

**DEMONSTRAÇÕES
CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
2020**



ÍNDICE

Relatório da Administração	Pág.
Mensagem da Administração	1
Prêmios e Reconhecimentos	3
Geração e Transmissão de Energia Elétrica	3
Geração	3
Modernização do Sistema de Geração	7
Usina Termelétrica	9
Geração Distribuída	9
Transmissão	9
Qualidade do fornecimento	34
Tecnologia da informação	36
Novos Negócios e Parcerias	40
Composição Acionária	40
Relacionamento com Acionistas	40
Investimentos	40
Conjuntura Econômica	41
Desempenho Econômico-Financeiro	42
Relacionamento com Auditores Independentes	48
Gestão	48
Informações de Natureza Social e Ambiental	55
 Demonstrações Contábeis	
 Balanço Patrimonial	
Ativo	57
Passivo e Patrimônio Líquido	58
Demonstração do Resultado	59
Demonstração do Resultado Abrangente	60
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido	61
Demonstração do Fluxo de Caixa	62
Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Regulatórias	63
Parecer dos Auditores Independentes	

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Desafio, reinvenção, superação. O ano de 2020 certamente deu um novo e bem mais intenso significado a estas palavras. No início de março, aquilo que há apenas um mês parecia um problema limitado e distante se impôs sobre todo o Brasil - e, portanto, sobre todos os setores da economia e a vida de cada um de nós.

A Chesf se impôs desde o começo cumprindo sua missão de não deixar de prover a sociedade com este bem tão essencial que é a energia elétrica. O nosso maior foco foi assegurar a integridade dos nossos sistemas de geração e transmissão, de forma a manter o fornecimento sem sobressaltos.

Foi preciso agir rápido. Cerca de dois terços dos nossos empregados foram colocados em esquema de trabalho remoto. Na parte essencialmente operacional, redesenhamos todas as nossas estruturas e métodos de trabalho de forma a acomodar as medidas de distanciamento social e higiene que mantiveram os nossos colaboradores em segurança durante todo o ano.

Graças à eficiente atuação das nossas equipes ligadas à área de Tecnologia da Informação, novas ferramentas e plataformas de gestão dotadas de inteligência artificial e business intelligence foram implantadas com um projeto de transformação digital. A Chesf trouxe também inúmeras inovações na sua gestão corporativa, desenvolvendo ferramentas e processos. Foram implantados o Programa Atraso Zero, que aumentou a eficiência do suprimento da empresa, a tecnologia com georreferenciamento das ocupações irregulares, o PayCheck, uma ferramenta de controle das despesas com pessoal, com acompanhamento por categorias e análise preditiva, além do Programa 5.0, voltado para o desenvolvimento e gestão de pessoas.

Os resultados de 2020 apresentam uma Chesf que conseguiu transpor as barreiras e limitações impostas pela pandemia, se reinventando e criando alternativas que viabilizaram o atingimento de suas metas operacionais e também econômico-financeiras. Feitos notáveis foram realizados, como o menor indicador de parcela variável da série histórica e o índice de disponibilidade operacional de transmissão, que em 2020 fechou em 99,96%, além da Parcela Variável (PV) na nossa base consolidada, que fechou em apenas 1,14% da receita, caracterizando-se como outra marca histórica. Da mesma forma, na geração a disponibilidade das nossas usinas hidroelétricas ficou acima das metas estabelecidas, agregando novas receitas e possibilitando a exportação de energia a partir do Nordeste, que em época de crise hídrica nas regiões sul e sudeste, contribuiu de forma significativa para o atendimento aos consumidores do país.

Sem descuidar dos necessários protocolos de segurança tanto para os nossos colaboradores quanto para aqueles de terceiros, cumprimos todos os nossos planos originais não só de operação e manutenção de instalações, mas também de obras. A Chesf implantou em 2020 mais de 220 km de linhas de transmissão e cerca de 200 MVA em capacidade instalada de transformação. Na geração, por sua vez, foram colocados em operação comercial o Parque Eólico de Pindaí (o que adiciona mais 110 MW para o sistema) e o Parque Eólico de Casa Nova A. No total, realizamos investimentos de cerca de 700 milhões de reais.

Graças às nossas ações em prol do enxugamento de gastos e melhor gerenciamento dos seus recursos, a Chesf pôde reduzir as suas despesas operacionais durante o ano. Além disso, conseguimos completar, no final do exercício, a transferência para o poder público do Hospital Nair Alves de Souza (HNAS), um negócio que não faz parte do nosso escopo.

Atualmente, o que se vislumbra é um mercado cada vez mais competitivo. Para garantir a sua perenidade e sustentabilidade neste cenário, a Chesf tem hoje em seu Planejamento Estratégico três grandes pilares: a maximização da rentabilidade dos seus investimentos e dos ativos que se encontram em operação, o aumento da liquidez financeira e o faturamento com novos negócios baseados em fontes limpas de energia.

Queremos ser uma empresa reconhecida pelas suas soluções inovadoras e rentáveis em energia e por contribuir cada vez mais com a sociedade. Signatária do Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU) desde 2009, a Chesf atualmente monitora um total de nove Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS). Ainda dentro do plano dos chamados aspectos EESG – a sigla para *economic, environmental, social and corporate governance*, ou econômico, meio ambiente, social e governança – devemos destacar o salto em governança que a Chesf e as outras empresas Eletrobras, de forma integrada, deram em 2020. Criamos ou revisamos uma série de políticas referentes a questões que vão desde acordos judiciais e indicações para cargos de gestão até patrocínios, segurança de barragens, comunicação e engajamento com nossos públicos de relacionamento.

Louvamos a capacidade do nosso quadro de empregados, que, mesmo em um cenário econômico e social adverso, jamais esmoreceu ou deixou de encarar os consideráveis desafios com os quais nos deparamos. Foi graças a eles que a Chesf conseguiu navegar com segurança – e com um ótimo desempenho – pelo turbulento ano de 2020.

Por fim, necessário se faz registrar um especial agradecimento ao ex-presidente Wilson Ferreira Junior, que por quase cinco anos conduziu a Eletrobras e o Conselho de Administração da Chesf, promovendo a reestruturação do Grupo Eletrobras com ênfase na governança, conformidade e disciplina financeira, sempre buscando a excelência operacional. Os resultados alcançados no exercício que finda, detalhados no presente Relatório da Administração, são frutos de incansável trabalho realizado durante o seu mandato, que se encerrou em 15 de março próximo passado. Ao ex-presidente manifestamos nosso reconhecimento e sinceros agradecimentos, pelo aprendizado, pela determinação e dedicação de esforços para promover o crescimento sustentável da Chesf, sendo um exemplo de liderança que se incorpora à cultura organizacional e assegura a consolidação de um modelo exitoso de gestão.

Boa leitura!

Fábio Lopes Alves
Presidente da Chesf

Elvira Baracuhy Cavalcanti Presta
Presidente do Conselho de Administração

PRÊMIOS E RECONHECIMENTOS

Em 2020, a Chesf recebeu os seguintes prêmios, reconhecimentos e certificações:

- A Regional Salvador é reconhecida em mais uma edição do Selo da Diversidade Étnico-Racial, concedido pela Prefeitura Municipal do Salvador, através da Secretaria de Reparação. Fruto do compromisso das políticas de combate ao racismo no ambiente de trabalho.
- A Usina Hidrelétrica de Xingó permanece certificada no Sistema de Gestão de Saúde e Segurança no Trabalho (SGSST), com base na Norma Internacional OHSAS 18.001, ao mesmo tempo em que o sistema está migrando para adequar à nova Norma ISO 45.001:2018.
- 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.

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 eólica e solar.

Para atender aos requisitos inerentes à operação de seus ativos de geração e transmissão, a Outorgada possui 4 (quatro) Centros de Operação de Sistema, responsáveis pela supervisão, comando e execução da operação das suas usinas e subestações.

