesf, julgado majoritariamente improcedente (agosto/2010), posteriormente objeto de primeiros Embargos de Declaração de todas as partes, agora já julgados (improcedentes os da Chesf; parcialmente procedentes, em matéria de honorários de sucumbência, os das autoras reconvidadas), e também de segundos Embargos de Declaração de todas as partes, por igual agora já julgados (conhecidos e providos, porém sem efeitos modificativos relativamente ao anteriormente julgado) e novamente foram opostos Embargos de Declaração pela Chesf, que foram rejeitados com aplicação de multa de 0,01% do valor da causa. Posteriormente, a Chesf apresentou no prazo legal recurso de Embargos de Divergência (EResp) e Recurso Extraordinário (RE): o EResp, por suas particularidades específicas, depende de apreciação em parte pela Corte Especial e em parte pela primeira seção, ambas do mesmo STJ – perante a corte especial do STJ houve julgamento de improcedência (fevereiro/2016), e atualmente o mesmo EResp aguarda apreciação pela primeira seção do mesmo STJ; tendo sido publicada, aos 14/10/2019, decisão do Ministro Sergio Kukina, relator, denegando o EResp, do qual foi interposto recurso de agravo interno; o RE, interposto na mesma oportunidade mas destinado ao STF, apenas será oportunamente apreciado após o esgotamento da apreciação do EResp em todas as suas instâncias internas do STJ.

Por outro lado, tramita em primeira instância, perante a 12ª vara cível de Recife-PE, procedimento de “Cumprimento provisório de sentença”, proposto pelas mesmas partes adversas à Chesf no caso, onde (i) houve cálculo do contador judicial homologado pelo juízo (ainda que aplicando critérios de atualização manifestamente equivocados para o caso) fixando (provisoriamente) o valor da condenação principal (para abril/2015) em aproximadamente R\$ 1.035 milhões, (ii) houve a apresentação pela Chesf de “seguro garantia” originalmente acolhido pelo juízo processante, mas, em sede recursal, recusado pelo TJPE, (iii) até dezembro/2016 tinha havido a penhora de ativos financeiros bancários da Chesf em montante aproximado de R\$ 500 milhões e (iv) a Chesf apresentou recursos de Agravo e Reclamação pendentes de apreciação pelo TJPE (Relator, Des. Eduardo Paurá). Porém, em 07/12/2016, em face de nova iniciativa recursal da Chesf por meio do REsp 1.530.912, em trâmite no STJ e referido àquele mesmo processo ordinário (“ação de liquidação”), obteve-se decisão monocrática/liminar do respectivo relator (Ministro Mauro Campbell Marques, da 2ª seção) consubstanciada na atribuição de efeito suspensivo no referido recurso, que apresenta como consequência a extinção/suspensão da ação de liquidação e da ação de execução provisória (esta por ser originária da ação de liquidação), consequentemente liberando-se na íntegra (alvará expedido em 26.01.2017), em favor da Chesf, a totalidade do valor até então bloqueado/penhorado: atualmente, foi iniciado o julgamento colegiado/definitivo do referido REsp 1.530.912, com um único voto proferido (o do respectivo Relator) em desfavor da CHESF (o julgamento foi posteriormente suspenso em razão de pedido de vista pelo Ministro Herman Benjamin) .

A Administração da Companhia, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, atualizou a provisão em seu passivo não circulante, no montante de R\$ 1.287.047 e outros adicionais de R\$ 128.805, relativamente ao valor da condenação em honorários de sucumbência em favor dos patronos das partes adversas à Chesf (estes fixados à razão de 10% sobre o valor da condenação principal e mais R\$100), tudo o acima referido tomando especialmente por referência, de um lado, a decisão manifestada pelo TJPE em ação de liquidação (proposta pelo Consórcio Xingó – CBPO/CONSTRAN/Mendes Junior), atualmente em curso perante o STJ sob o nº RESP 1.530.912, distribuído naquela corte e ainda ali aguardando processamento e julgamento com atribuição de efeito suspensivo no recurso conforme acima referido (há, no mesmo processo, também Recurso Extraordinário com destino ao Supremo Tribunal Federal), e, de outro lado, os valores em torno dos quais (inclusive conforme suscitado no ora Recurso Especial acima referido) há a convicção de descabimento/inaplicação ao caso. Inexiste previsão de tempo para o desfecho desta lide.

- 1.2)** Ação de Indenização de 14.400 ha. de terra na Fazenda Aldeia, proposta na Comarca de Sento Sé (BA), pelo Espólio de Aderson Moura de Souza e esposa (distribuído e autuado à época sob o número 0085/1993,

atualmente 0000023-22.1993.805.0242). A sentença foi julgada procedente no primeiro grau para condenar a Chesf no valor de R\$ 50.000, (principal mais juros e correção monetária). Em 31/12/2008, a Chesf interpôs recurso para o Tribunal de Justiça da Bahia. Em 31/03/2009 o processo foi transferido para a Justiça Federal face intervenção da União Federal na qualidade de assistente (sendo autuado sob o número 0003437-77.2011.4.01.3305). Em 30/06/2011 foi julgado parcialmente procedente recurso de apelação interposto pela Chesf perante o Tribunal Regional Federal da 1ª Região, sendo negado provimento à apelação do autor. Em 30/09/2011 foi ajuizada Ação Rescisória (0054126-49.2011.4.01.0000) perante o Tribunal Regional Federal da Primeira Região, tendo sido deferida liminar em 31/12/2011 determinando a suspensão da execução do processo principal, o que se perdura até este momento. A Companhia possui em seu passivo não circulante provisão para suportar eventual perda nesta Ação no valor de R\$ 161.139. Em 31/12/2019, referida Ação Rescisória ainda encontra-se pendente de julgamento.

1.3) Ação de Desapropriação movida pela Companhia contra Herculano Galdino do Nascimento (Processo 0000538-66.2007.805.0245). Tendo como parte o sucessor, Henrique Moraes do Nascimento, cujo objeto da causa é a contestação do valor indenizatório pago à época. A Companhia mantém em seu passivo não circulante provisão para suportar eventual perda nesta ação no valor de R\$ 52.000. Processo em fase de instrução – laudo pericial. Em 06/07/2018 decisão da Justiça Federal não reconhecendo interesse jurídico da União para intervir no feito e remetendo o autos para a Justiça Estadual, decisão da qual a AGU interpôs recurso, pendente de julgamento.

1.4) O GSF (*Generation Scalling Factor*) é um índice sistêmico que indica a quantidade de energia gerada por todas as usinas hidráulicas participantes do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) do Sistema Interligado Nacional – SIN em relação à garantia física total (lastro) do MRE. A grave condição hidrológica que o Sistema Elétrico vem enfrentando, desde 2014, tem provocado uma judicialização sem precedentes no setor, que vem convivendo com uma série de liminares que afetam o adequado funcionamento do Mercado de Curto Prazo – MCP. Em julho de 2015, fruto de liminares de outros agentes, a Chesf foi imputada mediante as regras adotadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, a ratear o valor inadimplido de outros agentes devido a exposição do GSF, mesmo não tendo dado causa ao problema. A Chesf então, acionou a esfera judicial e obteve, através de liminar, a neutralidade dos efeitos do rateio de liminares de outros agentes e dos efeitos do GSF, inferior a 95% nas contabilizações no MCP. Desde então, independentemente do valor de GSF ocorrido nesse período, a Chesf vem percebendo, nos montantes contabilizados no MCP um “crédito” proveniente dos efeitos da liminar concedida. Os valores correspondem ao lastro das usinas não cotistas, no âmbito do MRE, quais sejam: a usina de Sobradinho e parcela de energia não alocada ao regime de cotas das demais usinas da Chesf conforme disciplinado pela Lei 12.783/2013. Considerando que os riscos hidrológicos para as usinas não cotistas, pela legislação atual, são imputados aos geradores hidráulicos, a Chesf avalia que os efeitos da liminar podem ser tempestivamente suspensos, tendo como consequência imediata a “devolução”, via contabilização no MCP, dos valores percebidos nas liquidações, desde 2015, quando foi proferida a liminar. Portanto, a empresa vem procedendo o provisionamento dos valores que estão sendo creditados mensalmente para a Chesf na liquidação na CCEE decorrentes da limitação do GSF imposta pela referida liminar. Foram apresentadas réplicas às contestações da Aneel e da União Federal, bem como interposto pela União Federal o agravo de instrumento n.º 1034651-46.2018.4.01.0000/DF, contrarrazoado pela Chesf aos 12/07/2019. Em 18/10/2019, foi concedido o efeito suspensivo ativo em favor da União Federal. Em 05/11/2019, a Chesf interpôs embargos de declaração, cujo provimento foi negado, confirmando, no entanto, que os efeitos da decisão não seriam retroativos. Em 13/12/2019 a Chesf ingressou com agravo interno. No primeiro grau, foi determinada a migração do processo para o PJe, estando o mesmo concluso para sentença.

Com base na avaliação dos seus consultores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como "provável", no montante estimado de R\$ 1.084.386, correspondente à parcela da decisão judicial que limitou o GSF a 95%, o qual a Companhia mantém provisão em seu passivo não circulante para suportar eventual perda.

2) A Chesf possui ações não provisionadas, com **risco de perda possível**, conforme distribuição a seguir:

	31/12/2019	31/12/2018
Trabalhistas	134.435	158.227
Ambientais	5.561	2.853
Cíveis e fiscais	9.297.519	8.885.542
Total	9.437.515	9.046.622

2.1) Dentre essas destacam-se as seguintes:

- 2.1.1)** Ação de indenização ajuizada pelo Consórcio formado pelas empresas CBPO/CONSTRAN/Mendes Júnior, ajuizada em 08/06/1999, processo nº 0012492-28.2010.4.05.8300, na qual pede a condenação da Companhia ao pagamento de compensação financeira adicional, em virtude de atraso no pagamento das faturas do contrato referente à Usina Hidrelétrica Xingó, para as faturas emitidas após 30/04/1990 (“Pós-Collor”). Na aludida ação, as autoras formularam pedidos genéricos, limitando-se a apontar a existência de um suposto direito a compensação financeira, remetendo a apuração dos valores para a liquidação da sentença.

A Chesf contestou a ação, inclusive pedindo que a União Federal fosse admitida no feito, com a consequente remessa do processo a uma das Varas da Justiça Federal em Pernambuco. Após a apresentação de perícia foi proferida sentença, pela justiça estadual, sendo a Chesf condenada a pagar aos autores a importância de R\$ 23.766, a preços de setembro de 2004 (R\$ 51.568, segundo cálculos da Chesf, em 31/03/2010). Contra essa decisão, a Chesf interpôs recurso de apelação, onde foi declarada, pelo TJPE a nulidade da sentença, por ter sido proferida por Juiz incompetente (uma vez que a União Federal havia sido admitida no feito), e determinando o envio dos autos à Justiça Federal. A Justiça Federal de Pernambuco recebeu o processo no estado em que se encontrava, não tendo determinado a realização de nova perícia, e tendo proferido nova sentença, condenando a Chesf ao pagamento das importâncias acima discriminadas. Diante dessa situação a Companhia interpôs recurso de apelação, para o Tribunal Regional Federal da 5.ª Região, no qual requereu a anulação do processo a partir da fase da perícia. Ato contínuo, a autora interpôs recurso de apelação adesivo. Julgados ambos os recursos pela 4ª turma do TRF5, em decisão publicada em 10/12/2014 que determinou a condenação ao pagamento de indenização relativa aos encargos moratórios calculados incorretamente sobre as parcelas pagas com atraso pela Chesf. Prevalecendo as conclusões do perito judicial no que tange ao equívoco da Chesf no cálculo dos encargos contratuais, exceto no que tange à necessidade de correção do anatocismo verificado no pagamento parcial das faturas e na incidência de juros de mora da parte dispositiva da sentença após 30/09/2001. Honorários reduzidos para R\$ 20. Embargos de declaração apresentados pela Chesf, pela União Federal e pela CBPO. Os embargos da CBPO foram providos para fixar os honorários em 2,5% do valor da condenação. Os embargos da Chesf e da União foram improvidos. Apresentados Recursos Especial e Extraordinário, estes foram admitidos e remetidos ao STJ. Distribuído o RESP 1.611.929/PE por dependência ao Ministro Mauro Campbell, 2ª Turma. Vistas ao MPF em 13/09/2016. Houve manifestação/parecer da Procuradoria-Geral da República junto ao STJ parcialmente favorável ao Recurso Especial da Chesf. A referida ação encontra-se pendente de julgamento. Em 09/05/2018 os autos foram conclusos para julgamento ao Ministro Herman Benjamin após pedido de vista em sessão de julgamento de 03/05/2018. Desde 18/12/2018 os autos estão conclusos para julgamento no gabinete do Ministro Herman Benjamin. Em 15/01/2019, foi proferida sentença de reconhecimento da prescrição.

Com base na avaliação de seus consultores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante estimado de R\$ 23.765.

- 2.1.2)** Ação civil pública proposta contra a Companhia pela Associação Comunitária do Povoado do Cabeço e Adjacências, no valor de R\$ 368.548, perante a 2ª Vara Federal em Sergipe, com o objetivo de obter compensação financeira em decorrência de alegados danos ambientais causados aos pescadores do Cabeço, à jusante da UHE Xingó e provocados pela construção desta Usina - Processo nº 0002809-27.2002.4.05.8500.

Foram incluídos no polo passivo da ação o Ibama, o IMA-AL, o CRA-BA, a União Federal e a Adema-SE.

Por outro lado, na comarca de Brejo Grande/SE, também tramitava ação civil pública proposta contra a Chesf pela Associação de Pescadores do Povoado Cabeço e Saramém, à qual foi atribuído o valor de R\$ 309.114 com os mesmos propósitos da demanda anteriormente comentada. Em 15/04/2008 foi proferida sentença reconhecendo a competência da Justiça Federal para processar e julgar o feito e determinando a remessa dos autos à 2ª Vara Federal de Sergipe. Em 19/02/2009 as duas ações foram consideradas processualmente conexas e passaram a tramitar juntas perante a 2ª Vara Federal/SE.

Em 14/05/2009 houve audiência com a finalidade de decidir sobre a natureza da prova processual a ser colhida, inclusive realização de perícia, restando estabelecido prazo de 03 (três) meses para as partes apresentarem quesitos para perícia. Após algumas remarcações de audiências, o Juízo decidiu inverter o ônus da prova e o ônus financeiro para realização da perícia, determinando, assim, que seu custo seja suportado pela Chesf. Contra a decisão que inverteu o ônus da prova e o ônus financeiro, a Chesf interpôs agravo de instrumento o qual foi convertido pelo desembargador relator em agravo retido, restando mantida a decisão agravada. Contra essa decisão a Chesf apresentou outros recursos (Embargos e agravo) que não lograram êxito.

Em 29/03/2011, o juiz de primeira instância nomeou equipe de peritos para produção de laudo e em 08/04/2011 a Chesf apresentou em juízo a relação dos seus assistentes técnicos e os seus quesitos periciais.

Em audiência realizada no dia 30/11/2011, para a definição da melhor forma de operacionalização do início dos trabalhos periciais, foi determinado que a Chesf efetivasse depósito judicial de R\$ 50 para fazer face às despesas com os peritos judiciais, depósito esse que foi realizado em 31/01/2012. Em 21/05/2013 foi realizada audiência na qual se traçou um cronograma para os trabalhos periciais, que serão realizados por equipes multidisciplinares, restando consignado previsão de conclusão dos laudos para janeiro de 2015. Em 27/11/2013 foi realizada audiência na qual foram homologados os planos de trabalhos das equipes de realização da perícia, estabelecendo-se, ainda, depósito mensal, a cargo da Chesf, para custeio das despesas com a realização da perícia e com os honorários dos profissionais designados nos autos no valor de R\$ 100, com início no mês de dezembro de 2013 e fim em maio de 2015. Também ficou consignado que ambos os processos restarão com seu trâmite exclusivamente direcionado à realização da perícia e suspensos até que seja apresentado o laudo pericial definitivo.

Em 18/11/2014, foi realizada nova audiência para acompanhamento de perícia e definição de cronograma de atividades com vistas à conclusão do trabalho pericial. Os dois Laudos Periciais foram disponibilizados para a Chesf em 07/12/2015.

Em 04/03/2016, o juiz determinou que a Chesf depositasse em juízo, a título de honorários periciais complementares, o montante de R\$ 755.350,56, dividido em 03 parcelas mensais (nos meses de março, abril e maio de 2016), bem como um valor adicional de R\$ 50 para cobrir as despesas com o deslocamento (passagens aéreas), hospedagem e alimentação dos peritos na audiência de esclarecimento do laudo pericial, realizada nos dias 28 e 29/03/2016.

O parecer dos assistentes técnicos da Chesf, que impugnou os laudos periciais, foi apresentado em ambos os processos judiciais em 30/05/2016. Por sua vez, as alegações finais da Chesf foram protocolizadas tempestivamente em 19/09/2016, estando os processos, desde 31/12/2018, conclusos para sentença, e tendo sido providenciada a migração do processo para o sistema PJe em 24/01/2019. Em 21/05/2019, após a digitalização, o juízo determinou que o feito fosse novamente concluso para sentença.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante estimado de R\$ 715.673.