GERAÇÃO

Em 31/12/2020, a Concessionária detinha 10.347,43 MW em base de controladora (propriedade integral) e 2.750,23 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	10.347,43	5.748,45		10.347,43	5.748,45		
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	911,10	100,00%	1.479,60	911,10	jun/88	dez/42
UHE Xingó	3.162,00	2.042,40	100,00%	3.162,00	2.042,40	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
UEE Casa Nova I-A	24,00	6,80	100,00%	24,00	6,80	set/20	mai/49

(*) A garantia física é definida para o Complexo Paulo Afonso, composto pelas Usinas Paulo Afonso I, II, III, IV e Apolônio Sales

Sociedade de Propósito Específico	15.848,98	7.047,50		2.750,23	1.254,58		
UHE Dardanelos (Energética Aguas da Pedra S.A.)	261	154,9	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	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	242,8	24,50%	98,46	59,49	out/19	fev/49
UEE (EOL) Junco I (Usina de Energia Eólica Junco I S.A.)	24	13,1	49,00%	11,76	6,42	dez/15	jul/47
UEE (EOL) Junco II (Usina de Energia Eólica Junco II S.A.)	24	13,3	49,00%	11,76	6,52	dez/15	jul/47
UEE (EOL) Caiçara I (Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A.)	27	14,6	49,00%	13,23	7,15	dez/15	jun/47
UEE (EOL) Caiçara II (Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A.)	18	9,6	49,00%	8,82	4,7	dez/15	jul/47
UEE (EOL) Acauã (Acauã Energia S.A.)	6	3,1	99,93%	6	3,1	nov/19	abr/49
UEE (EOL) Angical 2 (Angical 2 Energia S.A.)	10	5,1	99,96%	10	5,1	set/19	abr/49
UEE (EOL) Arapapá (Arapapá Energia S.A.)	4	2,2	99,90%	4	2,2	nov/19	abr/49
UEE (EOL) Caititu 2 (Caititu 2 Energia S.A.)	10	5,1	99,96%	10	5,1	jan/20	abr/49
UEE (EOL) Caititu 3 (Caititu 3 Energia S.A.)	10	4,7	99,96%	10	4,7	jan/20	abr/49
UEE (EOL) Carcará (Carcará Energia S.A.)	10	4,6	99,96%	10	4,6	fev/20	abr/49
UEE (EOL) Corrupião 3 (Corrupião 3 Energia S.A.)	10	4,2	99,96%	10	4,2	fev/20	abr/49
UEE (EOL) Teiú 2 (Teiú 2 Energia S.A.)	8	4,2	99,95%	8	4,2	nov/19	abr/49
UEE (EOL) Papagaio (Papagaio Energia S.A.)	10	4,9	99,96%	10	4,9	out/19	mai/49
UEE (EOL) Coqueirinho 2 (Coqueirinho 2 Energia S.A.)	16	7,4	99,98%	16	7,4	set/19	mai/49
UEE (EOL) Tamanduá Mirim 2 (Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.)	16	7,4	83,01%	13,28	6,14	nov/19	jun/49
Total	26.196,41	12.795,95		13.097,66	7.003,03		

Empreendimentos Corporativos

As atividades relacionadas aos empreendimentos hidrelétricos estiveram temporariamente paralisadas em 2020, 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.

Quanto à Geração Eólica, após a realização de diligência no parque Eólico de Casa Nova I-A (27 MW) e Casa Nova I-B (27 MW), para levantar os custos necessários para a conclusão e energização desses dois parques, a Companhia iniciou um processo que permitiu a assinatura de um contrato com um fornecedor para finalizar a implantação e colocar em operação o Parque Eólico de Casa Nova I-A (27 MW). Os serviços tiveram seu início em novembro/2019 e o início de operação comercial em outubro de 2020. Atualmente este parque opera comercialmente trazendo

receitas para a Companhia. Também foram realizadas em 2020 ações para a contratação dos serviços necessários para a conclusão do Parque Eólico de Casa Nova I-B (27 MW), cujo processo deve ser similar ao de Casa Nova I-A, com previsão de assinatura de contrato no 1º semestre de 2021. 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 2020 a Companhia prosseguiu com a aprovação para implantação de novos projetos próprios, onde está prevista suas implantações até 2023. A conclusão destes 3 projetos perfazem, com os dados do momento, um total de 239,7 MW de potência instalada. Além deste horizonte, a Chesf continua com o desenvolvimento de projetos eólicos 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 (243 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 540 MW de potência instalada, distribuídos da seguinte forma: UFV Lapa Solar II (100 MW); UFV Lapa Solar III (100 MW); UFV Lapa Solar IV (100 MW); UFV Casa Nova (UFV 100 MW) e UFV Sobradinho (40 MW), todos na Bahia, e UFV Frei Damião (100 MW), na Paraíba.

Empreendimentos em Sociedade de Propósito Específico – SPEs

Em janeiro e fevereiro de 2020 foi concluída a construção 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 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%	27,00	9,21	out/20	jan/43
UEE (EOL) Casa Nova I-B (27 MW) - 2ª Etapa (*)	27,00	9,21	100%	27,00	9,21	mar/22	jan/43
UEE (EOL) Casa Nova I-C a G (126 MW) - 3ª Etapa (*)	126,00	42,98	100%	126,00	42,98	dez/23	jan/43
Sociedade de Propósito Específico							
Total	180,00	61,40		180,00	61,40		

(*) 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.

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

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2019	Investimento Realizado até 31/dez/2019	Evolução Física em 31/dez/2020	Investimento Realizado até 31/dez/2020
Integral		687.700		722.773
UEE (EOL) Casa Nova I-A (27 MW) - 1ª Etapa	90,0%	275.080	100,0%	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				
Total		687.700		722.773

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

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2019	Investimento Realizado até 31/dez/2019	Evolução Física em 31/dez/2020	Investimento Realizado até 31/dez/2020
Integral		687.700		722.773
UEE (EOL) Casa Nova I-A (27 MW) - 1ª Etapa	90,0%	275.080	100,0%	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				
Total		687.700		722.773

Nas tabelas 3 e 4 (acima) não constam valores relativos a projetos em SPE, visto que a Chesf não tem SPEs em construção.

Tabela 5 - Garantia Física Esperada e Realizada

Usina - Garantia Física GWh/ano Proporcional	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Controladora							
Integral	50.302	50.495	50.356	50.356	50.356	50.495	50.356
UHE Boa Esperança	1.191	1.194	1.190	1.190	1.190	1.194	1.190
UHE Complexo P. Afonso	18.519	18.568	18.517	18.517	18.517	18.568	18.517
UHE Funil	96	96	96	96	96	96	96
UHE Luiz Gonzaga	7.982	8.003	7.981	7.981	7.981	8.003	7.981
UHE Pedra	33	33	33	33	33	33	33
UHE Xingó	17.893	17.940	17.891	17.891	17.891	17.940	17.891
UHE Sobradinho	4.420	4.432	4.419	4.419	4.419	4.432	4.419
UHE Curemas	9	9	9	9	9	9	9
EOL Casa Nova II	78	78	78	78	78	78	78
EOL Casa Nova III	82	83	82	82	82	83	82
EOL Casa Nova A	0	60	60	60	60	60	60
Sociedade de Propósito Específico	7.100	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.)	240	240	240	240	240	240	240
VamCruz I Participações S.A.	50	50	50	50	50	50	50
Complexo Eólico Pindaí I	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2
Complexo Eólico Pindaí II	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
Complexo Eólico Pindaí III	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4

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 31/12/2020	Preço no ACR em 01/07/2020	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/2020) R\$ 71.624.338,78	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/2020) R\$ 1.057.454.110,64	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Funil	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2020) R\$ 14.337.635,78	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/2020) R\$ 340.520.170,17	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Pedra	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2020) R\$ 6.430.760,98	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Xingó	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2020) R\$ 640.012.819,10	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
EOL Casa Nova II	79,78% ACR	R\$ 172,56 /MWh	1º/jan - IPCA
	20,22% ACL		
EOL Casa Nova III	58,51% ACR	R\$ 172,51 /MWh	1º/jan - IPCA
	41,49% ACL		
EOL Casa Nova A	Usina em período de teste em 2020 ⁽¹⁾ .	Não se Aplica	Não se Aplica

Nota 1 - A Usina de Casa Nova A entrou em operação em teste em 11/09/2020 e em operação comercial em 24/12/2020, logo não houve faturamento de energia em 2020. No período de teste, a geração da usina é valorada ao PLD.

MODERNIZAÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO

Em 2020, a Companhia investiu R\$ 50,1 milhões 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: Licitação do Projeto Executivo e Obra para implantação dos sistemas digitais e modernização das unidades geradoras, com contrato a ser assinado previsto para março de 2021.
- Usina de Sobradinho: Início da elaboração do Projeto Executivo para implantação dos sistemas digitais e modernização das unidades geradoras. A obra foi iniciada em julho de 2020 e a contratação concluída em abril de 2020.
- Usinas de Xingó (UXG), Paulo Afonso IV (USQ), Apolônio Sales (UAS), Luiz Gonzaga (ULG) e Paulo Afonso I,II,III (UPA): Modernização de 40 equipamentos de elevação e transporte. A ordem para o início das atividades foi emitida para 07/12/2020 e a previsão de conclusão é para dezembro de 2023.