- 2.1.3)** Ação ordinária proposta pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia (proc. 0026448-59.2002.4.01.3400 – 15ª Vara Federal-DF) visando à contabilização e liquidação pela Aneel das transações do mercado, relativa à exposição positiva (lucro) verificada em razão da não opção pelo alívio (seguro) feita em dezembro de 2000. Decisão interlocutória proferida no bojo do Agravo de Instrumento da AES SUL (Processo nº 2002.01.00.040870-5) interposto contra a Aneel, resultou num débito de aproximadamente R\$ 110.000, com pagamento estipulado para o dia 07/11/2008.

Para suspender a exigibilidade do débito, foram adotadas naquela oportunidade as seguintes providências jurídicas: 1) ajuizamento de Pedido de Suspensão de Liminar no STJ; 2) impetração de Mandado de Segurança perante o Tribunal de Justiça do Distrito Federal - TJDF; 3) protocolização de petição postulando o ingresso da Chesf no processo, na condição de litisconsorte passiva necessária. Foram acolhidos os procedimentos 2 e 3, com a consequente reforma da liminar e suspensão do débito em questão. A Chesf ingressou na lide como litisconsorte passiva necessária e contestou a ação. Em 31/12/2011 o Tribunal Regional Federal da 1.ª Região havia julgado procedente o mandado de segurança interposto pela Chesf (medida 2), tendo a AES ingressado com Recurso Especial, que após negado provimento, interpôs recurso de apelação. A Ação foi julgada improcedente e os embargos de Declaração rejeitados, havendo assim, a apresentação de recurso de apelação pela autora. Em 31/12/2012, haviam sido oferecidos contrarrazões pela Chesf, estando pendente de apreciação a remessa para o TRF 1.ª Região. Em 31/03/2013 – TRF 1.ª Região julgou procedente o MS interposto pela Chesf (medida 2). REsp da AES, julgado. Mantida a Segurança. Ação julgada improcedente. Embargos Declaração rejeitados. No dia 26/03/2014 o Recurso de Apelação interposto pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia foi julgado e provido pelo TRF 1ª Região. Contra o acórdão que deu provimento à Apelação a Chesf opôs embargos de declaração, os quais foram rejeitados. Em 31/12/2015 o acórdão que improviu os embargos de declaração se achava pendente de publicação. Tendo sido publicado o acórdão em 14/01/2016, a Chesf e as demais rés interpuseram recurso de embargos infringentes, com o objetivo de fazer prevalecer o voto vencido. Essa posição se mantém inalterada em 31/12/2019, vez que ainda não houve o julgamento dos embargos infringentes.

Com base na avaliação de seus consultores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante estimado de R\$ 86.000.

- 2.1.4)** Ação civil pública proposta pelo Ministério Público Federal junto à subseção Judiciária de Paulo Afonso – BA (processo n.º 2490-83.2012.4.01.3306) onde, em síntese, persegue a obtenção de decreto judicial que declare a inexistência do Aditivo ao Acordo de 1986, celebrado no ano de 1991, firmado entre a Chesf e os representantes do Polo Sindical dos Trabalhadores Rurais do Submédio São Francisco. O valor atribuído à

causa foi de R\$ 1.000.000. Foi proferida sentença que declarou a nulidade do acordo de 1991, entre a Chesf e o Polo Sindical, que alterou a forma de cálculo da VMT para o equivalente a 2,5 salários mínimos; bem como para determinou o pagamento das diferenças apuradas, desde 1991, entre a verba efetivamente paga e o valor de 2,5 salários mínimos, monetariamente corrigidos e acrescidos de juros moratórios para cada família que recebeu ou ainda recebe a VMT, pelo respectivo período que tenha recebido e que pertençam à competência territorial desta Subseção Judiciária, ressalvados os casos dos reassentados que celebraram os termos de acordos extrajudicial e a escritura pública de doação com a requerida, renunciando os benefícios da VMT, assim como afastou o direito dos interessados à percepção das parcelas atingidas pela prescrição quinquenal, a contar do ajuizamento da ação. Contra a sentença foram opostas apelações pela Chesf e pelo MPF, recursos esses que aguardam julgamento, sendo distribuídos por dependência em 30/11/2016 ao relator Desembargador Federal Neviton Guedes – Quinta Turma. Em 31/12/2016 estava concluso para relatório e voto – sendo o processo redistribuído por sucessão para a Desembargadora Federal Danielle Maranhão Costa em 14/11/2017. Essa posição permanece inalterada em 31/12/2019.

Com base na avaliação de seus consultores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante estimado de R\$ 1 bilhão.

- 2.1.5)** Processo n.º 2014.01.1.193316-6, em trâmite perante a 23.ª Vara Cível da Circunscrição Judiciária de Brasília – DF. Trata-se de ação ordinária proposta pela Energia Potiguar Geradora Eólica S.A., Torres de Pedra Geradora Eólica S.A., Ponta do Vento Leste Geradora Eólica S.A., Torres de São Miguel Geradora Eólica S.A., Morro dos Ventos Geradora Eólica S.A., Canto da Ilha Geradora Eólica S.A., Campina Potiguar Geradora Eólica S.A., Esquina dos Ventos Geradora Eólica S.A., Ilha dos Ventos Geradora Eólica S.A., Pontal do Nordeste Geradora Eólica S.A., e Ventos Potiguares Comercializadora de Energia S.A. tendo por objeto a indenização em danos materiais (danos emergentes e lucros cessantes), no valor de R\$ 243.067, e que seriam decorrentes de suposto atraso na entrada em operação comercial da LT Extremoz II – João Câmara II e da SE João Câmara II. Oferecida contestação e deferida produção de prova pericial em 10/03/2016, laudo apresentado pelo perito do juízo desfavorável à Chesf, com conseqüente pedido de esclarecimentos. Petição solicitando oitiva do perito em audiência.

O requerimento de oitiva em audiência foi negado pelo MM. Juízo que, no entanto, deferiu a elaboração da perícia contábil, tendo intimado a Chesf a realizar o depósito dos honorários periciais. A Chesf ofereceu quesitos e depositou os honorários do perito do juízo. As autoras impugnaram os quesitos apresentados pela Chesf. O MM. Juízo da 23.ª Vara Cível determinou a oitiva da Chesf acerca da impugnação dos quesitos pela parte Autora. Foi deferido parcialmente o pedido de inclusão de novos quesitos por parte das Autoras, o que gerou o pagamento de custas complementares para o perito contábil. O perito contábil apresentou do laudo do qual houve manifestação da Chesf em 25/09/2017. Em 29/01/2018, foi proferida sentença condenatória em desfavor da Chesf no valor de R\$ 432.313.044,18 (quatrocentos e trinta e dois milhões, trezentos e treze mil, quarenta e quatro reais e dezoito centavos), da qual foram interpostos embargos de declaração pela Chesf, aos quais foi negado provimento aos 28/02/2018, tendo sido interposto recurso de apelação pela Chesf aos 26/03/2018. Aos 31/03/2018, o processo se encontrava com prazo para contrarrazões da apelação da Chesf. Ofertadas as contrarrazões pela Chesf, o processo foi encaminhado ao Tribunal de Justiça do Distrito Federal e Territórios para julgamento das apelações interpostas. A União ingressou no feito manifestando interesse jurídico na demanda, o que foi deferido. A ABRATE requereu ingresso na condição de *amicus curiae*. Julgamento iniciado em 13/03/2019, mas suspenso por pedido de vista formulado por um dos Desembargadores que compõem a 5ª Turma do TJDF. Julgamento retomado em 28/08/2019, no qual o recurso de apelação da Chesf foi provido por 4 votos a 1 e o acórdão foi publicado em 10/10/2019. Foi apresentada Interposição de embargos de declaração por ambas as partes, sendo todos desprovidos. Essa posição, se mantém inalterada em 31/12/2019.

Com base na avaliação de seus consultores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante estimado de R\$ 243.067.

- 2.1.6)** Processo n.º 33328-13.2015.4.01.3400 – 15.ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal. Trata-se de ação civil pública manejada pela Aneel com o intuito de cobrar da Chesf supostos prejuízos que os consumidores finais de energia elétrica teriam tido com os atrasos das obras referentes às chamadas Instalações de Geração Compartilhada – ICGs. Esse prejuízo remontaria a R\$ 1.471 milhões. A Chesf recebeu a citação, tendo apresentado contestação ao feito no dia 04/12/2015. Apresentada réplica pela Aneel, o juiz indeferiu produção de provas requeridas pela Chesf. O MM. Juízo da 15.ª Vara Federal determinou a intimação do Ministério Público Federal para manifestação a qual foi realizada. A Chesf peticionou para suspensão do processo, face estratégia de levar o caso à CCAF/AGU. Em 31/12/2017 o pedido de suspensão foi deferido pelo MM. Juízo da 15.ª Vara Federal, pelo prazo de 6 (seis) meses. Foi protocolado requerimento para a CCAF/AGU aos 26.03.2018. A Chesf estava no aguardo da marcação, pela CCAF, da primeira audiência de

conciliação entre Chesf e Aneel. Houve audiência de conciliação, na qual as partes não demonstraram interesse em conciliar. O juízo abriu vistas às partes, tendo a Chesf encaminhado manifestação em 03/10/2018. Em 16/10/2018 os autos foram retirados pelo Ministério Público Federal. Processo encontrava-se concluso para sentença desde o dia 06.12.2018. Em 20/09/2019, foi proferida sentença por meio da qual a demanda foi julgada parcialmente procedente para condenar a CHESF ao ressarcimento dos valores pagos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. O Juízo sentenciante, todavia, consignou que teria havido culpa da União pelo atraso, de modo que a referida responsabilidade da CHESF, estaria limitada ao percentual de sua culpa pelos atrasos, o que seria aferido por perícia em fase de liquidação de sentença. Aos 07/11/2019, foi interposta apelação pela Aneel. Aos 19/11/2019, foi determinada a migração do processo para o PJe, não tendo sido ainda iniciada a contagem de prazo para recurso da Chesf, em virtude da ausência de publicação da sentença. Essa posição, se mantém inalterada em 31/12/2019.

Não há condições de se avaliar, no presente momento, qual seria o desfecho da causa, vez que essa é a primeira ação no País a tratar do tema (não existe histórico no Brasil de ingresso de ações coletivas com conteúdo semelhante).

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante estimado de R\$ 1.470.885.

- 2.1.7)** Processo 0002226-70.2017.8.25.0014 (Comarca de Canindé do São Francisco) – Ação movida pelo Município de Canindé do São Francisco, requerendo o DVA devido em face de valor recebido da União Federal pela Chesf, pertinente a indenização referente à Usina de Xingó. O Município de Canindé do São Francisco pleiteia basicamente: (a) que o Estado de Sergipe proceda a inclusão no Valor Adicionado do ano base de 2013 do montante de R\$ 2.925.318.050,00, recalculando o IPM em razão do complexo hidroelétrico Usina de Xingó, da mesma forma aos anos subsequentes, para efeito na participação do rateio de ICMS no ano de 2017, com trespasse dos dados ao TCE/SE para republicação do Ato Deliberativo n.º 884/2016, sob pena de multa diária de R\$100.000,00 (cem mil reais); e b) que o Estado de Sergipe compelido a, no prazo de 48 horas, juntar aos autos o mapa de apuração do valor adicionado do ICMS do Município Autor, referente aos exercícios 2013, 2014, 2015 e 2016, destacando-se se houve, na composição do valor do IPM respectivo, a inclusão dos valores percebidos pela CHESF a título de antecipação, na forma do item “a” acima. (c) reconhecer a relação jurídico-tributária decorrente da antecipação de receita realizada pela União Federal em favor da Chesf, como elemento fiscal tributável, atestando a sua inclusão do valor do ICMS devido e ao produto de distribuição afeto ao VAF – Valor Adicionado do Município de Canindé de São Francisco; (d) sejam compelidos todos os Réus a procederem os ajustes contábeis e financeiros necessários à inclusão no Valor Adicionado do ano base de 2013 do montante de R\$ 2.925.318.050,00, recalculando o IPM e participação do rateio de ICMS, em razão do complexo hidroelétrico Usina de Xingó para todos os anos subsequentes, condenando-os a ressarcirem o Requerente aos valores suprimidos indevidamente desde 2013, em montante a ser apurado por perícia contábil realizada nos autos. A União Federal, quando citada ainda no âmbito da Justiça Federal, alegou a sua ilegitimidade passiva e requereu a exclusão da lide. A Chesf apresentou defesa. O juízo federal indeferiu a tutela de urgência do município, tendo sido essa decisão atacada por agravo de instrumento, e mantida pelo E. TRF da 5.ª Região. O pedido de ilegitimidade passiva da União foi acolhido, tendo os autos sido remetidos para a Comarca de Canindé do São Francisco – SE. Na Comarca de Canindé do São Francisco – SE, o MM. Juízo proferiu despacho requerendo às partes que procedessem com a especificação de provas. Em 31/03/2018 a Chesf havia peticionado, requerendo a produção de prova pericial contábil, a ser realizada por especialista em contabilidade do setor elétrico. Aos 30/04/2018, o Município Requereu a suspensão do feito. Em 01/05/2018, houve a juntada de contestação por parte do Estado de Sergipe. Aos 24/05/2018, despacho do juízo intimando o Município para oferecer réplica à contestação, bem como para que a Chesf e o Estado de Sergipe se manifestem em 15 (quinze) dias após a réplica, caso haja juntada de documentos. Aos 26/06/2018, oferecimento de réplica por parte do Município. Em 12/09/2018, a União Federal peticiona manifestando interesse no feito, tendo sido o Município intimado a se manifestar sobre o ingresso da União aos 02/10/2018. Em 31/12/2018 o processo encontra-se aguardando despacho do Juiz de Direito, se vai acolher ou não o pedido. O juízo estadual determinou a suspensão do feito enquanto não sobreviesse decisão da Justiça Federal sobre a competência. Pedido acolhido e o processo foi encaminhado para a Justiça Federal. Em 10/07/2019 sobreveio decisão da Justiça Federal determinando novamente a remessa dos autos para a Justiça Estadual. Dessa decisão foram interpostos agravos de instrumento pela Chesf e pela União aos 12/09/2019, os quais, em 31/12/2019, ainda se encontram pendentes de julgamento.

Com base na avaliação de seus consultores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante estimado de R\$ 2.925.318.

3) Com **risco de perda remoto** destaca-se a seguinte ação:

3.1) Apesar de ser considerada pelos administradores e procuradores jurídicos da Companhia como de risco de perda remoto, existe uma ação de cobrança em andamento movida pela Construtora Mendes Júnior S.A., contratada para a construção da Usina Hidrelétrica Itaparica, por alegados prejuízos financeiros resultantes de atraso no pagamento de faturas por parte da Companhia.

A referida Ação de Cobrança está baseada na Ação Declaratória julgada procedente para o fim de declarar a existência de uma relação de crédito da Mendes Júnior junto à Chesf, assegurando ressarcimento financeiro.

Nesta ação de cobrança a Construtora Mendes Júnior S.A. obteve sentença do Juízo da 4ª Vara Cível, posteriormente anulada, que condenava a Chesf ao pagamento da quantia que, incluindo honorários advocatícios e correção monetária até o mês de agosto de 1996, calculado segundo critério determinado pelo juízo, seria de aproximadamente R\$ 7 bilhões, valor não atualizado desde então.

Após decisão do Superior Tribunal de Justiça de não conhecer recurso especial interposto pela Construtora Mendes Júnior e confirmar decisão da 2ª Câmara Cível do Tribunal de Justiça de Pernambuco, que anulou a sentença, determinando ainda a redistribuição do processo a uma das Varas Federais de Pernambuco, o processo foi encaminhado à 12ª Vara Federal, tomando o número 2000.83.00.014864-7, para ser feita nova perícia e ser proferida nova sentença.

A Perícia foi apresentada. Devendo ser destacado que o Perito, respondendo a quesito da Chesf, declarou “não ser possível, a partir da análise dos registros contábeis da Mendes Júnior, afirmar ter ela captado, nos períodos em que ocorreram atrasos no pagamento das faturas, recursos no mercado financeiro, especificamente para o financiamento da obra de Itaparica”. Essa resposta foi confirmada pela análise feita pelo Assistente Técnico da Chesf.

O Ministério Público Federal apresentou manifestação com pedido de declaração de nulidade de todo o processo e, no mérito, pediu a improcedência da ação.

A ação foi julgada procedente em parte, conforme sentença publicada em 08/03/2008. Contra a sentença, a Chesf apresentou embargos de declaração, acatados pela MM. Juíza por meio de decisão que esclareceu alguns pontos da sentença relativos à apuração de eventual dívida da Chesf com a Mendes Júnior.

A Chesf apresentou recurso de apelação, em que pediu a improcedência total da ação; considerando que, nesta ação de cobrança, cabia à Mendes Júnior, para fazer jus a alguma espécie de ressarcimento financeiro, em cumprimento à decisão proferida na Ação Declaratória anteriormente ajuizada, comprovar que captou recursos especificamente para o financiamento da obra de Itaparica, em decorrência do atraso da Chesf no pagamento de algumas faturas; e que as despesas financeiras que teve, com essa captação de recursos, teriam sido superiores ao total de acréscimos pagos pela Chesf, em decorrência desses atrasos. A União Federal e o Ministério Público Federal apresentaram recursos no mesmo sentido que o apresentado pela Chesf.