Além dos investimentos acima, no sentido de manter a continuidade dos serviços, foram realizadas as seguintes ações:

- Contratação da modernização das pontes rolantes da UHE Sobradinho, com previsão de conclusão da execução em Outubro de 2021;
- Realização de Pregão para modernização dos pórticos da UHE Boa Esperança;
- Realização de Pregão para Instalação de Grupo Gerador de Emergência nas UHE Paulo Afonso I, UHE Paulo Afonso II e UHE Paulo Afonso III;
- Contratação de fornecimento de trocador de calor do mancal escopa das unidades geradoras da UHE Sobradinho;
- Desenvolvimento do Projeto Básico para modernização das unidades geradoras 01G8 e 01G9 da UHE Paulo Afonso II, com previsão de contratação em 2021;
- Desenvolvimento do Projeto Básico para modernização dos pórticos das UHE Pedra e UHE Funil, com previsão de contratação em 2021;
- Desenvolvimento do Projeto Básico para substituição de transformadores elevadores das UHE Paulo Afonso IV e UHE Sobradinho, com previsão de contratação em 2021;
- 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:

- Substituição de disjuntores GVO das UHE Paulo Afonso I e Paulo Afonso II, com capacidade de curto-circuito superada;
- Substituição de disjuntores de Unidades Geradoras da UHE Sobradinho;
- Substituição de Trocadores de Calor de Transformadores Elevadores da UHE Paulo Afonso I, Paulo Afonso III e UHE Paulo Afonso IV;
- Modernização dos reguladores de velocidade de unidades geradoras das UHE Paulo Afonso IV e UHE Luiz Gonzaga;
- Modernização dos reguladores de tenção de unidades geradoras das UHE Paulo Afonso IV e UHE Luiz Gonzaga;
- Modernização da proteção de unidades geradoras da UHE Paulo Afonso IV;
- Substituição dos transformadores de excitação de unidades geradoras da UHE Paulo Afonso IV;
- Modernização do CCX de unidades geradoras da UHE Xingó;
- Modernização dos elevadores da UHE Luiz Gonzaga;

Principais bens adquiridos:

- Aquisição de equipamentos para reserva técnica;
- Aquisição de oscilógrafos para as unidades geradoras das UHE Paulo Afonso I, Paulo Afonso II e Paulo Afonso III;
- Sistemas de frenagem das unidades geradoras da UHE Paulo Afonso IV;
- Resfriadores das unidades geradoras da UHE Luiz Gonzaga;
- Aquisição de sistema de retificadores das UHE Apolônio Sales e UHE Paulo Afonso e UHE Paulo Afonso II;
- Aquisição de Sistema de controle de mexilhões para o sistema de resfriamento das UHE Paulo Afonso I, UHE Paulo Afonso II, UHE Paulo Afonso III, UHE Paulo Afonso IV, UHE Xingó e UHE Sobradinho.

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. Em 2020 foram iniciadas as adequações necessárias para a entrada em operação da UTE Camaçari, parte da responsabilidade das locatárias.

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 minigeração de energia em instalações próprias.

Esta iniciativa, intitulada de Programa Conta Zero, consiste na implantação de projetos de 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 2021. 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 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

Em 31/12/2020, a Concessionária detinha 129 subestações (sendo 10 de propriedade de terceiros e que possui ativos) e 21.491,94 km de linhas de transmissão, nas tensões de 500, 230, 138 e 69kV, que transporta tanto a energia gerada pelas usinas próprias quanto a recebida do Sistema Interligado Nacional – SIN.

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			21.491,94	58.333,17		
Abaixadora-Mulungu, C1	C1	69	6,5		mai/75	dez/42
Abaixadora-Moxotó, C1	C1	69	5,3		out/70	dez/42
Abaixadora/Moxotó-M. Reduzido, C1	C1	69	0,5		abr/73	dez/42
Abaixadora-Zebu, C1	C1	69	5,4		out/72	dez/42
Sobradinho-Luiz Gonzaga, C2	C2	500	316		jun/88	dez/42
Milagres-Quixadá, C1	C1	500	268		set/03	dez/42
Angelim-Messias, C1	C1	230	78,9		abr/77	dez/42
Angelim-Messias, C2	C2	230	78,5		out/76	dez/42
Angelim-Messias, C3	C3	230	79,1		ago/86	dez/42
Angelim-Recife II, C3	C3	230	171,7		jan/61	dez/42
Angelim-Ribeirao, C1	C1	230	115,7		jan/53	dez/42
Angelim-Ribeirão, C2	C2	230	115,2		ago/19	dez/42
Angelim-Tacaimbó, C1	C1	230	63,9		mar/63	dez/42
Angelim-Tacaimbó, C2	C2	230	64,1		mar/73	dez/42
Angelim-Tacaimbó, C3	C3	230	65,7		jun/98	dez/42
Aquiraz II-Banabuiu, C1	C1	230	181,8		ago/78	dez/42
Aquiraz II-Fortaleza, C1	C1	230	30,1		ago/78	dez/42
Arapiraca III-Penedo, C1	C1	230	89,6		jan/98	dez/42
Acaraú II-Sobral III, C2	C2	230	91,3		set/15	nov/40
Boa Esperança-Teresina, C1	C1	230	198		mar/70	dez/42
Boa Esperança-Teresina, C2	C2	230	198		dez/81	dez/42
Bongi-Açonorte, C1	C1	230	6		ago/76	dez/42
B. Jesus da Lapa II-Igaporã II, C1	C1	230	115		mai/14	nov/40
Bom Jesus da Lapa-Tabocas do B. Velho, C1	C1	230	124		mai/19	dez/42
Brotas de Macaúbas-Bom Jesus da Lapa, C1	C1	230	204,6		set/81	dez/42
Brotas de Macaúbas-Irecê, C1	C1	230	135,4		set/81	dez/42
Aquiraz II/Fortaleza-Libra, C1	C1	230	1,5		dez/91	dez/42
Banabuiú-Mossoró II, C1	C1	230	177,2		jul/03	dez/42
Banabuiú-Mossoró II, C2	C2	230	177,2		abr/16	dez/42
Banabuiú-Russas II, C1	C1	230	110,4		mai/71	dez/42
Bom Nome-Milagres, C1	C1	230	83,7		set/61	dez/42
Bom Nome-Milagres, C2	C2	230	84,1		dez/74	dez/42
Bom Nome-Milagres, C3	C3	230	83,9		set/79	dez/42
Barreiras-Barreiras II, C1	C1	230	21		jun/19	dez/42
Cícero Dantas-Catu, C1	C1	230	200,7		mar/68	dez/42
Cícero Dantas/Catu-Olindina, C1	C1	230	0,2		mai/80	dez/42
Cícero Dantas-Catu, C2	C2	230	201,3		abr/72	dez/42
Cícero Dantas/Catu-Olindina, C2	C2	230	0,2		mai/80	dez/42
Campo Formoso-Ourolândia, C1	C1	230	103,6		set/81	dez/42
Campina Grande II-Campina Grande III, C1	C1	230	10,6		out/99	dez/42

Campina Grande II-Campina Grande III, C2	C2	230	10,6		out/02	dez/42
Campina Grande II-Campina Grande III, C3	C3	230	9,8		out/19	out/41
Campina Grande II-Coteminas, C1	C1	230	2,5		out/99	dez/42
Campina Grande II-Goianinha, C1	C1	230	99,3		fev/70	dez/42
Campina Grande II-Pilões II, C1	C1	138	79,3		jan/68	dez/42
Campina Grande II-Paraiso, C1	C1	230	118,1		jan/18	dez/42
Campina Grande II-Paraiso, C2	C2	230	119		jan/18	dez/42
Campina Grande II-S.Cruz II, C1	C1	138	117,2		jan/18	dez/42
Campina Grande III-Extremoz II, C1	C1	230	191,467		out/99	dez/42
Campina Grande III-Extremoz II, C2	C2	230	191,467		dez/19	dez/42
Teresina II-Tianguá II, C1	C1	500	267,7		set/19	dez/42
Extremoz II-Ceará Mirim II, C1	C1	230	19,2		out/19	out/41
Extremoz II-Ceará Mirim II, C2	C2	230	31,4		fev/14	nov/40
Ceará Mirim II-João Câmara II C1	C1	230	74,5		fev/14	nov/40
Camaçari II-C.Metais, C1	C1	230	3,2		fev/82	dez/42
Camaçari II-CQR, C1	C1	230	7,2		mai/92	dez/42
Camaçari II-Cotegipe, C2	C2	230	23,5		out/76	dez/42
Camaçari II-Governador Mangabeira, C2	C2	230	83,7		set/82	dez/42
Camaçari II-Governador Mangabeira, C1	C1	230	83,7		set/82	52231
Camaçari II-Matatu, C1	C1	230	47		ago/53	52231
Camaçari II-Pituaçu, C2	C2	230	39,2		jan/02	dez/42
Luiz Gonzaga-Juazeiro III, C1	C1	500	253,1		out/79	dez/42
Camaçari IV-Cotegipe, C1	C1	230	22,9		jun/70	dez/42
Camaçari IV-Jacaracanga, C1	C1	230	19,2		jul/77	dez/42
Camaçari IV-Jacaracanga, C2	C2	230	19,2		mar/77	dez/42
Camaçari IV-Pituaçu, C1	C1	230	39,2		out/84	dez/42
Casa Nova II-Sobradinho, C1	C1	230	67,1		set/17	dez/42
Currais Novos II-Santana Do Matos II, C1	C1	138	38,8		dez/67	dez/42
Cotegipe-Catu, C1	C1	69	48,7		jun/60	dez/42
Cotegipe-Catu, C2	C2	69	48,7		jun/60	dez/42
Cotegipe/Catu-Camaçari II, C1	C1	69	1,4		jun/60	dez/42
Cotegipe-Jacaracanga, C1	C1	230	15,2		dez/71	dez/42
Cotegipe-Matatu, C1	C1	230	30		mai/77	dez/42
Cotegipe/Matatu-Pituaçu, C1	C1	230	0,3		jan/77	dez/42
Catu-Camaçari IV, C1	C1	230	25		jun/70	dez/42
Catu-Camaçari IV, C2	C2	230	25		ago/53	dez/42
Catu-Governador Mangabeira, C1	C1	230	77,2		ago/67	dez/42
Eunápolis-Teixeira de Freitas II, C2	C2	230	145,028		mar/19	out/38
Eunápolis-Teixeira de Freitas II, C1	C1	230	144,8		abr/19	ago/39
Funil-Itapebi, C1	C1	230	198,1		jul/90	dez/42
Funil-Itapebi, C2	C2	230	198,1		jul/90	dez/42

Floresta II-Bom Nome, C1	C1	230	92,2		dez/74	dez/42
Cauípe-Fortaleza II, C1	C1	230	58,2		nov/73	dez/42
Fortaleza II-Cauípe, C1	C1	230	58		nov/03	dez/42
Fortaleza II-Cauípe, C2	C2	230	58		nov/03	dez/42
Fortaleza II-Delmiro Gouveia, C2	C2	230	7,1		jun/89	dez/42
Fortaleza II-Delmiro Gouveia, C1	C1	230	7,1		jun/89	dez/42
Fortaleza II-Fortaleza, C1	C1	230	0,3		fev/00	dez/42
Fortaleza II-Fortaleza, C2	C2	230	0,3		fev/00	dez/42
Fortaleza II-Fortaleza, C3	C3	230	0,3		out/05	dez/42
Fortaleza II-Pici II, C1	C1	230	27,5		mai/09	dez/42
Fortaleza II-Pici II, C2	C2	230	27,5		mai/09	dez/42
Goianinha-Mussurú II-04F2	F2	230	50,6		out/77	dez/42
Goianinha-Santa Rita II, C1	C1	230	59		out/77	dez/42
Jardim-Camaçari IV, C1	C1	500	249,6		mai/00	dez/42
Garanhuns II-Angelim, C1	C1	230	12,3		jan/61	dez/42
Garanhuns II-Angelim, C2	C2	230	11,6		dez/73	dez/42
Governador Mangabeira-Sapeçu, C1	C1	230	23,5		dez/68	dez/42
Governador Mangabeira-Sapeçu, C2	C2	230	22,5		fev/84	dez/42
Governador Mangabeira-Sapeçu, C3	C3	230	22,6		fev/84	dez/42
Ibiapina II-Piripiri, C1	C1	230	86		ago/73	dez/42
Ibiapina II-Sobral II, C1	C1	230	103		ago/73	dez/42
Ibicoara-Brumado, C1	C1	230	94,5		mar/12	jun/37
Icó-Banabuiú, C1	C1	230	124,7		dez/77	dez/42
Igaporã II-Igaporã III,C1	C1	230	5,4		out/15	mai/42
Igaporã II-Igaporã III,C2	C2	230	5,4		out/15	mai/42
Igaporã III-Pindaí II,C1	C1	230	49,5		out/15	mai/42
Morro do Chapéu II-Irecê, C1	C1	230	64,1		dez/17	out/41
Itabaiana-Itabaianinha, C1	C1	230	76,8		ago/53	dez/42
Itabaiana-Jardim, C1	C1	230	44		ago/79	dez/42
Itabaiana-Jardim, C2	C2	230	44		ago/79	dez/42
Itabaianinha-Catu, C1	C1	230	143,9		ago/53	dez/42
Itapebi-Eunápolis, C1	C1	230	47		jul/90	dez/42
Itapebi-Eunápolis, C2	C2	230	47		jul/90	dez/42
Jaboatão II-Pirapama II, C1	C1	230	34		jun/80	dez/42
Jacaracanga-Alunordeste, C1	C1	230	1,8		mai/83	dez/42
Jacaracanga-Dow Química, C1	C1	230	7,9		jul/77	dez/42
Jacaracanga-Dow Química, C2	C2	230	7,8		mar/77	dez/42
Luiz Gonzaga-Olindina, C1	C1	500	248,6		mai/76	dez/42
Luiz Gonzaga-Garanhuns II, C1	C1	500	238,7		fev/77	dez/42
Jardim-Cia. Vale do Rio Doce, C1	C1	230	0,8		fev/07	dez/42
Jardim-Fafen, C1	C1	230	12,5		ago/81	dez/42

Jardim-Nossa Senhora do Socorro, C2	C2	230	1,2		fev/19	mai/42
Jaguarari-Senhor do Bonfim, C1	C1	230	80,7		jan/80	dez/42
Joairam-Bongi, C1	C1	230	6,3		jan/53	dez/42
Joairam-Bongi, C2	C2	230	6,4		jan/67	dez/42
Joairam-Bongi, C3	C3	230	6,4		jan/61	dez/42
Juazeiro II-Jaguarari, C1	C1	230	88		jan/80	dez/42
Juazeiro II-Senhor do Bonfim, C2	C2	230	148,6		abr/81	dez/42
São João do Piauí-Boa Esperança, C1	C1	500	233,5		dez/80	dez/42
Luiz Gonzaga-Milagres, C1	C1	500	230,8		fev/02	dez/42
Paulo Afonso IV-Angelim II, C2	C2	500	221,5		jul/79	dez/42
Angelim II-Pau Ferro 500 kV, C1	C1	500	219,4		ago/77	dez/42
Xingó-Messias, C1	C1	500	219		fev/93	dez/42
Paulo Afonso IV-Olindina, C2	C2	500	212,8		jun/78	dez/42
Mirueira II-Pau Ferro 230 kV, C1	C1	230	22,726		out/99	dez/42
Mirueira II-Pau Ferro 230 kV, C2	C2	230	22,726		mai/19	dez/42
Milagres-Banabuiú, C1	C1	230	225,9		fev/65	dez/42
Milagres-Banabuiú, C3	C3	230	225,1		dez/77	dez/42
Milagres-Coremas, C2	C2	230	119,8		jun/09	mar/35
Milagres-Coremas, C1	C1	230	119,4		nov/86	dez/42
Milagres-Icó, C1	C1	230	103,4		dez/77	dez/42
Sobradinho-São João do Piauí, C1	C1	500	211		dez/80	dez/42
Milagres-Tauá, C1	C1	230	208,1		dez/07	mar/35
Mossoro II-Açu II, C1	C1	230	71,3		jul/87	dez/42
Mossoró IV-Mossoró II, C1	C1	230	36,1		out/17	mai/42
Messias-Maceió II, C1	C1	230	19,7		fev/19	mai/42
Messias-Maceió II, C2	C2	230	19,7		fev/19	mai/42
Messias-Maceió, C1	C1	230	25,9		nov/96	dez/42
Messias-Maceió, C2	C2	230	25,9		nov/96	dez/42
Messias-Rio Largo, C1	C1	230	11,9		ago/86	dez/42
Messias-Rio Largo, C2	C2	230	11,6		out/76	dez/42
Messias-Rio Largo, C3	C3	230	11,6		abr/77	dez/42
Presidente Dutra-Teresina II, C1	C1	500	207,9		mai/00	dez/42
Matatu-Pituaçu, C1	C1	69	7,5		jun/60	dez/42
Matatu-Pituaçu, C2	C2	69	7,4		jun/60	dez/42
Nossa Senhora do Socorro-Penedo, C1	C1	230	110,2		mar/14	mar/38
Natal III-Extremoz II, C1	C1	230	17		fev/14	dez/42
Natal III-Extremoz II, C2	C2	230	15		dez/19	dez/42
Natal III-Natal II, C1	C1	230	11,6		out/99	dez/42
Natal III-Natal II, C2	C2	230	11,6		out/02	dez/42
Presidente Dutra-Teresina II, C2	C2	500	207,7		abr/03	dez/42
Ceará Mirim II-Campina Grande III, C1	C1	500	192,371		out/19	out/41