Em sessão realizada em 25/10/2010, o Tribunal Regional Federal da 5ª Região deu provimento aos recursos interpostos pela Chesf, União e Ministério Público Federal, e julgou a aludida ação inteiramente improcedente. Apresentados recursos especiais e extraordinários pela Construtora Mendes Júnior o TRF 5ª Região negou-lhes seguimento, ensejando a interposição de agravos de instrumento. Em 31/12/2012 os agravos interpostos pela Mendes Júnior haviam subido para Superior Tribunal de Justiça – ARES 205.843 (2012/0155289-6), sob a relatoria do Min. Sergio Kukina. Apresentou o Ministério Público Federal parecer opinando pelo não provimento do agravo, que foi julgado improcedente em 19/02/2014. A Mendes Junior apresentou Agravo Regimental o qual fora convertido em REsp e levado à sessão de julgamento em 04/12/2014, onde houveram sustentações orais de todas as partes envolvidas. Por motivo de pedido de vista do Min. Benedito Gonçalves a sessão foi suspensa, com sua retomada em 18/12/2014, quando, à unanimidade, a Primeira Turma decidiu por não conhecer do Recurso Especial interposto pela Mendes Júnior. O acórdão foi publicado em 19/03/2015. Interpostos embargos de declaração estes foram rejeitados pelo STJ. Após a rejeição dos embargos, a Mendes Junior apresentou recurso extraordinário, que, negado seguimento foi objeto de agravo (ARE971.889) que aguarda julgamento após distribuição do Min. Barroso. Redistribuído à Min. Rosa Weber, que negou seguimento ao recurso. Interposto agravo regimental pela Mendes Junior que aguarda julgamento. Contra essa decisão a Mendes Júnior interpôs Agravo Interno, contra o qual a CHESF já apresentou suas contrarrazões.

Em 13/03/2019 foi publicada a inclusão em pauta de julgamento do Agravo Interno, através do Plenário Virtual, para início no dia 22/03/2019, tendo a CHESF encaminhado aos Ministros Memorial para esse julgamento.

No dia 21/03/2019 a Mendes Júnior solicitou adiamento do julgamento, o que foi indeferido pela Ministra Rosa Weber, Relatora do caso.

O julgamento do Plenário Virtual encerrou-se em 28/03/2019, e a 1ª Turma, por maioria, conheceu do agravo e negou-lhe provimento, nos termos do voto da Relatora. Contra essa decisão a Mendes Júnior interpôs Embargos de Declaração e Embargos de Divergência aos 30/04/2019, que já foram objeto de contrarrazões pela CHESF, pela União e pelo MPF/PGR. Considerando as últimas decisões proferidas no feito, informamos ser remotíssima a chance de qualquer perda nesta ação.

Considerando a existência da decisão do Tribunal Regional Federal da 5ª Região, informamos ser remoto o risco de a Chesf vir a ter perda nesta ação.

- 3.2)** Ação indenizatória proposta pela Hidroservice, processo nº 0009364-44.2003.4.05.8300 que tramita na 2ª Vara Federal-PE, objetivando a anulação de acordo de securitização setor elétrico com indenização pelo deságio na negociação de títulos recebidos, juros bancários. O valor atribuído à causa foi de R\$ 250.000 (históricos), estando estimado em R\$ 2.102.844. Apelações improvidas, mantendo a sentença que julgou improcedente a ação. Embargos de Declaração julgados em 26/11/2013 para corrigir o erro material apontado pela Chesf e negar provimento com relação a ambos os Embargos das partes. Apresentação de Recurso Especial e Recurso Extraordinário pela Hidroservice. A Eletrobras e a União Federal apresentaram Recurso Especial pleiteando majoração da verba honorária. O Recurso Extraordinário da Hidroservice e os Recursos Especial da Eletrobras e da União Federal foram inadmitidos e o Recurso Especial da Hidroservice foi remetido ao STJ (RESP 1.513.670/PE), onde se encontra pendente de julgamento. A Hidroservice, a Eletrobras e a União Federal interpuseram agravo de instrumento para que seus recursos tenham seguimento admitidos. Parado desde 17/03/2015. Concluso para decisão desde 24/04/2017, sendo obtida cópia do processo pelo advogado Dr. Adalberto Salvador Perillo Kuhl Junior em 24/08/2018. Em Decisão pelo conhecimento em parte do recurso da Hidroservice apenas para retorno dos autos ao TRF5 para julgamento de agravo retido. Interposição de agravos internos pela Hidroservice e pela Eletrobras. Em 13/12/2019, o processo encontrava-se concluso ao Ministro Relator. Essa posição, se mantém inalterada em 31/12/2019.

Por outro lado, a Chesf ingressou com Ação declaratória de implementação e desobrigação contratual cumulada com consignação em pagamento, nº 0035333-41.1995.8.17.0001 (2ª vara cível, Recife-PE), face os contratos CT-I-92.1.0120.00 e CT-I-92.1.0119.00, onde realizou depósito de Cr\$1.602.826.241,73, atualizados em R\$ 2.749.641,05, onde apenas em abril de 2016 foi julgado seu mérito, em sentença improcedente para a Chesf. Objeto de Embargos de Declaração negados, interpostos recurso de Apelação pela Chesf em 28/03/2017. Distribuído ao Rel. Itabira de Brito Filho em 21/08/2017. Essa posição permanece inalterada em 31/12/2019.

4) Riscos ambientais

A Chesf, em decorrência de suas atividades operacionais, possui ações judiciais de natureza ambiental que não estão provisionadas por envolverem riscos de perda classificados pela Administração e por seus consultores jurídicos como *possíveis* ou *remotos*. Com base na opinião desses consultores jurídicos, a Administração acredita que a resolução dessas questões não produzirá efeito material adverso sobre a sua situação financeira e, com base em histórico, acredita que nenhuma provisão ou seguro para perdas, relacionados às questões ambientais, seja necessário.

32 – PROVISÃO PARA CONTRATO ONEROSO

Os testes de suas unidades de geração e transmissão realizados em 2019 visam identificar se os custos necessários para satisfazer suas obrigações são superiores a capacidade de individualmente gerarem benefícios econômicos.

Como resultado deste teste, foram realizadas as seguintes provisões:

	31/12/2019	31/12/2018
Jirau	39.150	30.701
Linha de transmissão - Funil/Itapebi	-	10.955
Linha de transmissão - Recife II/Suape II	-	40.539
Linha de transmissão - Camaçari IV/Sapeaçu	-	89.074
Total	39.150	171.269

A variação no contrato oneroso da comercialização da compra de energia de Jirau foi decorrente de testes realizados no período à taxa de desconto de 5,92% e os períodos de vigência dos respectivos contratos.

33 – COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

A Companhia possui os seguintes compromissos operacionais de longo prazo. Os valores e preços estão apresentados pelo seu valor nominal e não estão deduzidos de eventuais subvenções e reembolsos de custos que a Companhia porventura tenha direito.

33.1 – Compra de energia (não auditada)

Referem-se a contratos de compra de energia elétrica com empresas geradoras.

Posições compradas		2020/2021	2022/2023	2024/2025	A partir de 2026 (pagamento remanescente)
Contratos firmados	Volume (MW)	2.662.043	1.945.918	1.937.840	8.952.954
	Preço médio (R\$)	201,91	220,10	220,38	219,61

33.2 – Venda de energia (não auditada)

Posições vendidas		2020/2021	2022/2023	2024/2025	A partir de 2026 (pagamento remanescente)
Contratos firmados	Volume (MW)	10.761.839	10.024.491	10.023.840	43.492.259
	Preço médio (R\$)	145,58	145,58	145,58	145,58

33.3 - Compromissos com aportes em SPEs

SPE	2020/2021
Energia Sustentável do Brasil S.A.	84.300
Companhia Energética SINOP S.A.	19.600
Total	103.900

33.4 – Imobilizado

Fornecedor	2020/2021	2022/2023
ABB LTDA	208.159	-
ASSEMBLY INSTALACOES ELETRICAS LTDA	106.447	-
GRID SOLUTIONS TRANSMISSAO DE ENERG	1.447	7.279
JPW ENGENHARIA ELETRICA LTDA	1.475	-
WEG EQUIPAMENTOS ELETRICOS S.A	36.751	-
REAL ENERGY LTDA	11.918	8
TABOCAS PARTICIPACOES EMPREENDIMENT	11.669	-
Total	377.866	7.287

34 – OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SETOR PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

São obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica e representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e às subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. Segue a composição destas obrigações:

Obrigações Especiais - R\$ Mil	Depreciação - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Reavaliação	Total
Em serviço		144.383	195.106	339.489
Participação da União, Estados e Municípios	4,66	121.090	154.951	276.041
Participação Financeira do Consumidor	5,75	13.382	40.157	53.539
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	3,22	9.531	(2)	9.529
Pesquisa e Desenvolvimento	7,36	380	-	380
(-) Amortização Acumulada - AIS		(75.723)	(26.433)	(102.156)
Participação da União, Estados e Municípios		(64.337)	22.691	(87.028)
Participação Financeira do Consumidor		(9.665)	5.450	(15.115)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(1.483)	1.483	-
Pesquisa e Desenvolvimento		(238)	225	(13)
Em curso		2.044	(2.044)	-
Pesquisa e Desenvolvimento		2.044	-	-
Total		70.704	166.629	237.333

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

	Saldo inicial em 31/12/2018	Adição	Saldo final em 31/12/2019
Em serviço	339.491	(2)	339.489
Participação da União, Estados e Municípios	276.041	-	276.041
Participação Financeira do Consumidor	53.539	-	53.539
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	9.531	(2)	9.529
Pesquisa e Desenvolvimento	380	-	380
(-) Amortização Acumulada - AIS	(75.722)	(26.434)	(102.156)
Participação da União, Estados e Municípios	(64.336)	(22.692)	(87.028)
Participação Financeira do Consumidor	(9.665)	(5.450)	(15.115)
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	(1.483)	1.483	-
Pesquisa e Desenvolvimento	(238)	225	(13)
Em curso	2.044	(2.044)	-
Pesquisa e Desenvolvimento	252	(252)	-
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	1.792	(1.792)	-
Total	265.813	(28.480)	237.333

35- PATRIMÔNIO LÍQUIDO

35.1 - Capital social

O capital social, no valor de R\$ 9.753.953 (R\$ 9.753.953, em 2018), é constituído por ações sem valor nominal com a seguinte distribuição:

31/12/2019						
Acionistas	Número de ações em milhares					
	Ordinárias		Preferenciais		Total	%
	Quant.	%	Quant.	%		
Eletrobras	54.151	100,000	1.518	86,545	55.669	99,578
Ministério da Fazenda	-	-	194	11,060	194	0,347
Light	-	-	9	0,513	9	0,016
Outros	-	-	33	1,882	33	0,059
	54.151	100,000	1.754	100,000	55.905	100,000

31/12/2018						
Acionistas	Número de ações em milhares					
	Ordinárias		Preferenciais		Total	%
	Quant.	%	Quant.	%		
Eletrobras	54.151	100,000	1.518	86,545	55.669	99,578
Ministério da Fazenda	-	-	194	11,060	194	0,347
Light	-	-	9	0,513	9	0,016
Outros	-	-	33	1,882	33	0,059
	54.151	100,000	1.754	100,000	55.905	100,000

As ações ordinárias são nominativas com direito a voto. As ações preferenciais, também nominativas, não têm classe específica nem direito a voto e não são conversíveis em ações ordinárias, gozando, entretanto, de prioridade na distribuição de dividendo, mínimo de 10% ao ano, calculado sobre o capital correspondente a essa espécie de ações.

35.2- Reservas de Capital

	31/12/2019	31/12/2018
Doações/subvenções para investimentos	4.759.353	4.759.353
Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio	156.846	156.846
	4.916.199	4.916.199

35.3 - Outros Resultados Abrangentes

Em conformidade com o Pronunciamento Técnico – CPC 33(R1) (IAS 19), a Companhia reconheceu neste exercício perdas atuariais de benefícios pós-emprego, em Outros resultados abrangentes, no valor de R\$ 24.834 (ganhos de R\$ 72.357, em 2018), perfazendo um montante acumulado de R\$ 2.437.219 (R\$ 1.867.704, em 2018).

No exercício de 2019, a Companhia registrou o montante de R\$ 594.349 referente a realização da reavaliação de ativos – RBSE, em decorrência do reconhecimento da depreciação dos ativos previstos no artigo 15, § 2º, da Lei nº 12.783/2013, denominados de Rede Básica Sistemas Existentes – RBSE.

36 – RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Em atendimento às exigências do CPC 30(R1) – Receitas, demonstramos a seguir a conciliação entre a receita operacional bruta e a receita operacional líquida apresentada na demonstração do resultado. De acordo com as práticas contábeis anteriormente adotadas, a apresentação da receita da Companhia na demonstração do resultado segregava a receita operacional bruta, as deduções sobre a receita operacional bruta e a receita operacional líquida. As novas práticas contábeis estabelecem que a Companhia deve apresentar no seu demonstrativo de resultado somente a receita operacional líquida, por esta representar os ingressos brutos de benefícios econômicos recebidos e a receber originários de suas próprias atividades.

	31/12/2019	31/12/2018
RECEITA OPERACIONAL BRUTA		
GERAÇÃO		
Fornecimento de energia elétrica	618.668	718.940
Operação e manutenção de usinas e suprimento	2.287.656	1.800.246
Energia elétrica de curto prazo (CCEE)	608.524	223.025
Outras receitas operacionais	4.622	6.581
TRANSMISSÃO		
Operação e manutenção do sistema de transmissão	3.545.786	3.550.399
Outras receitas operacionais	18.416	26.224
	7.083.672	6.325.415
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL		
Encargos setoriais		
Reserva Global de Reversão – RGR	(41.128)	(58.862)
Pesquisa e Desenvolvimento	(56.627)	(50.600)
Outros encargos CCEE	(97)	(238)
Taxa de fiscalização da Aneel	(18.742)	(16.749)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(66.436)	(59.926)
Compensação financeira p/ utilização de recursos hídricos	(109.277)	(75.985)
Proinfa	(51.587)	(59.669)
ICMS sobre energia elétrica	(97.033)	(110.571)
ISS	(730)	(1.283)
PIS/Pasep	(106.804)	(105.277)
Cofins	(491.988)	(455.300)
	(1.040.449)	(994.460)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	6.043.223	5.330.955

A receita da Companhia é substancialmente proveniente da venda de energia elétrica, de construção, operação e manutenção e atualização do ativo financeiro decorrente do seu sistema de transmissão e geração. Estas operações estão amparadas em contratos de compra e venda de energia, em transações feitas no mercado de curto prazo, no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, e em contratos do sistema de transmissão.

Em 17 de julho de 2018 foi publicada a Resolução Homologatória ANEEL nº 2.421/2018 em que foram estipuladas as Receitas Anuais de Geração – RAG para o ciclo 2018-2019 para os ativos de geração renovados pela Lei 12.783 de 2013. Nos montantes homologados está inclusa uma parcela de receita denominada GAG Melhoria que as Concessionárias farão jus para a manutenção da disponibilidade dos ativos de geração aos níveis de eficiência determinados pela Aneel.

O início do recebimento dos montantes da GAG melhoria ocorreu em julho 2018 e até 31 de dezembro 2019 corresponde ao montante de R\$ 699.958.

37 – ENCARGOS SETORIAIS

A Companhia incorreu, no exercício, em encargos setoriais que totalizaram R\$ 343.797 (R\$ 321,791, em 2018) com a seguinte composição:

	31/12/2019	31/12/2018
Reserva Global de Reversão – RGR	41.128	58.862
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	56.627	50.600
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	66.436	59.926
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – Proinfa	51.587	59.669
Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica – TFSEE	18.742	16.749
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH	109.277	75.985
Total	343.797	321.791

38 - CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e as despesas gerais e administrativas apresentados na Demonstração do Resultado do Exercício, têm a seguinte composição:

	31/12/2019	31/12/2018
	Total	Total
Energia elétrica comprada para revenda	298.903	251.048
Encargos de uso da rede de transmissão	712.357	612.767
Pessoal	1.359.524	1.307.919
Material	39.730	28.844
Serviço de terceiros	247.794	218.733
Depreciação e amortização	382.730	367.105
Provisão (reversão) contrato oneroso	(132.120)	(13.318)
Arrendamentos e aluguéis	14.832	14.147
Tributos	11.818	10.498
Provisões para contingências	416.895	536.564
Provisão impairment	(699.125)	(907.490)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	97.097	113.712
Provisão para créditos de liquidação duvidosa - Leniência	10.518	-
Perdas com clientes	-	31.975
Provisão para perdas na realização de investimentos	262.071	(10.343)
Outras provisões - FID	-	(58.522)
Outros	(4.369)	(3.623)
Total	3.018.655	2.500.016

A principal movimentação no período deveu-se aos seguintes fatos: (i) reversão de provisão para impairment no montante de R\$ 699.125; (ii) registro de provisão para créditos de liquidação de duvidosa no montante de R\$ 97.097; (iii) provisão para participação nos lucros ou resultados, registrado na rubrica “Pessoal” no montante de R\$ 91.403; (iv) provisão para perdas em investimentos no montante de R\$ 262.071.