Ourolândia-Irecê, C1	C1	230	86,9		set/81	dez/42
Paulo Afonso III-Angelim, C1	C1	230	221,3		jan/53	dez/42
Paulo Afonso III-Bom Nome, C3	C3	230	170,8		nov/78	dez/42
Paulo Afonso III-Cícero Dantas, C1	C1	230	134,2		mar/68	dez/42
Paulo Afonso III-Cícero Dantas, C2	C2	230	133,8		jun/72	dez/42
Paulo Afonso III-Floresta II, C1	C1	230	79		dez/74	dez/42
Paulo Afonso III-Garanhuns II, C1	C1	230	209,3		jan/67	dez/42
Paulo Afonso III-Garanhuns II, C2	C2	230	209,3		jan/61	dez/42
Paulo Afonso III-Garanhuns II, C3	C3	230	214,1		dez/73	dez/42
Paulo Afonso III-Itabaiana, C2	C2	230	162,5		abr/87	dez/42
Paulo Afonso III-Itabaiana, C3	C3	230	162,5		set/85	dez/42
Paulo Afonso III- Zebu II, C1	C1	230	5,4		ago/12	ago/39
Paulo Afonso III- Zebu II, C2	C2	230	5,4		ago/12	ago/39
Messias-Suape II, C1	C1	500	176,6		dez/98	dez/42
Sobral III-Pecém II, C1	C1	500	176,6		mai/00	dez/42
Angelim II-Recife II, C2	C2	500	170,7		mar/80	dez/42
Paulo Afonso IV-Paulo Afonso III, C1	C1	230	1,1		out/79	dez/42
Paulo Afonso IV-Paulo Afonso III, C2	C2	230	1,4		fev/81	dez/42
Xingó-Jardim, C1	C1	500	159,8		mai/00	dez/42
Olindina-Camaçari II, C1	C1	500	147,2		out/76	dez/42
Olindina-Camaçari II, C2	C2	500	146,9		set/78	dez/42
Quixadá-Fortaleza II, C1	C1	500	136,5		set/03	dez/42
Pau Ferro 230 kV-Campina Grande II, C2	C2	230	125,9		out/99	dez/42
Pau Ferro 230kV-Goianinha, C1	C1	230	41		mai/19	dez/42
Picos-Tauá II, C1	C1	230	183,2		fev/13	jun/37
Pilões II-Paraíso, C1	C1	138	107,9		jan/18	dez/42
Pirapama II-Suape II, C1	C1	230	20,9		dez/12	jan/39
Pirapama II-Suape II, C2	C2	230	20,9		dez/12	jan/39
Paraíso-Açu II, C2	C2	230	132,8		set/10	jun/37
Paraíso-Lagoa Nova II, C1	C1	230	65,4		dez/16	out/41
Paraíso-Natal II, C1	C1	230	96,2		mai/79	dez/42
Paraíso-Natal II, C2	C2	230	97,2		abr/79	dez/42
Paraíso-Santa Cruz II, C1	C1	138	8,6		jan/68	dez/42
Pituaçu-Cotegipe, C1	C1	69	22,1		jun/60	dez/42
Pituaçu-Cotegipe, C2	C2	69	21,9		jun/60	dez/42
Pituaçu-Narandiba, C1	C1	230	3,6		nov/83	dez/42
Pituaçu-Narandiba, C2	C2	230	3,6		nov/83	dez/42
Recife II-Pau Ferro 500 kV, C1	C1	500	114,5		ago/77	dez/42
Quixeré-Mossoro II, C1	C1	230	50,2		abr/81	dez/42
Recife II-Goianinha, C1	C1	230	71,4		fev/72	dez/42
Recife II-Goianinha, C2	C2	230	71,5		fev/72	dez/42

Recife II-Jaboatão II, C1	C1	230	16		jun/80	dez/42
Recife II-Joairam, C1	C1	230	7,4		jan/67	dez/42
Recife II-Joairam, C2	C2	230	7,4		jan/67	dez/42
Recife II-Joairam, C3	C3	230	7,4		jan/61	dez/42
Recife II-Mirueira, C1	C1	230	31		jun/80	dez/42
Recife II-Mirueira, C2	C2	230	31,5		jun/80	dez/42
Recife II-Mirueira, C3	C3	230	31,5		jun/86	dez/42
Recife II-Pau Ferro 230 kV, C1	C1	230	33,2		set/04	dez/42
Recife II-Pau Ferro 230 kV, C2	C2	230	33,2		set/04	dez/42
Tianguá II-Sobral III, C1	C1	500	100,5		set/19	dez/42
Recife II-Pirapama II, C2	C2	69	21,3		jan/65	dez/42
Recife II-Pirapama II, C1	C1	230	27,798		jun/80	dez/42
Ribeirao-Recife II, C1	C1	230	56,6		jan/53	dez/42
Ribeirao-Recife II, C2	C2	230	56,7		ago/19	dez/42
Rio Largo II-Arapiraca III, C1	C1	230	124,7		jan/98	dez/42
Rio Largo II-Braskem, C1	C1	230	23,2		jun/76	dez/42
Russas II-Quixeré, C1	C1	230	25,4		abr/81	dez/42
Sobral II-CCCP, C1	C1	230	2,9		jun/01	dez/42
Sobral II-Cauípe, C1	C1	230	177,4		nov/73	dez/42
Pecem II-Fortaleza II, C1	C1	500	73,1		mai/00	dez/42
Sobral III-Sobral II, C1	C1	230	13,8		mai/09	dez/42
Sobral III-Sobral II, C2	C2	230	13,8		mai/09	dez/42
João Câmara III-Ceará Mirim II, C1	C1	500	63,6		out/19	out/41
São João do Piauí-Eliseu Martins, C1	C1	230	172,9		fev/98	dez/42
São João do Piauí-Picos, C1	C1	230	167,8		jul/85	dez/42
Santana do Matos II-Açu II, C1	C1	138	49,6		dez/67	dez/42
Senhor do Bonfim-Campo Formoso, C1	C1	230	64,7		set/81	dez/42
Sobradinho-Juazeiro II, C1	C1	230	42,5		jan/80	dez/42
Sobradinho-Juazeiro II, C2	C2	230	42,5		abr/81	dez/42
Paulo Afonso IV-Xingo, C1	C1	500	53,8		fev/93	dez/42
Sapeçu-Funil, C1	C1	230	195,7		dez/68	dez/42
Sapeçu-Santo Antônio de Jesus, C3	C3	230	32		fev/84	dez/42
Sapeçu-Santo Antônio de Jesus, C2	C2	230	32		fev/84	dez/42
Santa Rita II-Mussurê II, C1	C1	230	17		out/77	dez/42
Santa Cruz II-Currais Novos II, C1	C1	138	55		out/65	dez/42
Santo Antônio de Jesus-Funil, C2	C2	230	162,6		fev/84	dez/42
Santo Antônio de Jesus-Funil, C3	C3	230	162,1		fev/84	dez/42
Suape II-Recife II, C1	C1	500	45,4		dez/98	dez/42
Suape III-Suape II, C1	C1	230	3,6		dez/12	jan/39
Suape III-Suape II, C2	C2	230	3,6		dez/12	jan/39
Tacaimbó-Campina Grande II, C1	C1	230	124,7		mar/63	dez/42

Tacaimbó-Campina Grande II, C2	C2	230	124,7		mar/73	dez/42
Tacaratu-Bom Nome, C1	C1	230	137,1		out/61	dez/42
Tacaratu-Paulo Afonso III, C1	C1	230	47,4		out/61	dez/42
Tabocas do B. Velho-Barreiras II, C1	C1	230	95,8		mai/19	dez/42
Juazeiro III-Sobradinho, C1	C1	500	37,6		out/79	dez/42
Ceará Mirim II-Touros II	II	230	61,5		mai/17	mai/42
Teresina-Piripiri, C1	C1	230	154,7		nov/71	dez/42
Paulo Afonso IV-Luiz Gonzaga, C1	C1	500	37,4		out/79	dez/42
Teresina II-Teresina, C1	C1	230	25,3		set/02	dez/42
Teresina II-Teresina, C2	C2	230	25,3		set/02	dez/42
Teresina II-Teresina III, C1	C1	230	22,8		out/17	dez/41
Teresina II-Teresina III, C2	C2	230	22,8		out/17	dez/41
Garanhuns II-Angelim II, C1	C1	500	13,2		fev/77	dez/42
Camaçari IV-Camaçari II, C1	C1	500	0,3		nov/12	dez/42
Vila Zebu-Itaparica, C1	C1	69	27		jul/77	dez/42
Zebu-Moxotó, C1	C1	69	7,2		abr/83	dez/42
Jaboatão-Recife II, C1	C1	69	3,1		jan/65	dez/42
Banabuiú-Russas II, C2	C2	230	112		set/20	ago/39
Pau Ferro 230 kV-Lagoa do Carro, C1	C1	230	50,288		set/20	dez/42
Lagoa do Carro-Coteminas, C1	C1	230	96,172		set/20	dez/42
Aquiraz II/Banabuiú, C2	C2	230	182,031		out/20	dez/42
Aquiraz II-Fortaleza, C2	C2	230	30,1		nov/20	dez/42
Aquiraz II-Fortaleza, C3	C3	230	29,97		out/20	dez/42
Aquiraz II/Banabuiú, C3	C3	230	182,092		nov/20	dez/42
Usina Apolônio Sales-Paulo Afonso III, C1	C1	230	5,8		out/77	dez/42
Usina Apolônio Sales-Paulo Afonso III, C2	C2	230	5,7		mar/77	dez/42
Usina Boa Esperança-Boa Esperança, C1	C1	230	2,8		dez/80	dez/42
Usina Luiz Gonzaga-Luiz Gonzaga, C1	C1	500	0,6		mai/79	dez/42
Usina Luiz Gonzaga-Luiz Gonzaga, C2	C2	500	0,6		mai/79	dez/42
Usina Luiz Gonzaga-Luiz Gonzaga, C3	C3	500	0,6		mai/79	dez/42
Usina de Pedra-Jequié, C1	C1	69	20,5		nov/78	dez/42
Usina Sobradinho-Sobradinho, C1	C1	500	0,4		out/79	dez/42
Usina Sobradinho-Sobradinho, C2	C2	500	0,3		out/79	dez/42
Usina Sobradinho-Sobradinho, C3	C3	500	0,3		out/79	dez/42
Usina Paulo Afonso II-Paulo Afonso III, C4	C4	230	0,7		mai/67	dez/42
Usina Paulo Afonso II-Paulo Afonso III, C1	C1	230	0,7		out/61	dez/42
Usina Paulo Afonso II-Paulo Afonso III, C5	C5	230	0,7		dez/67	dez/42
Usina Paulo Afonso II-Paulo Afonso III, C3	C3	230	0,7		mai/67	dez/42
Usina Paulo Afonso II-Zebu, C1	C1	138	6		dez/64	dez/42
Usina Paulo Afonso IV-Paulo Afonso IV, C1	C1	500	0,6		dez/79	dez/42
Usina Paulo Afonso IV-Paulo Afonso IV, C2	C2	500	0,6		mai/80	dez/42