39 - PESSOAL E ADMINISTRADORES

Pessoal e Administradores	2019	2018
Pessoal		
Remuneração	725.163	571.361
Encargos	234.809	195.724
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	27.926	28.500
Programa de demissão voluntária	192.975	136.985
Participação nos lucros e resultados - PLR	64.387	45.571
Outros	109.814	323.962
Administradores		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	4.450	5.816
Total	1.359.524	1.307.919

40 – RESULTADO FINANCEIRO

	31/12/2019	31/12/2018
<u>Receitas Financeiras</u>		
Resultado de aplicações financeiras	57.782	25.529
Variações monetárias e acréscimos moratórios - energia vendida	133.781	160.642
Outras variações monetárias ativas	50.898	11.315
Outras receitas financeiras	5.286	37.467
PIS/Pasep e Cofins	-	(14)
	247.747	234.939
<u>Despesas Financeiras</u>		
Encargos de dívidas	(89.181)	(191.370)
Variações monetárias sobre financiamentos e empréstimos	(601)	(11.507)
Outras variações monetárias passivas	-	(319)
Outras despesas financeiras	(46.422)	(51.277)
	(136.204)	(254.473)
Total	111.543	(19.534)

41 - RECONCILIAÇÃO DAS TAXAS EFETIVAS E NOMINAIS DA PROVISÃO PARA O IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

	31/12/2019	31/12/2018
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	3.328.900	2.853.561
Encargo total do imposto de renda e da contribuição social	(1.131.826)	(970.211)
Efeitos fiscais sobre adições ou exclusões temporárias	480.803	(32.038)
Efeitos fiscais sobre outras adições ou exclusões	33.965	(36.196)
Ajuste IR diferido	795.951	
Imposto de renda e contribuição social apurados	178.893	(1.038.445)
Imposto de renda e contribuição social corrente	(617.058)	(581.360)
Contribuição Social	(267.004)	(162.172)
Imposto de Renda	(350.054)	(419.188)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	795.951	(180.824)
Contribuição Social	469.702	(53.217)
Imposto de Renda	326.249	(127.607)
Imposto de renda do período e contribuição social	178.893	(762.184)

42 – INCENTIVOS FISCAIS – SUDENE

A Medida Provisória nº 2.199-14, de 24/08/2001, alterada pela Lei nº 11.196, de 21/11/2005, possibilita que as empresas situadas nas regiões de atuação da Sudene que possuam empreendimentos no setor de infraestrutura, considerado em ato do Poder Executivo um dos setores prioritários para o desenvolvimento regional, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de instalação, ampliação, modernização ou diversificação.

A Chesf detém o direito à redução de 75% (setenta e cinco por cento) do Imposto de Renda e Adicionais não Restituíveis, calculados com base no lucro da exploração.

Sobre os contratos de concessões da geração hídrica (UHE Paulo Afonso IV; UHE Apolônio Sales; UHE Funil; UHE Luiz Gonzaga; UHE Pedra; e UHE Xingó) têm o direito ao incentivo da redução concedido para os anos de 2018 a 2027; as UHE Sobradinho, UHE Boa Esperança e UHE Curemas têm o direito para o período de 2019 a 2028; Os contratos de geração eólica EOL Casa Nova II e EOL Casa Nova III têm o direito ao incentivo da redução concedido para o período de 2019 a 2028; O contrato de transmissão 008/2005 tem o direito ao incentivo da redução concedido para o período de Os Contratos de Transmissão nº 005/2008, 006/2009; 007/2005; 007/2010; 010/2011; 012/2007; 017/2009; 018/2012; 019/2010; 019/2012; 020/2010; e 021 de 2010 têm o direito ao incentivo da redução de 75% do imposto para o período de 2018 a 2027. Para os contratos de transmissão número 008/2005 tem o direito ao incentivo da redução foi concedido para os anos de 2011 a 2020; já os Contratos de Transmissão números 09/2011, 013/2010 e 061/2011 têm o direito ao incentivo da redução de 75% do imposto para o período de 2019 a 2028.

Para os contratos com incentivo fiscal a alíquota do imposto de renda de 25%, sofre redução de 75%, calculado sobre o lucro da exploração dos empreendimentos incentivados.

O incentivo fiscal de redução do Imposto de Renda e Adicionais não restituíveis apurados são registrados no resultado do período como redução do imposto de renda, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 07 (R1) (IAS 20). A parcela do lucro decorrente desses incentivos fiscais, são objeto de destinação à Reserva de Lucro denominada Reserva de Incentivos Fiscais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei nº 6.404/1976, a qual somente poderá ser utilizada para aumento do capital social ou absorção de prejuízos.

No ano de 2019, a Companhia reconheceu, de acordo com os Laudos expedidos pela SUDENE, o direito ao uso do incentivo fiscal da redução de 75% do imposto de renda no valor de R\$ 282.469.

43 – LUCRO POR AÇÃO

a) Lucro básico

O lucro básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro do período atribuível aos acionistas da Companhia pela quantidade média ponderada de ações em circulação representativas do capital social no respectivo período.

A Companhia não possui qualquer efeito diluidor para os resultados apurados nos exercícios de 2019 e 2018, apresentando, portanto, lucro diluído igual ao lucro básico.

	31/12/2019			31/12/2018		
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total
<u>Básico/Diluído</u>						
Numerador						
Lucro/Prejuízo líquido atribuível aos acionistas	3.397.737	110.056	3.507.793	2.025.761	65.616	2.091.377
Denominador						
Quantidade de ações	54.151	1.754	55.905	54.151	1.754	55.905
Lucro/Prejuízo básico por ação em R\$	62,75	62,75	62,75	37,41	37,41	37,41

44 – PARTES RELACIONADAS

As transações com partes relacionadas são realizadas ou baseadas em contratos próprios do Setor Elétrico. Na sequência, identificamos as empresas/entidades relacionadas com a Companhia:

Empresas	Natureza de Operação	31/12/2019			31/12/2018		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Eletrobras	Contas a receber	3.024	-	-	901	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	271.094	-
	Contas a pagar	-	-	-	-	1.084	-
	Dividendos	-	1.171.447	-	-	-	-
	Despesa financeira	-	-	-	-	-	(100.882)
		3.024	1.171.447	-	901	272.178	(100.882)
Furnas	Clientes	8.330	-	-	7.999	-	-
	Fornecedores	-	8.407	-	-	8.861	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	74.754	-	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(114.695)	-	-	(112.741)
		8.330	8.407	(39.941)	7.999	8.861	(112.741)
Eletrosul	Clientes	174	-	-	171	-	-
	Fornecedores	-	3.205	-	-	3.420	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	2.074	-	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(44.957)	-	-	(43.600)
		174	3.205	(42.883)	171	3.420	(43.600)
Eletronorte	Clientes	6.966	-	-	6.895	-	-
	Fornecedores	-	4.645	-	-	5.271	-
	Contas a receber	86	-	-	60	-	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	83.094	-	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(69.189)	-	-	(65.858)
		7.052	4.645	13.905	6.955	5.271	(65.858)
Eletronuclear	Clientes	1.429	-	-	1.186	-	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	15.758	-	-	-
		1.429	-	15.758	1.186	-	-
CGTEE	Clientes	266	-	-	525	-	-
		266	-	-	525	-	-
Ceal	Clientes	-	-	-	86.065	-	-
	Contas a receber	-	-	-	37	-	-
	Suprimento de energia	-	-	-	-	-	24.634
		-	-	-	86.102	-	24.634
Fachesf	Despesas operacionais	-	-	(51.685)	-	-	(32.157)
	Despesas atuariais	-	-	-	-	-	(6.569)
	Contribuição normal	-	21.794	-	-	-	-
		-	21.794	(51.685)	-	-	(38.726)
Cepisa	Clientes	-	-	-	8.465	-	-
	Suprimento de energia	-	-	-	-	-	16.071
		-	-	-	8.465	-	16.071
STN	Contas a receber	346	-	-	322	-	-
	Partic. societária permanente	213.480	-	-	165.749	-	-
	Fornecedores	-	529	-	-	580	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	4.039	-	-	4.147
	Equivalência patrimonial	-	-	63.775	-	-	43.064
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(7.501)	-	-	(6.659)
		213.826	529	60.313	166.071	580	40.552

Continuação

Empresas	Natureza da operação	31/12/2019			31/12/2018		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Energética Águas da Pedra S.A.	Partic. societária permanente	116.345	-	-	111.518	-	-
	Clientes	303	-	-	304	-	-
	Dividendos	6.675	-	-	-	-	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	3.732	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	29.135	-	-	25.208
		123.323	-	32.867	111.822	-	25.208
Energia Sustentável do Brasil S.A.	Clientes	9.844	-	-	9.786	-	-
	Partic. societária permanente	1.420.422	-	-	1.488.223	-	-
	Fornecedores	-	13.592	-	-	18.814	-
	Energia comprada	-	-	(218.793)	-	-	(174.942)
	AFAC	66.200	-	-	168.600	-	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	118.767	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(19.149)	-	-	(234.561)
		1.496.466	13.592	(119.175)	1.666.609	18.814	(409.503)
I.E. Madeira	Partic. societária permanente	755.531	-	-	685.371	-	-
	Fornecedores	-	993	-	-	2.237	-
	Equivalência patrimonial	-	-	66.539	-	-	74.490
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(21.305)	-	-	(20.812)
		755.531	993	45.234	685.371	2.237	53.678
Manaus Transmissora	Fornecedores	-	-	-	-	734	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	-	-	-	(6.776)
	Equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	9.622
		-	-	-	-	734	2.846
Manaus Construtora	Partic. societária permanente	7.701	-	-	7.508	-	-
	Dividendos	9.178	-	-	9.178	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	193	-	-	(37)
		16.879	-	193	16.686	-	(37)
TDG	Partic. societária permanente	152.670	-	-	31.841	-	-
	Contas a receber	431	-	-	241	-	-
	Fornecedores	-	62	-	-	79	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	2.901	-	-	2.797
	AFAC	-	-	-	101.000	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(947)	-	-	(945)
	Equivalência patrimonial	-	-	(21.806)	-	-	4.532
			153.101	62	(19.852)	133.082	79
Norte Energia S.A.	Clientes	12.179	-	-	8.922	-	-
	Partic. societária permanente	2.110.038	-	-	2.058.675	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	51.363	-	-	192.742
	Energia comprada	-	-	(12.107)	-	-	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	109.719	-	-	-
		2.122.217	-	148.975	2.067.597	-	192.742
Ceron	Clientes	-	-	-	1.777	-	-
	Suprimento de energia	-	-	-	-	-	9.184
		-	-	-	1.777	-	9.184
Eletroacre	Clientes	-	-	-	643	-	-
	Suprimento de energia	-	-	-	-	-	5.793
		-	-	-	643	-	5.793

Continuação

Empresas	Natureza da operação	31/12/2019			31/12/2018		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Complexo Eólico Sento Sé I	Clientes	-	-	-	45	-	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	-	-	-	33
	Equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(8.496)
		-	-	-	45	-	(8.463)
Complexo Eólico Sento Sé II	Ativos não circulantes mantidos para venda	-	-	-	50.674	-	-
	Clientes	-	-	-	12	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(4.909)
		-	-	-	50.686	-	(4.909)
Complexo Eólico Sento Sé III	Ativos não circulantes mantidos para venda	-	-	-	912	-	-
	Clientes	-	-	-	21	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	248	-
	Compra de energia	-	-	-	-	-	(1.840)
	Equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(77)
		-	-	-	933	248	(1.917)
IE Garanhuns	Partic. societária permanente	338.623	-	-	272.085	-	-
	Fornecedores	-	269	-	-	301	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	-	-	-	52
	Dividendos	-	-	-	8.396	-	-
	Encargo de uso de rede de transmissão	-	-	(3.624)	-	-	(3.392)
	Equivalência patrimonial	-	-	36.484	-	-	37.229
	338.623	269	32.860	280.481	301	33.889	
VamCruz I Participações S.A	Partic. societária permanente	-	-	-	-	-	-
	Ativos não circ. mantidos p/ venda	125.816	-	-	124.065	-	-
	Dividendos	-	-	-	2.130	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(4.413)
	AFAC	-	-	-	5.929	-	-
	125.816	-	-	132.124	-	(4.413)	
Extemoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	Contas a receber	-	-	-	154	-	-
	Partic. societária permanente	-	-	-	487.588	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	146	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	-	-	-	2.695
	Encargo de uso de rede de transmissão	-	-	-	-	-	(1.678)
	Equivalência patrimonial	-	-	33.129	-	-	23.496
	-	-	33.129	487.742	146	24.513	
Chapada do Piauí I	Equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(15.620)
		-	-	-	-	-	(15.620)
Chapada do Piauí II Holding S.A	Equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(10.956)
		-	-	-	-	-	(10.956)
Amazonas Distribuidora	Clientes	-	-	-	2.278	-	-
	Suprimento de energia	-	-	-	-	-	7.226
		-	-	-	2.278	-	7.226
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	Equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	240
		-	-	-	-	-	240
Cia. Energética SINOP S.A.	Partic. societária permanente	242.412	-	-	222.474	-	-
	Contas a Receber	557	-	-	-	-	-
	Energia Comprada	-	-	(4.471)	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(28.962)	-	-	(65.389)
		242.969	-	(33.433)	222.474	-	(65.389)

Continuação

Empresas	Natureza da operação	31/12/2019			31/12/2018		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Amazonas G&T	Clientes	421	-	-	-	-	-
	Contas a pagar	-	72	-	-	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(1.049)	-	-	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	-	-	-	-
		421	72	(1.049)	-	-	-
Complexo Eólico Pindaí I	Partic. societária permanente	428.340	-	-	352.907	-	-
	Clientes	39	-	-	24	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(15.254)	-	-	(13.026)
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	288	-	-	-
	Receita Prestação de Serviços	-	-	45	-	-	-
		428.379	-	(14.921)	352.931	-	(13.026)
Complexo Eólico Pindaí II	Partic. societária permanente	194.074	-	-	170.238	-	-
	Clientes	10	-	-	8	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(1.406)	-	-	(2.039)
		194.084	-	(1.406)	170.246	-	(2.039)
Complexo Eólico Pindaí III	Partic. societária permanente	99.341	-	-	91.445	-	-
	Clientes	6	-	-	6	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(1.252)	-	-	(8.944)
		99.347	-	(1.252)	91.451	-	(8.944)

A seguir, identifica-se as origens das principais transações, por empresa:

Eletrobras (Controladora)

- Contratos de financiamentos e empréstimos celebrados entre as partes, de acordo com as condições mencionadas na nota 24;
- Ressarcimento dos contratos da auditoria e atuarial;
- Ressarcimento de despesas de empregados cedidos;
- Remuneração pelo capital investido.
- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão.

Furnas

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Contratos celebrados para uso da rede de transmissão.

Eletrosul

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Contratos celebrados para uso da rede de transmissão.

Eletronorte

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Contratos celebrados para uso da rede de transmissão;
- Empregados cedidos.

Eletronuclear

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão.

CGTEE

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão.

Ceal

- Contratos celebrados para suprimento de energia elétrica;
- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão.

Fachesf

- Compromissos atuariais referentes a previdência complementar;
- Intermediação de prestação de serviços de saúde, seguro de vida e outros benefícios aos empregados da Companhia.

Cepisa

- Contratos celebrados para suprimento de energia elétrica;
- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão.

STN – Sistema de Transmissão do Nordeste S.A.

- Montante investido na participação societária, avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contratos de prestação de serviços de operação e manutenção de linha de transmissão;
- Contratos celebrados para uso da rede do sistema de transmissão;

Energética Águas da Pedra S.A.

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;

Energia Sustentável do Brasil S.A.

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Montante investido na participação societária, avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contratos de compra de energia;
- Adiantamento para futuro aumento de capital.

Interligação Elétrica do Madeira S.A.

- Montante investido na participação societária, avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contratos celebrados para uso da rede do sistema de transmissão;

Manaus Transmissora de Energia S.A.

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contratos celebrados para uso da rede do sistema de transmissão;
- Remuneração pelo capital investido.

Manaus Construtora Ltda.

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Remuneração pelo capital investido.

TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A.

- Contratos celebrados para prestação de serviços;
- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Adiantamento para futuro aumento de capital;
- Contratos celebrados para uso da rede do sistema de transmissão.

Norte Energia S.A.

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Contratos de compra de energia;
- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

Centrais Elétricas de Rondônia S.A. – Ceron

- Contratos celebrados para suprimento de energia elétrica;
- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Empregados requisitados.

Companhia de Eletricidade do Acre – Eletroacre

- Contratos celebrados para suprimento de energia elétrica.

Complexo Sento Sé I (Pedra Branca S.A. – São Pedro do Lago S.A. – Sete Gameleiras S.A.)

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contrato celebrado para prestação de serviços.

Complexo Sento Sé II (Baraúnas I Energética S.A. - Mussambê Energética S.A. - Morro Branco I Energética S.A.)

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Investimento classificado como ativos não circulantes mantidos para venda;
- Remuneração pelo capital investido.

Complexo Sento Sé III (Baraúnas II Energética S.A. - Banda de Couro Energética S.A.)

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Contratos celebrados para compra de energia;
- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Investimento classificado como ativos não circulantes mantidos para venda.

Interligação Elétrica Garanhuns S.A.

- Contratos celebrados para uso da rede do sistema de transmissão;
- Contrato celebrado para prestação de serviços;
- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Remuneração pelo capital investido.

Vamcruz I Participações S.A.

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Investimento classificado com ativos não circulantes mantidos para venda;
- Adiantamento para futuro aumento de capital;
- Remuneração pelo capital investido.

Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contratos celebrados para prestação de serviços;
- Contratos celebrados para uso da rede do sistema de transmissão.

Chapada do Piauí I Holding S.A.

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

Chapada do Piauí II Holding S.A.

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

Amazonas Distribuidora de Energia S.A.

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão.

Eólica Serra das Vacas Holding S.A.

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

Companhia Energética SINOP S.A.

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Contratos de compra de energia.

Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. - Amazonas G&T

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Contratos celebrados para uso da rede de transmissão.

Complexo Pindaí I (Acauã Energia S.A. - Angical 2 Energia S.A. - Arapapá Energia S.A. - Caititu 2 Energia S.A. - Caititu 3 Energia S.A. - Carcará Energia S.A. - Corruipião 3 Energia S.A. - Teiú 2 Energia S.A.)

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Contratos de prestação de serviços de operação e manutenção de linha de transmissão.

Complexo Pindaí II (Coqueirinho 2 Energia S.A. - Papagaio Energia S.A.)

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão.

Complexo Pindaí III (Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.)

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão.

Além das empresas antes apresentadas, a Companhia também possui as seguintes partes relacionadas:

- Itaipu Binacional
- Boa Vista Energia S.A.

Remuneração de pessoal-chave

O pessoal-chave da administração inclui os conselheiros de administração e fiscal e diretores. O gasto total no exercício de 2019 está demonstrado a seguir:

	31/12/2019	31/12/2018
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	3.202	3.983
Encargos Sociais	878	1274
Benefícios	370	560
Total	4.450	5.817

Os administradores não possuem pagamentos baseados em ações da Companhia.

45 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

45.1 – CATEGORIA DE INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A Companhia opera com diversos instrumentos financeiros, dentre os quais se destacam: disponibilidades, incluindo aplicações financeiras, contas a receber de clientes, contas a pagar a fornecedores e financiamentos e empréstimos que se encontram registrados em contas patrimoniais, por valores compatíveis de mercado em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018.

	31/12/2019	31/12/2018
Ativos financeiros		
Empréstimos e recebíveis		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.532.167	1.004.885
Mantidos até o vencimento		
Títulos e valores mobiliários	8.350	8.321
Cauções e depósitos vinculados	198.663	177.521
Mensurados a valor justo		
Títulos e valores mobiliários	1.081.455	145.254
Caixa e equivalentes de caixa	1.312	159.954
Total Ativos financeiros	2.821.947	1.495.935
Passivos financeiros		
Mensurados ao custo amortizado		
Financiamentos e empréstimos	1.027.798	1.498.201
Fornecedores	474.828	297.419
Debêntures	150.322	-
Total Passivos financeiros	1.502.626	1.795.620

45.1.1 - Ativos financeiros – classificados nas seguintes categorias

- **Caixa e equivalentes de caixa**

O valor de mercado está refletido nos valores registrados nos balanços patrimoniais.

- **Clientes**

Decorrem diretamente das operações da Companhia, são classificados como recebíveis e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável.

- **Cauções e depósitos vinculados**

As cauções e depósitos vinculados referem-se a garantias prestadas a instituições financeiras e em leilões de energia elétrica e depósitos judiciais vinculados a processos existentes nas esferas judicial e administrativa, estão registradas ao custo, acrescidos dos respectivos rendimentos auferidos até a data do balanço.

- **Títulos e valores mobiliários**

As aplicações financeiras em Letras do Tesouro Nacional – LTN e Notas do Tesouro Nacional - NTN, séries B e F, são mantidas para negociação em fundo de investimento exclusivo, conforme regulamentação em vigor e estão mensurados a valor justo por meio do resultado. Os demais títulos e valores mobiliários, correspondentes a menor parte, estão relacionados a Títulos da Dívida Agrária – TDA e Notas do Tesouro Nacional – NTN, série P, com vencimentos definidos, para os quais a Companhia tem a intenção de manter até o vencimento. São registradas pelo custo de aquisição acrescido por juros e atualização monetária, com impactos no resultado e são ajustadas ao valor provável de realização, quando aplicável.

- **Adiantamentos a investidas**

São decorrentes de adiantamentos para futuro aumento de capital – AFACs para as SPEs, permitindo que estas honrem seus compromissos assumidos e necessários à viabilização dos empreendimentos. Estão registrados ao

custo, acrescidos dos respectivos rendimentos auferidos até a data do balanço, quando aplicável, de acordo com os respectivos contratos.

45.1.2 - Passivos financeiros – classificados nas seguintes categorias

- **Fornecedores**

Decorrem diretamente das operações da Companhia e são classificados como passivos financeiros não mensurados a valor justo.

- **Financiamentos e empréstimos**

Estas operações de crédito estão atualizadas até a data do balanço; os correspondentes encargos estão provisionados com base em taxas fixas ou variáveis vigentes em 31/12/2018. Destacam-se: os financiamentos empréstimos obtidos junto ao Banco do Brasil, a Caixa Econômica Federal, ao Banco SAFRA e ao BNDES, que representam 81,9% do total dos financiamentos e empréstimos, destinados a provisão de fundos da conta corrente de depósitos e a investimentos corporativos; e os contratos com nossa controladora, a Eletrobras, que representam cerca de 18,1% do total dos financiamentos e empréstimos, dos quais 40,3% são remunerados a taxa de juros equivalente a CDI + 5,54% ao ano. A taxa de mercado da Eletrobras é por ela definida levando em conta o prêmio de risco compatível com as atividades do Setor Elétrico. Considerando as circunstâncias especiais envolvidas no financiamento de seus projetos de expansão, o valor de mercado desses empréstimos corresponde a seus valores contábeis.

45.2- GESTÃO DE RISCO

No exercício de suas atividades a Companhia é impactada por eventos de riscos que podem comprometer os seus objetivos estratégicos. O gerenciamento de riscos tem como principal objetivo antecipar e minimizar os efeitos adversos de tais eventos nos negócios e resultados econômico-financeiros da Companhia.

Para a gestão de riscos financeiros, a Companhia definiu políticas e estratégias operacionais e financeiras, aprovadas por comitês internos e pela administração, que visam conferir liquidez, segurança e rentabilidade a seus ativos e manter os níveis de endividamento e perfil da dívida definidos para os fluxos econômico-financeiros.

Os principais riscos financeiros identificados no processo de gerenciamento de riscos são:

- **Risco de mercado**

É o risco de que mudanças de mercado, como mudanças nas taxas de juros e nos preços, poderão afetar as receitas da Companhia ou o valor de seus instrumentos financeiros.

- **Risco de encargos da dívida**

Este risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, que aumentem as despesas financeiras relativas a contratos de financiamento, ou diminuam a receita financeira relativa às aplicações financeiras da Companhia.

A Administração da Companhia não identifica entre os valores de mercado e os apresentados nas demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2019, a ocorrência de diferenças relevantes originadas de operações que envolvam instrumentos financeiros que requeiram divulgação específica.

- **Risco de estrutura de capital (ou risco financeiro)**

Decorre da escolha entre capital próprio (aportes de capital e retenção de lucros) e capital de terceiros que a Companhia faz para financiar suas operações. A Companhia segue a estrutura de capital determinada por estudos técnicos elaborados para a definição do negócio, bem como pelos limites estabelecidos pelos agentes financeiros.

- **Risco de vencimento antecipado**

A Companhia possui contratos de financiamentos e empréstimos com cláusulas restritivas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis (*covenants financeiros*). O descumprimento dessas restrições pode implicar o vencimento antecipado da dívida.

- **Risco de taxa de juros**

Esse risco está associado à possibilidade da Companhia contabilizar perdas em razão de oscilações das taxas de juros de mercado, impactando seus demonstrativos pela elevação das despesas financeiras.

Exposição à taxa de juros	31/12/2019	31/12/2018
Passivos		
TJLP	305.352	333.126
CDI	328.632	603.585
IPCA	223.803	183.146
Total	857.787	1.119.857
Passivo líquido exposto	857.787	1.119.857

- **Risco de preço**

Até 2004, os preços de suprimento de energia elétrica decorrentes da atividade de geração eram fixados pela Aneel. A partir do Leilão nº 001/2004, realizado pela Agência Reguladora, as geradoras passaram a comercializar sua energia elétrica com um maior número de clientes, a preços definidos pelo mercado.

Com a renovação das concessões de acordo com a Lei nº 12.783/2013, as usinas hidrelétricas afetadas da Chesf passam a receber a Receita Anual de Geração - RAG, homologada pela Aneel, pela disponibilização da garantia física, em regime de cotas, de energia e de potência de suas usinas, a ser paga em parcelas duodecimais e sujeita a ajustes por indisponibilidade ou desempenho de geração, excluído o montante necessário à cobertura das despesas com as contribuições sociais ao Programa de Integração Social e ao Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público – Pis/Pasep, e com a Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social - Cofins.

A atividade de transmissão de energia elétrica tem sua remuneração definida pela Aneel, mediante a fixação de Receita Anual Permitida - RAP, julgada suficiente para a cobertura dos custos operacionais e a manutenção do equilíbrio econômico financeiro da concessão.

- **Risco de crédito**

Risco de Crédito é o risco que decorre da possibilidade da Companhia incorrer em perdas resultantes da dificuldade de realização de seus recebíveis de clientes, bem como da inadimplência de instituições financeiras contrapartes em operações.

O risco é basicamente proveniente das contas a receber de clientes e títulos e valores mobiliários conforme detalhado na Exposição ao Risco de Crédito a seguir:

- **Exposição ao Risco de Crédito**

O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito. A exposição máxima do risco de crédito na data das demonstrações financeiras foi:

	Nota	31/12/2019	31/12/2018
Caixa e equivalente de caixa	5	1.312	159.954
Títulos e valores mobiliários	6	1.089.805	153.575
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	1.532.167	1.004.885

As disponibilidades de caixa são aplicadas em fundos de investimentos, conforme normativo específico do Banco Central do Brasil. Esses fundos são compostos por títulos públicos custodiados na Cetip, não havendo exposição ao risco de contraparte.

Em eventuais relações com instituições financeiras, a Companhia tem como prática a realização de operações somente com instituições de baixo risco avaliadas por agências de rating e que atendam a requisitos patrimoniais previamente definidos e formalizados. Adicionalmente, são definidos limites de crédito que são revisados periodicamente.

A Companhia atua nos mercados de geração e transmissão de energia elétrica amparada em contratos firmados em ambiente regulado. A Companhia busca minimizar seus riscos de crédito através de mecanismos de garantia

envolvendo recebíveis de seus clientes e, quando aplicável, através de fianças bancárias. Adicionalmente, são realizadas negociações que viabilizem o recebimento dos créditos em atraso.

- **Risco de liquidez**

A companhia atua no monitoramento permanente dos fluxos de caixa de curto, médio e longo prazos, previstos e realizados, buscando evitar possíveis descasamentos e consequentes perdas financeiras e garantir as exigências de liquidez para as necessidades operacionais.

A tabela abaixo analisa os passivos financeiros não derivativos da Companhia por faixas de vencimento, correspondentes ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual do vencimento. Os valores divulgados na tabela são os fluxos de caixa não descontados contratados. As tabelas incluem os fluxos de caixa dos juros a incorrer e do principal.

	Saldo contábil	Total do fluxo	Menos de 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 2 a 5 anos	Acima de 5 anos
Em 31 de dezembro de 2019						
Fornecedores	474.828	474.828	474.828	-	-	-
Financiamentos e empréstimos	1.027.798	1.319.891	240.219	244.091	507.918	327.663
Obrigações estimadas	122.504	122.504	122.504	-	-	-
Debêntures	150.322	156.086	8.256	37.195	46.629	64.006
Em 31 de dezembro de 2018						
Fornecedores	297.419	297.419	297.419	-	-	-
Financiamentos e empréstimos	1.498.201	2.396.804	1.263.335	444.727	424.678	264.064
Obrigações estimadas	127.765	127.765	127.765	-	-	-

45.3 – 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 perseguir uma estrutura de capital ideal para a redução de custos.

A Companhia possui uma excelente capacidade de alavancagem, fruto de sua situação econômico-financeira decorrente das concessões, dos recursos das indenizações por ocasião dessa renovação, em conjunto com a expectativa de sua geração operacional de caixa, que garante seus investimentos, que pode ser demonstrada com base no índice de alavancagem financeira, utilizado pela sua controladora para o Sistema Eletrobras. Esse índice corresponde à dívida líquida dividida pelo capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de financiamentos e empréstimos, de curto e longo prazos, e fornecedores conforme demonstrado no balanço patrimonial, subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado pela soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial, com a dívida líquida.

Os índices de alavancagem financeira em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018, podem ser assim sumarizados:

	31/12/2019	31/12/2018
Financiamentos e empréstimos	1.178.120	1.498.201
(-)Caixa e equivalentes de caixa e TVM	1.091.117	313.336
Dívida líquida	87.003	1.184.865
Patrimônio líquido	14.991.174	12.063.344
Total do capital	15.078.177	13.248.209
Índice de alavancagem financeira	0,6%	8,9%

45.4 – ESTIMATIVA DO VALOR JUSTO

Instrumentos Financeiros	31/12/2019		31/12/2018	
	Valor Contábil	Valor de Mercado	Valor Contábil	Valor de Mercado
Títulos e valores mobiliários	1.081.455	1.081.455	145.254	145.254
Aplicações financeiras	-	-	116.236	116.236
Total	1.081.455	1.081.455	261.490	261.490

O cálculo do valor justo dos Títulos e Valores Mobiliários e aplicações financeiras foi elaborado levando-se em consideração as cotações de mercado do papel, ou informações de mercado que possibilitem tal cálculo, levando-se em consideração as taxas futuras de juros de papéis similares.

Os valores justos dos instrumentos financeiros são similares aos valores contábeis e refletem substancialmente os valores que seriam obtidos se fossem negociados no mercado.

A Companhia usa a seguinte hierarquia para determinar e divulgar o valor justo de instrumentos financeiros pela técnica de avaliação:

	31/12/2019			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Títulos e valores mobiliários	1.081.455	-	-	1.081.455
Total	1.081.455	-	-	1.081.455
	31/12/2018			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Títulos e valores mobiliários	145.254	-	-	145.254
Aplicações financeiras	116.236	-	-	116.236
Total	261.490	-	-	261.490

Os ativos e passivos financeiros registrados a valor justo são classificados e divulgados de acordo com os níveis a seguir:

Nível 1 – preços cotados (não ajustados) que em mercados ativos, líquidos e visíveis para ativos e passivos idênticos que estão acessíveis na data de mensuração;

Nível 2 – preços cotados (podendo ser ajustados ou não) para ativos ou passivos similares em mercados ativos, outras entradas não observáveis no nível 1, direta ou indiretamente, nos termos do ativo ou passivo, e

Nível 3 – ativos e passivos cujos preços não existem ou que esses preços ou técnicas de avaliação são amparados por um mercado pequeno ou inexistente, não observável ou ilíquido. Nesse nível a estimativa do valor justo torna-se altamente subjetiva.

45.5 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Foram realizadas análises de sensibilidade dos ativos e passivos indexados à taxa de juros pós-fixada em quatro diferentes cenários: dois com elevação das taxas do saldo devedor e dois com diminuição dessas taxas. As análises limitaram-se aos contratos concedidos que apresentem exposição à taxa de juros.

Nos quadros a seguir foram considerados cenários para índices e taxas, com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável para o exercício de 2019 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e Economic Outlook 86, publicado pela OECD.

Depreciação dos índices

	Saldo em 31/12/2019	Índice			Valor		
		Cenário provável	Cenário I (-25%)	Cenário II (- 50%)	Cenário provável	Cenário I (-25%)	Cenário II (- 50%)
Passivos							
TJLP	305.352	4,68	3,51	2,34	319.642	316.070	312.497
IPCA	223.803	3,68	2,76	1,84	232.039	229.980	227.921
CDI	328.632	4,39	3,29	2,20	343.059	339.444	335.862
Efeito líquido	(857.787)				(894.740)	(885.494)	(876.280)

Apreciação dos índices

	Saldo em 31/12/2019	Índice			Valor		
		Cenário provável	Cenário I (+25%)	Cenário II (+ 50%)	Cenário provável	Cenário I (+25%)	Cenário II (+ 50%)
Passivos							
TJLP	305.352	4,68	5,85	7,02	319.642	323.215	326.788
IPCA	223.803	3,68	4,60	5,52	232.039	234.098	236.157
CDI	328.632	4,39	5,49	6,59	343.059	346.674	350.289
Efeito líquido	(857.787)				(894.740)	(903.987)	(913.234)

46 – DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO DO EXERCÍCIO SEGREGADO POR ATIVIDADE

Em atendimento às instruções e orientações da Aneel, apresentamos a Demonstração do Resultado do Exercício Segregado por atividade e simplificada - até a rubrica de Resultado da Atividade das Unidades de Negócio: Geração (G) e Transmissão (T).