Usina Paulo Afonso IV-Paulo Afonso IV, C3	C3	500	0,6		out/80	dez/42	
Usina Paulo Afonso IV-Paulo Afonso IV, C4	C4	500	0,6		jul/81	dez/42	
Usina Paulo Afonso IV-Paulo Afonso IV, C5	C5	500	0,6		dez/81	dez/42	
Usina Paulo Afonso IV-Paulo Afonso IV, C6	C6	500	0,6		mai/83	dez/42	
Usina Paulo Afonso III-Paulo Afonso III, C1	C1	230	0,6		out/71	dez/42	
Usina Paulo Afonso III-Paulo Afonso III, C2	C2	230	0,6		abr/72	dez/42	
Usina Paulo Afonso III-Paulo Afonso III, C3	C3	230	0,6		abr/74	dez/42	
Usina Paulo Afonso III-Paulo Afonso III, C4	C4	230	0,6		ago/74	dez/42	
Usina Paulo Afonso I-Paulo Afonso III, C1	C1	230	0,6		jan/55	dez/42	
Usina Paulo Afonso I-Paulo Afonso III, C2	C2	230	0,6		jan/55	dez/42	
Usina Xingó-Xingó, C1	C1	500	0,9		out/95	dez/42	
Usina Xingó-Xingó, C2	C2	500	0,9		out/95	dez/42	
Usina Xingó-Xingó, C3	C3	500	0,9		out/95	dez/42	
Usina Xingó-Xingó, C4	C4	500	0,9		out/95	dez/42	
Usina Xingó-Xingó, C5	C5	500	0,8		mar/94	dez/42	
Usina Xingó-Xingó, C6	C6	500	0,8		nov/94	dez/42	
Abaixadora		230			110	out/67	dez/42
Açu II		230			378	nov/89	dez/42
Angelim II		500			0	jan/80	dez/42
Angelim		230			310	jan/56	dez/42
Aquiraz II		230			450	dez/13	dez/43
Arapiraca III		230			200	jun/13	out/40
Acaraú II		230			200	abr/14	nov/40
Brumado II		230			0	ago/10	jun/37
Boa Esperança 500 kV		500			300	nov/80	dez/42
Boa Esperança 230 kV		230			127,34	mar/70	dez/42
Bongi		230			530	mai/56	dez/42
Bom Jesus da Lapa II		230			0	dez/15	nov/40
Bom Jesus da Lapa		230			162,27	set/81	dez/42
Brotas de Macaúbas		230			0	jul/12	dez/42
Banabuiú		230			287,5	jan/64	dez/42
Bom Nome		230			510	out/63	dez/42
Barreiras		230			401	jun/96	dez/42
Barreiras II		230			0	jun/19	dez/99
Cícero Dantas		230			151	mai/56	dez/42
Campo Formoso		230			0	dez/15	dez/42
Campina Grande II		230			410	mai/64	dez/42
Campina Grande III		500			1200	dez/15	out/41
Ceará Mirim II		500			900	set/14	set/44
Coremas		230			300	dez/90	dez/42
Camaçari II		500			2600	jan/79	dez/42

Camaçari IV		500		2400	nov/12	jul/40
Casa Nova II		230		180	nov/17	dez/37
Cauípe		230		300	mar/01	dez/42
Currais Novos		138		103,67	nov/75	dez/42
Cotegipe		230		402	jan/56	dez/42
Coteminas		230		0	dez/09	dez/42
Catu		230		300	mai/56	dez/42
Delmiro Gouveia		230		400	jun/89	dez/42
Eliseu Martins		230		101	jan/06	dez/42
Eunápolis		230		400	set/98	dez/42
Extremoz II		230		0	fev/14	nov/40
Funil		230		549,99	jan/56	dez/42
Floresta II		230		0	out/14	dez/42
Fortaleza		230		400	jan/64	dez/42
Fortaleza II		500		2400	mai/00	dez/42
Goianinha		230		400	jan/61	dez/42
Garanhuns II		500		0	dez/15	dez/41
Governador Mangabeira		230		200	mar/60	dez/42
Ibiapina II		230		200	set/16	ago/41
Ibicoara		500		710	jan/11	jun/37
Icó		230		200	mai/97	dez/42
Igaporã		230		450	jun/14	nov/40
Igaporã III		500		3000	dez/15	jun/42
Irecê		230		267,86	set/81	dez/42
Itabaiana		230		300	mai/57	dez/42
Itabaianinha		230		239	fev/96	dez/42
Itapebi		230		0	jan/03	dez/42
Jaboatão II		230		300	mai/18	mai/48
João Câmara II		230		540	fev/14	nov/40
Jacaracanga		230		300	jan/82	dez/42
João Câmara III		500		1800	set/14	dez/99
Jardim		500		2200	ago/79	dez/42
Jaguarari		230		0	jan/80	dez/42
Joairam		230		450	jul/06	dez/42
Juazeiro da Bahia II		230		402	abr/81	dez/42
Juazeiro da Bahia III		500		0	jan/19	dez/42
Luiz Gonzaga		500		0	mai/88	dez/42
Lagoa do Carro		230		0	ago/20	dez/42
Lagoa Nova II		230		450	dez/15	out/41
Maceió II		230		400	mai/12	mai/42
Maceió		230		400	set/02	dez/42

Modelo Reduzido		69		12,5	jan/67	dez/42
Mirueira II		230		300	abr/16	jun/42
Milagres		500		2120	jan/64	dez/42
Mulungu		69		10	mai/75	dez/42
Morro do Chapéu		230		150	jul/17	out/41
Mussuré II		230		400	mar/79	dez/42
Mirueira		230		400	ago/78	dez/42
Mossoró II		230		400	jan/77	dez/42
Messias		500		1200	nov/94	dez/42
Mossoró IV		230		100	out/17	jun/42
Matatu		230		380	jan/65	dez/42
Moxotó		69		20	jan/72	dez/42
Nossa Senhora do Socorro		230		300	mai/12	mai/42
Natal II		230		400	jan/79	dez/42
Natal III		230		450	ago/12	ago/39
Olindina		500		40	abr/80	dez/42
Ourolândia		230		0	mai/18	mai/48
Paulo Afonso III		230		0	mar/74	dez/42
Paulo Afonso IV		500		1200	jan/79	dez/42
Pici II		230		500	mai/05	dez/42
Pecém II		500		3600	out/13	out/43
Penedo		230		300	mai/97	dez/42
Pau Ferro		500		400	ago/02	dez/42
Picos		230		240	jul/92	dez/42
Pilões		138		0	out/12	dez/42
Polo		230		300	abr/16	out/40
Pindaí II		230		300	dez/15	jun/42
Pocoes II		230		200	out/19	dez/99
Pirapama II		230		400	fev/72	dez/42
Piripiri		230		335	ago/73	dez/42
Paraíso		230		200	fev/04	dez/42
Pituaçu		230		400	mar/83	dez/42
Quixadá		500		0	jul/03	dez/42
Quixerê		230		0	nov/14	dez/42
Recife II		500		2410	jan/79	dez/42
Ribeirão		230		400	out/94	dez/42
Rio Largo II		230		300	dez/62	dez/42
Russas II		230		300	nov/82	dez/42
Sobral II		230		400	nov/73	dez/42
Sobral III		500		1200	abr/00	dez/42
São João do Piauí		500		416,66	nov/80	dez/42

Santana dos Matos II		138		50	nov/75	dez/42
Senhor do Bonfim II		230		500	mai/81	dez/42
Sobradinho 500 kV		500		900	out/79	dez/42
Sapeaçu		230		0	mai/03	dez/42
Santa Rita II		230		450	jul/12	ago/39
Santa Cruz II		138		195	mar/63	dez/42
Santo Antônio de Jesus		230		301	mar/97	dez/42
Suape II		500		1200	dez/12	jan/39
Suape III		230		300	jul/12	jan/39
Tacaimbó		230		400	jun/85	dez/42
Tauá II		230		202	dez/07	mar/35
Tacarátú		230		0	dez/14	dez/42
Tabocas do Brejo Velho		230		0	jun/17	jun/47
Teixeira de Freitas II		230		199,98	out/08	out/38
Tiangua II		500		0	set/19	dez/99
Touros		230		150	mai/17	jun/42
Teresina		230		590	abr/70	dez/42
Teresina II		500		900	mai/00	dez/42
Teresina III		230		600	out/17	dez/41
Xingó 500 kV		500		0	nov/94	dez/42
Zebu II		230		200	jul/12	ago/39
Zebu		138		38,4	nov/76	dez/42
Sociedade de Propósito Específico			3.554,00	2100,00		
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
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 12 subestações elevadoras das usinas que somadas às subestações de potência acima, totalizam 69.719,7 MVA (Geração + Transmissão) de capacidade de transformação.