	31/12/2019			31/12/2018		
	Geração	Transmissão	Total	Geração	Transmissão	Total
RECEITA						
Fornecimento de energia elétrica	618.668	-	618.668	718.940	-	718.940
Suprimento de energia elétrica	2.287.656	-	2.287.656	1.800.246	-	1.800.246
Energia Elétrica de Curto Prazo	608.524	-	608.524	223.025	-	223.025
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	-	3.545.786	3.545.786	-	3.550.399	3.550.399
Outras receitas	4.622	18.416	23.038	6.581	26.224	32.805
	3.519.470	3.564.202	7.083.672	2.748.792	3.576.623	6.325.415
Tributos						
ICMS	(97.033)	-	(97.033)	(110.571)	-	(110.571)
PIS-PASEP	(48.489)	(58.315)	(106.804)	(50.679)	(54.598)	(105.277)
Cofins	(223.363)	(268.625)	(491.988)	(203.820)	(251.480)	(455.300)
ISS	(175)	(555)	(730)	(308)	(975)	(1.283)
ENCARGOS - PARCELA "A"						
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(22.889)	(33.738)	(56.627)	(20.452)	(30.148)	(50.600)
Outros encargos CCEE	(97)	-	(97)	(238)	-	-
Reserva Global de Reversão - RGR	(25.113)	(16.015)	(41.128)	(35.944)	(22.918)	(58.862)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE	-	(66.436)	(66.436)	-	(59.926)	(59.926)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	(109.277)	-	(109.277)	(75.985)	-	(75.985)
Taxa de Fiscalização da Aneel	(5.624)	(13.118)	(18.742)	(5.026)	(11.723)	(16.749)
Outros encargos	-	(51.587)	(51.587)	-	(59.669)	(59.669)
	(532.060)	(508.389)	(1.040.449)	(503.023)	(491.437)	(994.460)
RECEITA LÍQUIDA	2.987.410	3.055.813	6.043.223	2.245.769	3.085.186	5.330.955
CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS - PARCELA "A"						
Energia elétrica comprada para revenda	(298.903)	-	(298.903)	(251.048)	-	(251.048)
Encargo de transmissão, conexão e distribuição	(712.357)	-	(712.357)	(612.767)	-	(612.767)
	(1.011.260)	-	(1.011.260)	(863.815)	-	(863.815)
RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS	1.976.150	3.055.813	5.031.963	1.381.954	3.085.186	4.467.140
CUSTOS GERENCIÁVEIS - PARCELA "B"						
Pessoal e administradores	(326.286)	(1.033.238)	(1.359.524)	(313.859)	(994.060)	(1.307.919)
Material	(10.215)	(29.515)	(39.730)	(7.415)	(21.429)	(28.844)
Serviços de terceiros	(87.496)	(160.298)	(247.794)	(77.235)	(141.498)	(218.733)
Arrendamento e aluguéis	(5.141)	(9.691)	(14.832)	(4.904)	(9.243)	(14.147)
Seguros	(3.076)	(9.141)	(12.217)	(2.663)	(7.914)	(10.577)
Doações, contribuições e subvenções	(5.855)	(2.620)	(8.475)	(4.607)	(2.062)	(6.669)
Provisões	(401.681)	446.345	44.664	(375.164)	714.561	339.397
(-) Recuperação de despesas	5.194	733	5.927	28.378	4.007	32.385
Tributos	(8.412)	(3.406)	(11.818)	(7.472)	(3.026)	(10.498)
Depreciação e amortização	(291.028)	(91.702)	(382.730)	(79.432)	(287.673)	(367.105)
Gastos diversos	18.540	594	19.134	(71.372)	27.881	(43.491)
	(1.115.456)	(891.939)	(2.007.395)	(915.745)	(720.456)	(1.636.201)
RESULTADO DA ATIVIDADE	860.694	2.163.874	3.024.568	466.209	2.364.730	2.830.939
Equivalência Patrimonial	14.475	178.314	192.789	(150.240)	192.396	42.156
Resultado Financeiro						
Receita financeira	147.485	100.262	247.747	167.023	67.916	234.939
Despesa financeira	(48.159)	(88.045)	(136.204)	(71.207)	(183.266)	(254.473)
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS SOBRE O LUCRO	974.495	2.354.405	3.328.900	411.785	2.441.776	2.853.561
Imposto de renda e contribuição social	(51.854)	230.747	178.893	(91.002)	(671.182)	(762.184)
LUCRO DO EXERCÍCIO	922.641	2.585.152	3.507.793	320.783	1.770.594	2.091.377
Lucro básico por ação (R\$)	16,50	46,24	62,75	5,74	31,67	37,41
Lucro diluído por ação (R\$)	16,50	46,24	62,75	5,74	31,67	37,41

Principais práticas contábeis adotadas na elaboração das demonstrações por Unidades de Negócio:

Por serem vinculados a Holding, não foram considerados os valores referentes às participações em outras companhias com seus reflexos em outras operações, ganho no montante de R\$ 192.789 em 2019 (ganho de R\$ 42.156, em 2018).

Nas Unidades de Negócio foram consideradas as receitas operacionais faturadas aos consumidores externos, acrescidas dos faturamentos de transferências virtuais entre as Unidades de Negócio da Outorgada, conforme segue:

Receita da Unidade	G	T	ANV	TOTAL
Geração - G	3.514.848	-	-	3.514.848
Transmissão - T	-	3.545.786	-	3.545.786
Atividades não vinculadas - ANV	-	-	23.038	23.038
	3.514.848	3.545.786	23.038	7.083.672

Conciliação das Demonstrações de Resultado:

	Unidades de Negócio	Outorgada	Diferença
Receita	7.083.672	7.083.672	-
Deduções da receita	(1.040.449)	(1.040.449)	-
Receita Líquida	6.043.223	6.043.223	-
Gastos	(3.018.655)	(3.018.655)	-
Resultado do serviço	3.024.568	3.024.568	-
Resultado financeiro	111.543	111.543	-
Equivalência patrimonial	-	192.789	(192.789)
Lucro antes da tributação e participações	3.136.111	3.328.900	(192.789)
Imposto de renda e contribuição social	178.893	178.893	-
Lucro do exercício	3.315.004	3.507.793	(192.789)

As receitas e despesas operacionais estão contabilizadas em cada Unidade de Negócio, acrescidas quando aplicável, dos valores apurados com base nas receitas transferidas entre elas.

As deduções, tais como impostos, contribuições e quotas para a Reserva Global de Reversão - RGR, foram calculadas sobre o montante das receitas escrituradas e virtuais, aplicando-se as alíquotas ou taxas efetivamente incorridas na Outorgada.

As receitas financeiras, oriundas de rendimentos de aplicações financeiras, foram classificadas em cada Unidade de Negócio com base na proporcionalidade da receita operacional bruta.

O imposto de renda e a contribuição social foram calculados com base na taxa efetiva dos tributos incidentes nas demonstrações consolidadas e não incidiram sobre os preços de transferências, uma vez que estes não causam efeito no consolidado.

A diferença entre o lucro líquido das Unidades de Negócio e o total da Outorgada, no valor de R\$ 192.789 refere-se ao resultado de equivalência patrimonial.

47 - SEGUROS

Atualmente a Chesf possui três contratos de seguros cada um com período de duração de um ano e todos com início a partir de 30/04/2019, cujo objetivo é obter cobertura para os seus principais ativos, tais como imobilizado em serviço e almoxarifado. Para isso, esses ativos estão segurados por apólices também anuais, especificadas por modalidade de risco, conforme demonstrado no quadro a seguir:

Apólices	Importâncias Seguradas	Prêmios Anuais
- Riscos Nomeados: Incêndio, raio, explosão, danos elétricos, equipamentos eletrônicos	6.346.132	8.017
- Riscos aeronáuticos	47.188	698
- Transporte	163.500	189
	6.556.820	8.904

Para o Seguro de Riscos Nomeados são emitidas duas apólices, sendo uma para as Usinas e outra para as Subestações, relacionando os principais equipamentos com seus respectivos valores segurados e seus limites de indenização, além dos bens em almoxarifados. O seguro possui cobertura securitária básica para: incêndio, queda de raios e explosão de qualquer natureza, danos elétricos, riscos para equipamentos eletrônicos e informática.

Na importância segurada relativa ao seguro aeronáutico, além de R\$ 17.140 referentes a danos causados às aeronaves, estão incluídos R\$ 5.354 para responsabilidade civil e R\$ 24.693 para responsabilidade civil a 2º Risco, previsto no Código Brasileiro de Aeronáutica, que são coberturas contra danos causados a terceiros.

Para o seguro de transporte, a Companhia mantém apólices para garantir a movimentação de materiais nas modalidades terrestre, marítimo e aéreo nacionais, e marítimo e aéreo internacionais, mensalmente endossadas.

Na determinação da política de seguros e gerência de riscos são contempladas as localizações físicas, os riscos a que se expõem os bens e o custo/benefício.

48 - REMUNERAÇÃO DOS EMPREGADOS E ADMINISTRADORES

Em atendimento a Resolução nº 3, de 31 de dezembro de 2010, do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, apresentamos a seguir a maior e menor remuneração pagas a empregados e dirigentes, tomando-se por base o mês de dezembro de 2019 e 2018:

Tais remunerações são compostas de salários permanentes, gratificações e adicionais.

	2019		2018	
	Maior Remuneração	Menor Remuneração	Maior Remuneração	Menor Remuneração
Empregados	63.974,37	1.925,78	62.245,65	1.841,34
Dirigentes	53.717,86	50.023,61	62.710,17	42.002,25

	Salário/Honorário Médio	Remuneração Média	Salário/Honorário Médio	Remuneração Média
Empregados	7.757,87	10.856,86	7.494,19	10.747,16
Dirigentes	42.422,27	51.122,46	49.471,34	54.661,15

49 – MEIO AMBIENTE (não auditada)

São os seguintes os gastos efetivados pela Companhia, individualmente, de modo a atender aos seus compromissos com o meio ambiente:

Natureza dos Gastos	31/12/2019			31/12/2018
	Aplicação			Total
	Imobilizado	Resultado	Total	
Manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	5.255	2.441	7.696	8.386
Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	-	3.266	3.266	3.443
Educação ambiental para a comunidade	-	1.354	1.354	2.121
Outros projetos ambientais	-	170	170	2.406
Total	5.255	7.231	12.486	16.356

- *Manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente*, compreende os gastos com estudos, diagnósticos, levantamentos, planos de uso e programas de monitoramento, dentre outros, não contemplando as ações de recuperação ou mitigação de impacto ambiental.
- *Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados*, compreende os gastos com execução de ações voltadas para preservar e/ou recuperar ambientes degradados com impactos já detectados, com uma ação de reparação em andamento, podendo se referir a ambientes aquáticos, terrestres ou atmosféricos.
- *Educação ambiental para a comunidade*, compreende os gastos com ações de educação e/ou capacitação para sustentabilidade, voltadas às comunidades impactadas pela implantação dos empreendimentos da Companhia.
- *Outros projetos ambientais*, compreende os gastos com as demais ações adotadas pela Companhia, tendo como objeto a preservação do meio ambiente.

A Companhia possui compromissos assumidos de gastos com o meio ambiente, no montante de R\$ 38.727, com previsão de desembolso de R\$ 15.962 para o exercício de 2020 e R\$ 22.765 a partir de 2021.

50 - TREINAMENTOS E DESENVOLVIMENTO DE PESSOAL (não auditada)

A Chesf tem como política permanente a qualificação dos seus dirigentes e empregados, tendo apresentado no período os indicadores a seguir:

Indicadores	31/12/2019	31/12/2018
Empregados treinados	3.051	3.412
Homem/hora treinados	120.023	183.725
Média/hora treinamento	31,45	44,57
Índice de empregados treinados (%)	79,95	82,78
Força de trabalho treinada (%)	1,64	2,32
Investimento total (R\$ mil)	3.615	1.195
Valor médio investido por empregado (R\$ 1,00)	947	290

51 – EVENTOS SUBSEQUENTES

51.1 – Incorporação TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A.

Em 04/02/2020 a Agência Nacional de Energia Elétrica (“Aneel”) aprovou a incorporação da TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A. pela Companhia, a qual estará finalizada com a realização de AGE - Assembleia Geral Extraordinária. Essa incorporação está em linha com o Plano Diretor de Negócio e Gestão 2019/2023 (“PDNG”) visando a simplificação das estruturas societárias do Sistema Eletrobras.

51.2 – Nova metodologia do WACC Aneel

Transmissão

A Aneel em 10/03/2020, aprovou a nova metodologia de cálculo e os WACCs para os segmentos de transmissão, geração e distribuição. As taxas serão atualizadas anualmente e irão remunerar, durante o ciclo de revisão tarifária, o capital investido na concessão, além de ser utilizado de forma provisória para as autorizações de reforços e melhorias de transmissão. Para o segmento de transmissão foi aprovado o WACC real depois dos impostos de 7,66% para 2018, 7,39% para 2019 e 6,98% para 2020.

As concessões prorrogadas têm data de revisão tarifária em junho de 2018, porém a revisão foi adiada por duas vezes. Com isso, o WACC real depois dos impostos aplicável a revisão destes contratos passou de 6,64% para 7,66%, com efeitos a partir de julho de 2020 e retroativo a 2018.

Quanto à retroatividade destacada anteriormente, os valores de WACC regulatório aprovados para os anos 2018, 2019, e 2020 pela Aneel serão aplicados aos agentes cujos processos de revisão tarifária ocorrerem em cada ano de vigência, com efeitos retroativos para os casos de revisões provisórias. Os contratos prorrogados que estavam com revisão tarifária prevista para o ano de 2018, e que estão há dois anos com valores provisórios, terão as receitas calculadas com o novo valor de WACC para 2018 (7,66%), com vigência até 2023, e com efeitos retroativos a 2018.

No entanto, destaca-se que além do WACC, outras variáveis impactarão os novos valores das RAPs, como Banco de Preços, Custos Operacionais, e Base de Remuneração Regulatória, que ainda está sendo apurada. Sendo o valor final o resultante de todas elas. Finalmente, destaca-se que todos os valores apresentados são estimativas preliminares base nas informações disponibilizadas pela Aneel.

Geração

Para o segmento de geração, como os contratos são de 2013, a data de revisão do WACC é 2018, aplicando-se então a correção do valor até então vigente, de 7,16%, para o novo valor homologado para o ano de 2018, de 7,66%.

51.3 - CORONAVÍRUS (COVID-19) – IMPACTOS PARA A CHESF

A Companhia vem seguindo as recomendações do Ministério da Saúde e dos governos dos estados e das cidades onde se encontram suas empresas e unidades operacionais, no que se refere à operação e vem adotando todas as medidas para manter a normalidade de suas atividades, dado o setor estratégico em que está inserida.

A principal característica da pandemia até este momento, sob a ótica econômico financeira, é a incerteza, fato que não favorece análises probabilísticas para a determinação de cenários a partir da precariedade de informações macroeconômicas cruciais a este tipo de exercício. Nessa conjuntura, surge a necessidade de avaliar-se impacto sobre as atividades da Companhia para fins das demonstrações financeiras do primeiro trimestre de 2020.

A Companhia mantém acompanhamento diligente das suas operações, tendo aprimorado os protocolos originais de operação e ações emergenciais a serem adotadas. A força de trabalho tem desempenhado com êxito suas atividades e, não se observou até o momento, nenhum impacto operacional significativo causado pela pandemia da COVID-19.

Ainda de acordo com o mesmo acompanhamento, os potenciais impactos ao setor elétrico brasileiro decorrentes da crise da COVID-19, até este momento, provavelmente resultarão na redução de demanda (impactando no GSF e preços no Mercado de Curto Prazo - MCP e Ambiente de Contratação Livre- ACL) e no possível incremento da inadimplência que atinge tanto o Ambiente de Contratação Regulada – ACR quanto o Livre – ACL.

No que diz respeito aos impactos da redução de mercado, observa-se que a partir do isolamento social imposto em meados do mês de março de 2020, o consumo no Brasil vem sendo reduzido se comparado ao observado em semanas anteriores. Todavia, a redução de demanda será em parte “armazenada” nos reservatórios que têm estado em níveis muito baixos nos últimos anos, tendo, portanto, grande oportunidade de recuperação, quer pela diminuição da carga, quer pela melhora das chuvas durante o período úmido, melhorando a segurança de suprimento.

Abaixo relatamos os potenciais impactos comerciais que podem ser sentidos pelo setor:

- i) A redução da carga/mercado diminui a necessidade do despacho termoeletrico, impactando o PLD, afetando a comercialização de energia e tarifas ao consumidor;
- ii) Impacto no GSF, aumentando o deslocamento hidráulico, o que afeta igualmente a comercialização e tarifas;
- iii) Redução do PLD;
- iv) Impacto na situação financeira das distribuidoras, causada pela potencial sobrecontratação e pela liquidação do excesso a valores reduzidos de PLD.

Diante do cenário atual, a Companhia vem monitorando suas receitas planejadas de Geração e Transmissão com o devido acompanhamento de suas receitas realizadas. Até o momento não houve evidências de perdas significativas, sejam operacionais ou financeiras ocorridas por eventual inadimplência. Acredita-se que se houver perdas, estas serão momentâneas, com gradual recuperação conforme melhora da situação econômica em geral.