A SPE Transmissora Delmiro Gouveia - TDG foi incorporada pela Chesf em 12.05.2020.

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		1.723.161	1.723.161			
LT 500 kV P. AFONSO IV /US. L.GONZAGA BA/PE	100,00%	6.535,21	6.535,21	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV BA	100,00%	857,6	857,6	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV US. L.GONZAGA/U.SOBRADINHO PE/BA	100,00%	81.874,22	81.874,22	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 138 kV ACU II /SAN.MATOS II RN	100,00%	533,49	533,49	Não aplicável	jun/20	IPCA

LT 138 kV C.GRANDE II /PILOES PB	100,00%	2.053,27	2.053,27	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 138 kV C.GRANDE II /SANTA CRUZ II PB/RN	100,00%	997,38	997,38	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 138 kV CUR.NOVOS II /SANTA CRUZ II RN	100,00%	591,57	591,57	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 138 kV PARAISO /SANTA CRUZ II RN	100,00%	298,43	298,43	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 138 kV PILOES /PARAISO PB/RN	100,00%	2.299,89	2.299,89	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 138 kV SAN.MATOS II /CUR.NOVOS II RN	100,00%	417,32	417,32	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 138 kV USINA PA-II /ZEBU BA	100,00%	77,44	77,44	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV ACU III /ACU II RN	100,00%	1.532,73	1.532,73	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /MESSIAS PE/AL	100,00%	15.775,54	15.775,54	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /RECIFE II PE	100,00%	2.110,87	2.110,87	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /RIBEIRAO PE	100,00%	7.715,23	7.715,23	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /TACAIMBO PE	100,00%	8.967,42	8.967,42	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV AQUIRAZ II /FORTALEZA CE	100,00%	606,04	606,04	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV ARAPIRACA III /PENEDO AL	100,00%	3.736,39	3.736,39	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV B. ESPERANCA /TERESINA PI	100,00%	24.100,70	24.100,70	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV B.JESUS LAPA /BARREIRAS II BA	100,00%	23.298,83	23.298,83	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /AQUIRAZ II CE	100,00%	7.645,46	7.645,46	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /FORTALEZA CE	100,00%	11.219,17	11.219,17	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /ICO CE	100,00%	5.460,89	5.460,89	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /MOSSORO II CE/RN	100,00%	27.782,14	27.782,14	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /RUSSAS II CE	100,00%	4.388,63	4.388,63	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV BARREIRAS II /BARREIRAS BA	100,00%	1.486,03	1.486,03	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV BOM NOME /MILAGRES PE/CE	100,00%	7.597,16	7.597,16	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV BONGI /ACONORTE PE	100,00%	428,29	428,29	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV BONGI /JOAIRAM PE	100,00%	306,59	306,59	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV BROT.MACAUBAS /B.JESUS LAPA BA	100,00%	32.286,58	32.286,58	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV BRUMADO II /IBICOARA BA	100,00%	3.316,81	3.316,81	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE II /COTEMINAS PB	100,00%	205,55	205,55	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE II /PARAISO PB/RN	100,00%	11.116,08	11.116,08	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE III /C.GRANDE II PB	100,00%	814,04	814,04	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE III /EXTREMOZ II PB/RN	100,00%	23.295,01	23.295,01	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /BRAS.C.SODA BA	100,00%	917,98	917,98	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /BRASKEM BA	100,00%	1.193,28	1.193,28	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /CARAIBAS BA	100,00%	441,99	441,99	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /COTEGIPE BA	100,00%	1.535,46	1.535,46	Não aplicável	jun/20	IPCA

LT 230 kV CAMACARI II /G.MANGABEIRA BA	100,00%	14.122,19	14.122,19	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /MATATU BA	100,00%	732,06	732,06	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /PITUACU BA	100,00%	3.284,19	3.284,19	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV CAMACARI IV /COTEGIPE BA	100,00%	1.047,88	1.047,88	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV CAMACARI IV /JACARACANGA BA	100,00%	4.024,33	4.024,33	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV CAMACARI IV /PITUACU BA	100,00%	3.642,22	3.642,22	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV CATU /CAMACARI IV BA	100,00%	1.172,90	1.172,90	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV CATU /G.MANGABEIRA BA	100,00%	1.229,51	1.229,51	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV CAUIPE /FORTALEZA II CE	100,00%	7.616,93	7.616,93	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV CAUIPE /SOBRAL II CE	100,00%	2.841,73	2.841,73	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV CEARA MIRIM II /EXTREMOZ II RN	100,00%	1.320,52	1.320,52	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV CEARA MIRIM II /JOAO CAMARA II RN	100,00%	2.093,87	2.093,87	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV CIC. DANTAS /CATU BA	100,00%	6.365,20	6.365,20	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV COTEGIPE /JACARACANGA BA	100,00%	522,47	522,47	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV COTEGIPE /MATATU BA	100,00%	1.960,16	1.960,16	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV COTEMINAS /PAU FERRO PB/PE	100,00%	10.469,77	10.469,77	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV DELM. GOUVEIA /FORTALEZA II CE	100,00%	1.427,62	1.427,62	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV EUNAPOLIS /TEIX. FREITAS II BA	100,00%	10.011,03	10.011,03	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV EXTREMOZ II /NATAL III RN	100,00%	7.673,67	7.673,67	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV FORTALEZA /FORTALEZA II CE	100,00%	18,22	18,22	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV FORTALEZA II /PICI II CE	100,00%	5.068,71	5.068,71	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV FUNIL /ITAPEBI BA	100,00%	33.193,78	33.193,78	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV G.MANGABEIRA /SAPEACU BA	100,00%	4.558,98	4.558,98	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV GARANHUNS II /ANGELIM PE	100,00%	816,33	816,33	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV GOIANINHA /C.GRANDE II PE/PB	100,00%	1.546,67	1.546,67	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV GOIANINHA /MUSSURE II PE/PB	100,00%	2.372,31	2.372,31	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV GOIANINHA /SANTA RITA II PE/PB	100,00%	2.093,21	2.093,21	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV IBIAPINA II /SOBRAL II CE	100,00%	1.424,33	1.424,33	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV ICO /MILAGRES CE	100,00%	5.336,77	5.336,77	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV IGAPORA II /B.J.LAPA II BA	100,00%	3.175,24	3.175,24	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV IGAPORA II /IGAPORA III BA	100,00%	218,09	218,09	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV IGAPORA III /PINDAI II BA	100,00%	2.507,97	2.507,97	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV IRECE /BROT.MACAUBAS BA	100,00%	13.414,69	13.414,69	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV ITABAIANA /ITABAIANINHA SE	100,00%	1.702,38	1.702,38	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV ITABAIANA /JARDIM SE	100,00%	4.125,75	4.125,75	Não aplicável	jun/20	IPCA

LT 230 kV ITABAIANINHA /CATU SE/BA	100,00%	2.382,41	2.382,41	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV ITAPEBI /EUNAPOLIS BA	100,00%	7.875,35	7.875,35	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV JABOATAO II /PIRAPAMA II PE	100,00%	985,02	985,02	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV JACARACANGA /ALCAN BA	100,00%	238,29	238,29	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV JACARACANGA /DOW QUIMICA BA	100,00%	1.120,69	1.120,69	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV JAGUARARI-SE /SR.BONFIM II BA	100,00%	4.380,23	4.380,23	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV JUAZEIRO II /JAGUARARI-SE BA	100,00%	3.742,56	3.742,56	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV JUAZEIRO II /SR.BONFIM II BA	100,00%	6.966,89	6.966,89	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO AL	100,00%	4.773,80	4.773,80	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO II AL	100,00%	1.321,39	1.321,39	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /RIO LARGO II AL	100,00%	2.820,99	2.820,99	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV MILAGRES /BANABUIU CE	100,00%	14.077,68	14.077,68	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV MILAGRES /COREMAS CE/PB	100,00%	20.862,58	20.862,58	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV MILAGRES /TAUA II CE	100,00%	12.027,23	12.027,23	2022	jun/20	IGP-M
LT 230 kV MORRO CHAPEU II /IRECE BA	100,00%	1.727,86	1.727,86	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV MOSSORO II /ACU II RN	100,00%	7.568,14	7.568,14	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV MOSSORO IV /MOSSORO II RN	100,00%	1.325,54	1.325,54	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV N.S.SOCORRO /FAFEN SE	100,00%	1.593,72	1.593,72	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV N.S.SOCORRO /JARDIM SE	100,00%	91,76	91,76	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV N.S.SOCORRO /PENEDO SE/AL	100,00%	2.905,19	2.905,19	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV NATAL III /NATAL II RN	100,00%	2.514,75	2.514,75	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV OLINDINA /RL (CIC. DANTAS / CATU) BA	100,00%	30,89	30,89	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV OUROLANDIA II /IRECE BA	100,00%	7.960,88	7.960,88	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV P. AFONSO IV /P.AFONSO III BA/AL	100,00%	193,05	193,05	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /ANGELIM AL/PE	100,00%	3.446,90	3.446,90	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /BOM NOME AL/PE	100,00%	13.075,63	13.075,63	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /CIC. DANTAS AL/BA	100,00%	6.790,09	6.790,09	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /GARANHUNS II AL/PE	100,00%	9.084,41	9.084,41	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /ITABAIANA AL/SE	100,00%	27.527,57	27.527,57	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /TACARUTU AL/PE	100,00%	748,61	748,61	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-I AL/BA	100,00%	24,36	24,36	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II AL/BA	100,00%	135,58	135,58	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III AL/BA	100,00%	48,73	48,73	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /ZEBU AL	100,00%	334,99	334,99	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV PARAISO /ACU II RN	100,00%	4.213,94	4.213,94	Não aplicável	jun/20	IPCA