Adicionalmente, os agentes financeiros brasileiros estão apresentando uma série de medidas de forma a amenizar o potencial impacto enquanto perdurar a pandemia. Neste contexto, ao final do mês de março o BNDES anunciou apoio emergencial para as empresas brasileiras com objetivo de reduzir os impactos econômicos e financeiros da crise gerada por conta da pandemia. Uma das medidas aprovadas pelo banco foi a possibilidade de concessão da suspensão temporária (“Standstill”) pelo prazo de até seis meses do pagamento do serviço da dívida (principal e juros remuneratórios) na modalidade direta, no qual se enquadra a suspensão temporária do pagamento das parcelas de parte dos financiamentos (Standstill) dos bancos BNDES e BNB (FNE) que irão proporcionar um caixa adicional estimado em R\$ 50 milhões, com a capitalização desse montante no saldo devedor a ser amortizado no prazo remanescente (parcelas vincendas) dos financiamentos contratados junto às instituições financeiras.”

Adicionalmente, o Governo Federal, por meio do Decreto nº 10.350 de 2020, contempla medidas adicionais destinadas a cobrir o possível déficit de arrecadação das distribuidoras de energia elétrica, denominado “Conta-COVID”. As medidas serão via empréstimos tomados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), de forma que as dívidas não impactem balanços das empresas distribuidoras e servirão para cobrir déficits ou antecipar receitas das distribuidoras com diversos itens de abril a dezembro de 2020. Apesar da não evidência de eventuais inadimplências decorrentes da pandemia, a Companhia entende que esse Decreto representa um reforço de caixa das distribuidoras de energia e poderá mitigar eventuais inadimplências futuras.

Para a Transmissão, o recente Despacho nº 1.106/2020 da Aneel que antecipa e concentra os efeitos da Parcela de Ajuste (PA-Apuração) do ciclo 2020/2021 para os meses de abril, maio e junho de 2020, acarreta em impacto mensal de cerca de R\$ 60 milhões nas RAPs, que não é relevante visto que as parcelas já eram devidas e previstas, no prazo de 12 meses, no cenário original de fluxo de caixa e receitas.

• **Análise de recuperabilidade de ativos de longo prazo – *Impairment***

Conforme o disposto no CPC-01 – Redução de valor recuperável, é necessário verificar a recuperabilidade dos ativos quando mudanças significativas ocorrerem durante o período (ou ocorrerão em futuro próximo) no mercado ou no ambiente econômico em que a entidade opera e essas mudanças terão um efeito adverso sobre a entidade, ou quando o valor contábil do patrimônio líquido da entidade for superior à sua capitalização de mercado.

Anualmente, durante a última década, a Companhia testa a totalidade das suas UGC corporativas. A crise da COVID-19 não provocou, portanto, nenhuma alteração nessa prática.

No panorama atual devido à pandemia, de fato observa-se mudança significativa no ambiente econômico do País. Porém, até o momento vislumbra-se pouco impacto nas projeções de receita e operacionais da Companhia em virtude de:

- 1) Até o momento, não se observou nenhum impacto em suas operações;

Os riscos observados em relação a receita de Geração são a queda do PLD e inadimplência no ambiente de contratação Livre demonstrando que não há impactos relevantes para a Companhia, visto que a receita de Geração da Chesf é composta 71% por cotas ou contratos no ACR, 24% no ACL e apenas 5% de energia descontratada que seria a parcela mais exposta ao PLD reduzido.”

Em relação ao risco de inadimplência, até o momento não foi verificado aumento substancial na inadimplência dos contratos no ACL, e é importante ressaltar que os setores dos consumidores livres, até o momento, tiveram menores reduções no consumo.

Desta forma, olhando o portfólio de Geração, no momento não se vislumbra necessidade de atualização do teste de *impairment* realizado com as informações financeiras do quarto trimestre de 2019.

No segmento de Transmissão, a remuneração do serviço se dá através de tarifa definida pela Aneel, conhecida como Receita Anual Permitida (RAP), estabelecida no momento do leilão de concessão, com revisões periódicas definidas em regulamento específico, e de maneira geral não é impactada por fatores externos momentâneos. Não há, atualmente, indicações de que o surto de COVID-19 venha impactar as receitas dos ativos de Transmissão, exceto pela antecipação da Parcela de Ajuste que já era prevista no fluxo de RAP da Companhia.

- **Perdas esperadas de créditos de liquidação duvidosa**

A emergência de saúde pública de caráter internacional causada pela COVID-19 terá sérios impactos na economia mundial assim como na economia brasileira. Ademais, vem sendo esperada uma queda de faturamento dos agentes do setor elétrico decorrente da retração da atividade econômica, principalmente dos segmentos comercial e industrial.

Há uma preocupação em especial com as Distribuidoras de energia em caso de inadimplência dos consumidores. O mesmo se diga quanto a potencial queda de demanda de energia e sobrecontratação das Distribuidoras nos ambientes livre e regulado de comercialização.

Em virtude da possibilidade de uma crise sistêmica, a ANEEL e o MME têm procurado soluções de contorno e recentemente por meio do Decreto nº 10.350 de 2020 promulgou uma série de medidas destinadas a cobrir o possível déficit de arrecadação das distribuidoras de energia elétrica, denominado “Conta-COVID”. As medidas serão via empréstimos tomados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e servirão para cobrir déficits ou antecipar receitas das distribuidoras com diversos itens de abril a dezembro de 2020. A Companhia entende que esse Decreto representa um reforço de caixa para o segmento de distribuição de energia e mitigará eventuais inadimplências futuras.

- **Avaliação atuarial dos planos de benefício pós-emprego**

Em virtude do cenário econômico observado na data base de 30 de junho de 2020, a Companhia sensibilizou dois dos principais componentes utilizados para a mensuração dos passivos atuariais dos benefícios pós-emprego, notadamente aqueles relacionados aos benefícios de aposentadoria. Os componentes para os quais foram observadas alterações significativas foram o valor justo dos ativos e as taxas de descontos utilizadas para descontar as obrigações de benefícios pós-emprego, substancialmente mensuradas pela NTN-B e não foi identificado efeitos relevantes.

A Companhia irá manter o acompanhamento de seus saldos atuariais e realizará ajustes no passivo atuarial quando se apresentarem relevantes.

51.4 - REVISÃO TARIFÁRIA – CONCESSÃO 061/2001

Conforme previsto nos contratos de concessão, os contratos de transmissão renovados preveem revisão tarifária a cada ciclo de 5 anos.

No processo de revisão tarifária, a Aneel verifica a base de ativos da Companhia e os custos operacionais da concessão gerando uma nova base tarifária para os próximos 5 anos. Para a Companhia o contrato 61/2001 será objeto de revisão tarifária.

Em 30 de junho de 2020, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL aprovou de forma provisória as revisões tarifárias das concessões de transmissão prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013 da Companhia. Consequentemente aprovou a nova Receita Anual Permitida (“RAP”) destas concessões para o ciclo tarifário 2020-2021 e impactaram na mensuração do ativo da RBSE:

- Alteração na base de ativos e revisão do valor novo de reposição;
- Alteração retrospectiva da WACC referente aos anos de 2018 e 2019;
- Reparcimento por 3 anos da componente remuneração de 2013 a 2017 Custo do Capital Próprio (Ke), via parcela de ajuste atualizado por IPCA;

A RAP da Companhia sofreu acréscimos resultantes do resultado desta Revisão Tarifária e do reconhecimento da parcela de remuneração prevista no artigo 1º, parágrafo terceiro, da Portaria MME 120/2016, que estabelece que o custo de capital não incorporado desde as prorrogações das concessões até o processo tarifário, estabelecido no parágrafo primeiro do referido artigo, deverá ser atualizado e remunerado pelo Ke, real, do segmento de transmissão definido pela ANEEL nas metodologias de Revisão Tarifária Periódica das Receitas das Concessionárias Existentes.

Esta remuneração pelo Ke foi excluída da tarifa, pela ANEEL, em 2017 por força de liminares judiciais. Essas liminares foram revogadas e, por esta razão, a remuneração será incorporada à receita das transmissoras. O valor total da remuneração pelo Ke será pago até junho de 2025, sendo que o montante que deveria ter sido pago entre 2017 e 2020, o será até o final do atual ciclo de revisão tarifária, ou seja, junho de 2023, reajustado pela inflação (IPCA), através da Parcela de Ajuste (PA).

Em relação à Revisão Tarifária do atual ciclo 2018-2023, os valores finais aprovados nesta revisão se mostraram superiores aos provisórios que a ANEEL vinha estabelecendo desde 2018, motivo pelo qual a RAP do ciclo 2020-2021, através da PA, também inclui um acréscimo referente à Revisão Tarifária instituída com vista a compensar esta diferença retroativa.

Na tabela abaixo, é apresentada a RAP revisada para o ciclo 2020-2021 e a PA atualizada pelo IPCA, que contém, conforme mencionado acima, o Ke retroativo de 2017 a 2020 e a diferença de retroativo de revisão tarifária do período de 2018 a 2020.

	RAP Ciclo 2020-2021 Revisada (Ref. Jun/2020)	PA Revisão Consolidada (Ref. Jun/2020)*		2020-2021 (Revisão + PA - Ref. Jun/2020)
		Total	Por Ciclo	
Chesf (CC 061/2001)	3.494	1.735	578	4.073

(*) Valores estimados com base nos valores da NT nº 108/2020 – SGT/ANEEL e no IPCA entre Jun/19 e Jun/2020

Para fins de comparação, a soma dos efeitos da Revisão Tarifária com a Parcela de Ajuste, resulta em um aumento estimado na RAP para o Ciclo 2020-2021 em relação ao Ciclo de 2019-2020, de forma consolidada, de aproximadamente 42,79%.

Como resultado do novo fluxo tarifário, os recebíveis da RBSE foram remensurados e representaram um acréscimo no total de fluxo de caixa estimado de aproximadamente R\$ 910 milhões até o final do prazo de pagamento da Indenização, resultando um ganho no resultado contábil de R\$ 932 milhões em junho de 2020.

Considerando o aspecto provisório da revisão tarifária, a estimativa de fluxo de caixa dessas foi elaborada com base na sua melhor expectativa de realização. Entretanto, pelo caráter provisório atual poderão sofrer alteração quando da homologação final desta revisão tarifária.

O comparativo por componente segue abaixo demonstrado:

Fluxo de Caixa Líquido	Antes Revisão 2020	Após Revisão	Acréscimo/Decréscimo
Componente Econômico	2.491.027	2.968.495	477.468
Componente Financeiro e Ke	8.266.575	7.280.281	(986.294)
Parcela de Ajuste - PA	-	1.419.162	1.419.162
TOTAL	10.757.602	11.667.938	910.336

O fluxo de caixa líquido estimado do ativo da RBSE é apresentado abaixo:

	Parcela Econômica	Parcela Financeira	Parcela de Ajuste	Total
2021	989.498	1.456.056	473.054	2.918.608
2022	989.498	1.456.056	473.054	2.918.608
2023	989.498	1.456.056	473.054	2.918.608
2024	-	1.456.056	-	1.456.056
2025	-	1.456.056	-	1.456.056
Total	2.968.494	7.280.280	1.419.162	11.667.936

Ambiente regulatório do tratamento contábil da RBSE

Há no momento análise sendo efetuada pela CVM em conjunto com as empresas do segmento de transmissão detentoras do ativo RBSE. Esta análise visa padronizar o tratamento contábil das empresas do segmento e representar de forma mais adequada o registro do ativo da RBSE. De forma preliminar, há o entendimento da área técnica da CVM que o ativo da RBSE deve ser tratado como ativo de contrato.

A Companhia sensibilizou sua mensuração como ativo de contrato e não espera impactos significativos caso venha a ajustar sua classificação contábil da RBSE no escopo do CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente.

52 – CONCILIAÇÃO DO BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO E SOCIETÁRIO

Para fins estatutários, a Outorgada seguiu a regulamentação societária para a contabilização e elaboração das Demonstrações Contábeis Societárias, sendo que para fins regulatórios, a Outorgada seguiu a regulamentação regulatória, determinada pela Aneel apresentada no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE. Dessa forma, uma vez que há diferenças entre as práticas societárias e regulatórias, faz-se necessária a apresentação da reconciliação das informações apresentadas seguindo as práticas regulatórias com as informações apresentadas seguindo as práticas societárias.

	Nota	2019			2018		
		Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Ativos							
Ativo circulante							
Caixa e equivalência de caixa	5	1.312	-	1.312	159.954	-	159.954
Títulos e valores mobiliários	6	1.089.603	-	1.089.603	153.382	-	153.382
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	1.532.167	(174.601)	1.357.566	996.472	(164.681)	831.791
Tributos e contribuições a recuperar	8	823.348	-	823.348	608.787	-	608.787
Cauções e depósitos vinculados	10	32.876	-	32.876	15.761	-	15.761
Almoxarifado	11	82.337	(4.544)	77.793	77.353	(4.544)	72.809
Serviços em curso	12	361.709	-	361.709	320.967	-	320.967
Ativo da concessão de serviço público		-	2.125.779	2.125.779	-	2.169.863	2.169.863
Dividendos a receber	13	15.853	-	15.853	19.704	-	19.704
Fachef Saúde Mais	14	65.854	-	65.854	35.182	-	35.182
Ativos não circulantes mantidos para venda	16	125.816	-	125.816	175.651	-	175.651
Outros ativos circulantes	17	188.181	(29.343)	158.838	183.559	(29.851)	153.708
Ativo não circulante							
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	-	-	-	8.413	-	8.413
Títulos e valores mobiliários	6	202	-	202	193	-	193
Tributos compensáveis	8	198.689	-	198.689	202.176	-	202.176
Depósitos judiciais e cauções	10	695.538	-	695.538	627.007	-	627.007
Benefícios para reinvestimento	12	32.131	-	32.131	-	-	-
Tributos diferidos	9	1.106.104	152.446	1.258.550	-	-	-
Adiantamentos a investidas	15	66.200	-	66.200	275.529	-	275.529
Ativo da concessão de serviço público		-	12.233.748	12.233.748	-	12.424.989	12.424.989
Outros ativos não circulantes	17	20.504	487.821	508.325	30.349	487.820	518.169
Investimento	18	6.082.759	-	6.082.759	6.149.406	-	6.149.406
Imobilizado	19	11.725.556	(10.510.081)	1.215.475	11.662.228	(10.469.694)	1.192.534
Intangível	20	905.193	(782.002)	123.191	76.615	-	76.615
Total do ativo		25.151.932	3.499.223	28.651.155	21.778.688	4.413.902	26.192.590
Passivo							
Passivo circulante							
Fornecedores	21	474.828	(61.619)	413.209	297.419	(58.113)	239.306
Folha de pagamento		5.117	-	5.117	59	-	59
Tributos e contribuições sociais	22	845.723	28	845.751	701.173	-	701.173
Financiamentos e empréstimos	24	212.100	-	212.100	555.721	-	555.721
Remuneração aos acionistas		1.175.647	-	1.175.647	158.680	-	158.680
Outras provisões operacionais		91.774	-	91.774	99.304	-	99.304
Obrigações estimadas	26	122.504	-	122.504	127.765	-	127.765
Incentivo ao desligamento voluntário	27	105.700	-	105.700	100.672	-	100.672
Benefício pós-emprego	28	120.649	-	120.649	116.042	-	116.042
Encargos setoriais	29	153.334	-	153.334	133.658	-	133.658
Debêntures	25	10.923	-	10.923	-	-	-
Outros passivos circulantes	30	28.875	63.813	92.688	9.702	63.786	73.488
Passivo não circulante							
Tributos diferidos	23	748.776	830.891	1.579.667	1.882.319	1.262.228	3.144.547
Financiamentos e empréstimos	24	815.698	-	815.698	942.480	-	942.480
Benefício pós-emprego	28	1.149.134	-	1.149.134	974.667	-	974.667
Incentivo ao desligamento voluntário	27	113.048	-	113.048	35.305	-	35.305
Encargos setoriais	29	436.066	-	436.066	408.147	-	408.147
Provisões para contingências	31	3.114.875	-	3.114.875	2.715.332	-	2.715.332
Provisão contrato oneroso	32	39.150	4.059	43.209	171.269	44.019	215.288
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	34	237.333	(183.328)	54.005	265.813	(210.120)	55.693
Debêntures	25	139.399	-	139.399	-	-	-
Outros passivos não circulantes	30	20.105	149.287	169.392	19.817	1	19.818
Total do passivo		10.160.758	803.131	10.963.889	9.715.344	1.101.801	10.817.145
Patrimônio líquido							
Capital social	35	9.753.953	-	9.753.953	9.753.953	-	9.753.953
Reservas de capital		4.916.199	-	4.916.199	4.916.199	-	4.916.199
Outros resultados abrangentes		2.437.219	(4.111.213)	(1.673.994)	1.867.704	(3.516.864)	(1.649.160)
Reservas de lucros		26.091	4.665.017	4.691.108	5	2.354.448	2.354.453
Recursos destinados a aumento de capital		-	-	-	-	-	-
Prejuízos Acumulados		(2.142.288)	2.142.288	-	(4.474.517)	4.474.517	-
Total do patrimônio líquido		14.991.174	2.696.092	17.687.266	12.063.344	3.312.101	15.375.445
Total do passivo e do patrimônio líquido		25.151.932	3.499.223	28.651.155	21.778.688	4.413.902	26.192.590

	Nota	2019			2018		
		Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Operações em continuidade							
Receita							
	36						
Fornecimento de energia elétrica		618.668	-	618.668	718.940	-	718.940
Suprimento de energia elétrica		2.287.656	-	2.287.656	1.800.246	(25.092)	1.775.154
Energia Elétrica de Curto Prazo		608.524	-	608.524	223.025	-	223.025
Disponibilidade do sistema de transmissão e distribuição		3.545.786	(2.077.618)	1.468.168	3.550.399	(2.048.636)	1.501.763
Receita de construção - Geração/Transmissão		-	116.460	116.460	-	221.098	221.098
Receita financeira		-	989.317	989.317	-	1.251.450	1.251.450
Outras receitas vinculadas		23.038	-	23.038	32.805	2	32.807
Tributos							
	36						
ICMS		(97.033)	-	(97.033)	(110.571)	-	(110.571)
PIS-PASEP		(106.804)	-	(106.804)	(105.277)	5.287	(99.990)
Cofins		(491.988)	-	(491.988)	(455.300)	(5.287)	(460.587)
ISS		(730)	-	(730)	(1.283)	-	(1.283)
Encargos - Parcela "A"							
	37						
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(56.627)	-	(56.627)	(50.600)	-	(50.600)
Outros encargos CCEE		(97)	-	(97)	(238)	-	(238)
Reserva Global de Reversão - RGR		(41.128)	-	(41.128)	(58.862)	-	(58.862)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		(66.436)	-	(66.436)	(59.926)	-	(59.926)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH		(109.277)	-	(109.277)	(75.985)	6.570	(69.415)
Taxa de Fiscalização da Aneel		(18.742)	-	(18.742)	(16.749)	(1)	(16.750)
Outros Encargos		(51.587)	-	(51.587)	(59.669)	-	(59.669)
Receita líquida		6.043.223	(971.841)	5.071.382	5.330.955	(594.609)	4.736.346
Custos não gerenciáveis - Parcela "A"							
	38						
Energia elétrica comprada para revenda		(298.903)	-	(298.903)	(251.048)	-	(251.048)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição		(712.357)	-	(712.357)	(612.767)	-	(612.767)
Encargos e Demais Despesas Setoriais		-	-	-	-	(6.569)	(6.569)
Matéria-prima/Insumo para geração de energia elétrica		-	-	-	-	-	-
Custo de Construção		-	(470.751)	(470.751)	-	(842.782)	(842.782)
Custo de Melhoria		-	(40.028)	(40.028)	-	(29.845)	(29.845)
Resultado antes dos custos gerenciáveis		5.031.963	(1.482.620)	3.549.343	4.467.140	(1.473.805)	2.993.335
Custos gerenciáveis - Parcela "B"							
	38						
Pessoal e administradores	39	(1.359.524)	-	(1.359.524)	(1.307.919)	-	(1.307.919)
Material		(39.730)	-	(39.730)	(28.844)	-	(28.844)
Serviços de terceiros		(247.794)	-	(247.794)	(218.733)	-	(218.733)
Arrendamento e aluguéis		(14.832)	247	(14.585)	(14.147)	-	(14.147)
Seguros		(12.217)	-	(12.217)	(10.577)	-	(10.577)
Doações, contribuições e subvenções		(8.475)	-	(8.475)	(6.669)	-	(6.669)
Provisões		44.664	(911.939)	(867.275)	339.397	(812.532)	(473.135)
Recuperação de despesas		5.927	-	5.927	32.385	-	32.385
Tributos		(11.818)	-	(11.818)	(10.498)	-	(10.498)
Depreciação e amortização		(382.730)	271.013	(111.717)	(367.105)	272.703	(94.402)
Gastos diversos da atividade vinculada		19.134	(128.083)	(108.949)	(43.491)	(63.785)	(107.276)
Resultado da Atividade		3.024.568	(2.251.382)	773.186	2.830.939	(2.077.419)	753.520
Equivalência patrimonial	18.7	192.789	-	192.789	42.156	-	42.156
Resultado Financeiro							
	40						
Receitas financeiras	40	247.747	1.244.582	1.492.329	234.939	(6.482)	228.457
Despesas financeiras	40	(136.204)	(766.202)	(902.406)	(254.473)	581	(253.892)
Resultado antes dos impostos	41	3.328.900	(1.773.002)	1.555.898	2.853.561	(2.083.320)	770.241
Imposto de renda e contribuição social		178.893	1.751.340	1.930.233	(762.184)	259.721	(502.463)
Resultado líquido das operações em continuidade	43	3.507.793	(21.662)	3.486.131	2.091.377	(1.823.599)	267.778
Resultado líquido do exercício		3.507.793		3.486.131	2.091.377		267.778
Lucro/Prejuízo por ação	43	62,75		62,36	37,41		4,79

A seguir são detalhadas a natureza e explicações dos ajustes apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória:

52.1 - Consumidores

Os ajustes são decorrentes de ativos e passivos regulatórios que não atendem a definição de ativo e passivo, segundo a Estrutura Conceitual Básica (Framework), sendo reconhecidos diretamente na demonstração de resultado de acordo com o período de competência.

52.2 - Ativos da concessão de serviço público

Os ajustes são decorrentes de contabilização, na contabilidade societária, de expectativa de direito incondicional de receber caixa (indenização) e atualizações dos saldos. Estes lançamentos na contabilidade societária foram realizados em atendimento ao disposto no CPC 47 – Receita de Contrato, mas que para fins de contabilidade regulatória tais práticas não são adotadas e desta forma, apresenta-se ajustes nesta conciliação de saldos contábeis societários e regulatórios no montante de R\$ 14.359.527.

52.3. Imobilizado

Os ajustes são decorrentes da aplicação do CPC 47 – Receita de Contrato, que determina a contabilização dos ativos da geração, que tiveram seus contratos prorrogados, e dos ativos da transmissão, como Ativo da concessão de serviço público.

52.4 – Fornecedores

Os ajustes são decorrentes de passivos regulatórios que não atendem a definição de passivo, segundo a Estrutura Conceitual Básica (Framework), que estão sendo reconhecidos diretamente na demonstração de resultado de acordo com o período de competência.

52.5. Efeitos de contabilização de contratos de concessão (CPC 47)

52.5.1 - Receita e custo de construção

Os ajustes, no montante de R\$ 116.460, são decorrentes do andamento das obras do sistema de transmissão, e dos investimentos nas usinas prorrogadas, ambos abrangidos pelo CPC 47 – Receita de Contrato.

52.5.2 - Remuneração do ativo financeiro (resultado)

Os ajustes, no montante de R\$ 989.317, são decorrentes de atualização do ativo financeiro da transmissão.

52.5.3 - Imposto de renda e contribuição social diferidos (resultado e resultado abrangente)

Os ajustes são decorrentes dos efeitos de diferenças temporárias de valores provenientes do CPC 33 e do CPC 47. Além disso, conforme mencionado na nota 42, em 2019, a Companhia em decorrência do incentivo fiscal da SUDENE, procedeu adequação da taxa efetiva do IRPJ para 6,25% sobre contrato 61/2001, causando um impacto de imposto de renda e contribuição social diferidos sobre a reserva de reavaliação de ativos de R\$ 1,14 bilhão em outros resultados abrangentes.

52.5.4 – Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	31/12/2019	31/12/2018
Saldos conforme contabilidade societária	17.687.266	15.375.445
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória	(2.696.092)	(3.312.101)
Remuneração do ativo da concessão de transmissão (IFRS 15)	(15.190.199)	(14.200.882)
Receita de O&M e Receita/Custo de construção (IFRS 15)	8.184.223	5.712.286
Ajustes CPCs	570.610	280.228
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis	1.296.646	3.047.986
Reavaliação de Ativos - RBSE	4.111.213	3.516.864
Ajuste de Exercícios anteriores	(1.499.145)	(1.499.145)
Outros	(169.440)	(169.438)
Saldo conforme contabilidade regulatória	14.991.174	12.063.344

52.5.5 – Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	31/12/2019	31/12/2018
Lucro/Prejuízo conforme contabilidade societária	3.486.131	267.778
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória	21.662	1.823.599
Remuneração do ativo da concessão de transmissão (IFRS 15)	(989.317)	(1.251.450)
Receita de O&M e Receita/Custo de construção (IFRS 15)	2.471.937	2.700.165
Outros (ajustes CPCs)	290.382	634.605
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis	(1.751.340)	(259.721)
Lucro/Prejuízo conforme contabilidade regulatória	3.507.793	2.091.377

Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf

***Demonstrações contábeis regulatórias em
31 de dezembro de 2019
e relatório do auditor independente***





Relatório do auditor independente sobre as demonstrações contábeis regulatórias

Aos Administradores e Acionistas
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2019 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas. As demonstrações contábeis foram elaboradas pela administração com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através da Resolução Normativa no 605, de 11 de março de 2014.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf em 31 de dezembro de 2019, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através da Resolução Normativa no 605 de 11 de março de 2014.

Base para opinião

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

Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf

Ênfase

Base de elaboração das demonstrações contábeis

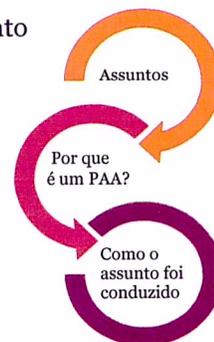
Chamamos a atenção para a Notas 3 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf a cumprir os requisitos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Consequentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outro fim. Nossa opinião não está modificada em relação a este assunto.

Situação operacional das empresas controladas e controladas em conjunto

Conforme mencionado na Nota nº 18 às demonstrações contábeis regulatórias, a Energia Sustentável do Brasil S.A. e Norte Energia S.A., investidas nas quais a Companhia participa com 20% e 15%, apresentavam, em 31 de dezembro de 2019, excesso de passivos sobre ativos circulantes de R\$ 197.256 mil e 3.274.157 mil, respectivamente. Adicionalmente, conforme mencionado na nota explicativa nº 33.3, a Companhia mantém investimentos e assumiu compromisso para fazer aportes adicionais em Sociedades de Propósitos Específicos (SPEs) que vêm incorrendo em gastos significativos relacionados ao desenvolvimento e continuidade de projetos hidroelétricos, sendo o mais relevante o projeto da UHE Jirau (Rio Madeira) da investida Energia Sustentável do Brasil S.A. A continuidade operacional dessas investidas depende do suporte financeiro por parte da Companhia e demais acionistas. Nossa conclusão não está ressalvada em função desse assunto.

Principais Assuntos de Auditoria

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





Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf

Porque é um PAA

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

Avaliação do valor recuperável dos investimentos patrimoniais em subsidiárias (Nota 18) e do ativo imobilizado (Nota 19)

A Companhia possui saldos relevantes de ativo imobilizado para os quais uma provisão para redução ao valor recuperável pode ser necessária sempre que eventos ou mudanças em circunstâncias indicarem que seu valor contábil pode não ser recuperável.

A avaliação de recuperabilidade é realizada com base em projeções de fluxos de caixa futuros esperados de cada unidade geradora de caixa - UGC à qual os saldos se relacionam.

As projeções de fluxo de caixa foram preparadas com base no plano de negócios aprovado pela administração e consideram premissas relacionadas ao resultado das atividades de cada UGC, bem como outras premissas que subsidiam essas projeções.

Adicionalmente, a Companhia possui saldos relevantes em investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial, para os quais também é feita uma avaliação de valor recuperável com base nas projeções de fluxo de caixa futuros esperados para os respectivos investimentos.

A utilização de diferentes premissas poderia modificar significativamente os valores recuperáveis apurados pela Companhia nos saldos de ativo imobilizado e investimentos em subsidiárias. Além dos fatores citados acima, e considerando as deficiências de controles identificadas, foi necessário executar testes adicionais a fim de avaliar a integridade e a precisão das informações geradas internamente. Por essa razão consideramos essa área como foco em nossa auditoria.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o entendimento e a avaliação do ambiente de controles internos dos processos de avaliação do valor recuperável dos ativos imobilizados e dos investimentos patrimoniais da Companhia.

Avaliamos a governança em torno desse processo, incluindo a aprovação dos orçamentos utilizados nesses cálculos.

Avaliamos a razoabilidade das principais premissas operacionais e financeiras utilizadas pela administração, a coerência lógica e aritmética das projeções e envolvemos nossos especialistas em projeções financeiras para revisão das taxas de desconto e dos modelos de fluxo de caixa descontados.

Adicionalmente, comparamos as projeções com o histórico de resultados auferidos em anos anteriores e verificamos os registros contábeis relacionados com a constituição e/ou reversão de perdas do valor recuperável dos ativos.

Efetuamos leitura das divulgações efetuadas nas notas explicativas.

Nossos procedimentos de auditoria demonstraram que os julgamentos e as premissas utilizadas pela administração na avaliação do valor recuperável dos ativos são razoáveis e consistentes com dados e informações obtidos.



Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf

Porque é um PAA

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

Análise de constituição de tributos diferidos ativos (Nota 9)

A Companhia possui base de imposto de renda e contribuição social, substancialmente relacionados com diferenças temporárias, os quais foram reconhecidos considerando o histórico de lucro tributável e as suas expectativas de realização determinadas com base nas projeções de resultados tributáveis futuros.

Face o alto grau de julgamento relacionado com a constituição desse ativo, a relevância dos valores envolvidos e uso de premissas significativas, consideramos essa área como foco em nossa auditoria.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o entendimento e avaliação do ambiente de controles internos dos processos de avaliação do registro de tributos diferidos.

Com o apoio de nossos especialistas internos em temas tributários, testamos as bases de cálculo dos impostos, confrontando-as com as escriturações fiscais correspondentes. Também analisamos a razoabilidade das projeções e a comparação do imposto de renda diferido ativo em relação ao passivo.

Efetuamos leitura das divulgações da administração às demonstrações contábeis regulatórias.

Nossos procedimentos de auditoria demonstraram que os julgamentos e as premissas utilizadas pela administração nas projeções de lucros tributáveis futuros são razoáveis e consistentes com dados e informações obtidos, bem como as divulgações são consistentes com os dados informações obtidas.



Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf

Porque é um PAA

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

Contingências fiscais, trabalhistas e cíveis (Nota 31)

A Companhia é parte passiva em processos judiciais e administrativos de natureza fiscal, trabalhista e cível originados no curso normal dos negócios.

A determinação do valor das provisões e das demais divulgações requeridas, bem como a classificação das probabilidades de perda, exigem julgamento significativo da Companhia, sendo reavaliado periodicamente conforme o andamento dos processos, nas diversas instâncias judiciais, e da jurisprudência aplicável.

Devido à complexidade e incertezas relacionadas aos aspectos legais e constitucionais envolvidos em temas fiscais, cíveis e trabalhistas e a seus possíveis impactos nas demonstrações contábeis regulatórias, bem como os testes adicionais necessários em decorrências das deficiências de controles identificadas, consideramos essa como uma área de foco na nossa auditoria.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o entendimento e avaliação do ambiente de controles internos relacionados a identificação, avaliação, mensuração e divulgação das provisões.

Obtivemos confirmação de assessores jurídicos, internos e externos, que patrocinam as causas da Companhia, com o objetivo de confirmar os valores e a classificação de perda utilizados pela administração da Companhia.

Avaliamos, ainda, a governança em torno desse processo e a confirmação das qualificações e experiência dos assessores jurídicos internos e externos envolvidos nas ações.

Para determinadas causas de natureza tributária, com o apoio dos nossos especialistas tributários, obtivemos as opiniões legais dos consultores jurídicos internos e externos, com o objetivo de avaliar a razoabilidade dos prognósticos determinados pelos advogados patronais das respectivas causas, bem como a argumentação e a existência de jurisprudências.

Por fim, efetuamos leitura das divulgações apresentadas em nota explicativa.

Nossos procedimentos de auditoria demonstraram que os julgamentos e as premissas utilizadas pela administração para a determinação das provisões são razoáveis e consistentes com as divulgações efetuadas e os dados e informações obtidos.



Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf

Outros assuntos

Demonstrações contábeis societárias

A Companhia preparou um conjunto de demonstrações contábeis separado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente separado, com data de 27 de março de 2020.

Auditoria dos valores correspondentes ao exercício anterior

O exame das demonstrações contábeis regulatórias do exercício findo em 31 de dezembro de 2018 foi conduzido sob a responsabilidade de outros auditores independentes, que emitiram relatório de auditoria, com data de 29 de abril de 2019, sem ressalvas.

Não fomos contratados para auditar, revisar ou aplicar quaisquer outros procedimentos sobre as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia referentes ao exercício de 2018 e, portanto, não expressamos opinião ou qualquer forma de asseguarção sobre as demonstrações contábeis regulatórias de 2018 tomadas em conjunto.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

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

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

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis regulatórias, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes.



Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf

As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações contábeis regulatórias.

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

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

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



Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações contábeis regulatórias do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Recife, 7 de agosto de 2020

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5

Vinicius Ferreira Britto Rêgo
Contador CRC 1BA024501/O-9