LT 230 kV PARAISO /LAGOA NOVA II RN	100,00%	3.134,09	3.134,09	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV PARAISO /NATAL II RN	100,00%	9.067,27	9.067,27	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV PAU FERRO /C.GRANDE II PE/PB	100,00%	1.547,80	1.547,80	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV PAU FERRO /GOIANINHA PE	100,00%	4.277,73	4.277,73	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV PAU FERRO /MIRUEIRA II PE	100,00%	4.367,41	4.367,41	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV PICOS /TAUA II PI/CE	100,00%	5.618,58	5.618,58	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV PIRAPAMA II /SUAPE II PE	100,00%	1.774,64	1.774,64	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV PIRIPIRI /IBIAPINA II PI/CE	100,00%	1.183,05	1.183,05	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV PITUACU /NARANDIBA BA	100,00%	449,63	449,63	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV PITUACU /RL (COTEGIPE / MATATU) BA/PE	100,00%	154,44	154,44	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV QUIXERE /MOSSORO II CE/RN	100,00%	2.972,85	2.972,85	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /GOIANINHA PE	100,00%	1.755,57	1.755,57	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /JABOATAO II PE	100,00%	438,36	438,36	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /JOAIRAM PE	100,00%	356,65	356,65	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /MIRUEIRA PE	100,00%	6.295,83	6.295,83	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /PAU FERRO PE	100,00%	3.113,07	3.113,07	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /PIRAPAMA II PE	100,00%	1.423,38	1.423,38	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV RIBEIRAO /RECIFE II PE	100,00%	8.977,47	8.977,47	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV RIO LARGO II /ARAPIRACA III AL	100,00%	9.287,60	9.287,60	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV RIO LARGO II /BRASKEM AL	100,00%	1.518,05	1.518,05	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV RUSSAS II /QUIXERE CE	100,00%	1.487,88	1.487,88	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV S.JOAO PIAUI /ELISEU MARTIN PI	100,00%	18.887,13	18.887,13	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV S.JOAO PIAUI /PICOS PI	100,00%	17.811,14	17.811,14	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV SANTA RITA II /MUSSURE II PB	100,00%	279,09	279,09	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV SAPEACU /FUNIL BA	100,00%	3.048,17	3.048,17	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV SAPEACU /STO.A.JESUS BA	100,00%	3.074,38	3.074,38	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV SOBRAL II /SOBRAL III CE	100,00%	407,17	407,17	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV SOBRAL III /ACARAU II CE	100,00%	2.918,91	2.918,91	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV SR.BONFIM II /OUROLANDIA II BA	100,00%	14.754,16	14.754,16	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV STO.A.JESUS /FUNIL BA	100,00%	18.260,76	18.260,76	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV SUAPE II /SUAPE III PE	100,00%	1.043,37	1.043,37	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV TACAIMBO /C.GRANDE II PE/PB	100,00%	26.472,57	26.472,57	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV TACARUTU /BOM NOME PE	100,00%	2.036,71	2.036,71	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV TERESINA /PIRIPIRI PI	100,00%	2.409,56	2.409,56	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV TERESINA II /TERESINA III PI	100,00%	2.308,80	2.308,80	Não aplicável	jun/20	IPCA

LT 230 kV TERESINA II /TERESINA PI	100,00%	4.663,21	4.663,21	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV TOUROS /CEARA MIRIM II RN	100,00%	2.484,37	2.484,37	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV U. A. SALES /P.AFONSO III BA/AL	100,00%	820,89	820,89	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV U.SOBRADINHO /JUAZEIRO II BA	100,00%	4.608,65	4.608,65	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 230 kV UB.ESPERANCA /B. ESPERANCA PI	100,00%	216,21	216,21	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV ANGELIM II /PAU FERRO PE	100,00%	23.631,62	23.631,62	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV ANGELIM II /RECIFE II PE	100,00%	25.503,76	25.503,76	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV CAMACARI IV /CAMACARI II BA	100,00%	257,65	257,65	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV CEARA MIRIM II /C.GRANDE III RN/PB	100,00%	9.760,03	9.760,03	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV GARANHUNS II /ANGELIM II PE	100,00%	2.451,85	2.451,85	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV JARDIM /CAMACARI IV SE/BA	100,00%	64.412,62	64.412,62	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV JOAO CAMARA III /CEARA MIRIM II RN	100,00%	3.108,34	3.108,34	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV JUAZEIRO III /U.SOBRADINHO BA	100,00%	6.089,58	6.089,58	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV L.GONZAGA /US. L.GONZAGA PE	100,00%	339,77	339,77	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV MESSIAS /SUAPE II AL/PE	100,00%	41.294,09	41.294,09	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV MILAGRES /QUIXADA CE	100,00%	69.437,63	69.437,63	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV OLINDINA /CAMACARI II BA	100,00%	42.641,56	42.641,56	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV OLINDINA /US. L.GONZAGA BA/PE	100,00%	36.044,52	36.044,52	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /ANGELIM II BA/PE	100,00%	32.115,29	32.115,29	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /OLINDINA BA	100,00%	30.853,87	30.853,87	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA XINGO BA/AL	100,00%	13.939,35	13.939,35	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV PAU FERRO /RECIFE II PE	100,00%	886,19	886,19	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV PECEM II /FORTALEZA II CE	100,00%	11.389,40	11.389,40	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV QUIXADA /FORTALEZA II CE	100,00%	35.373,59	35.373,59	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV S.JOAO PIAUI /B. ESPERANCA PI	100,00%	33.855,17	33.855,17	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV SOBRAL III /PECEM II CE	100,00%	43.227,96	43.227,96	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV SUAPE II /RECIFE II PE	100,00%	4.306,75	4.306,75	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV TERESINA II /P.DUTRA PI/MA	100,00%	62.429,78	62.429,78	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV TIANGUA II /SOBRAL III CE	100,00%	3.710,72	3.710,72	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV U.SOBRADINHO /S.JOAO PIAUI BA/PI	100,00%	30.592,89	30.592,89	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV U.SOBRADINHO /SOBRADINHO BA	100,00%	606,87	606,87	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV US. L.GONZAGA /GARANHUNS II PE	100,00%	35.221,92	35.221,92	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV US. L.GONZAGA /JUAZEIRO III PE/BA	100,00%	36.044,52	36.044,52	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV US. L.GONZAGA /MILAGRES PE/CE	100,00%	59.799,27	59.799,27	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /JARDIM AL/SE	100,00%	41.403,48	41.403,48	Não aplicável	jun/20	IPCA

LT 500 kV USINA XINGO /MESSIAS AL	100,00%	56.741,94	56.741,94	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO AL	100,00%	1.496,65	1.496,65	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 69 kV ABAIXADORA /MOXOTO BA	100,00%	58,67	58,67	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 69 kV ABAIXADORA /MULUNGU BA	100,00%	71,95	71,95	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 69 kV ABAIXADORA /ZEBU BA/AL	100,00%	59,78	59,78	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 69 kV CAMACARI II /CAMACARI II BA	100,00%	16,69	16,69	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 69 kV CATU /COTEGIPE BA	100,00%	1.217,46	1.217,46	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 69 kV JABOATAO /RECIFE II RJ/PE	100,00%	37,18	37,18	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 69 kV MATATU /PITUACU BA	100,00%	413,25	413,25	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 69 kV MOD.REDUZIDO /RL (ABAIXADORA / MOXOTO) BA	100,00%	6	6	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 69 kV PEDRA /JEQUIE BA	100,00%	792,29	792,29	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 69 kV PITUACU /COTEGIPE BA	100,00%	360,35	360,35	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 69 kV ZEBU /ITAPARICA BA/PE	100,00%	1.043,51	1.043,51	Não aplicável	jun/20	IPCA
LT 69 kV ZEBU /MOXOTO BA	100,00%	542,21	542,21	Não aplicável	jun/20	IPCA
Subestações	Propriedade	RAP (R\$ Mil)	RAP Proporc. (R\$ Mil)	Ano de degrau da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção
Integral		2.249.454	2.249.454			
ABAIXADORA	100,00%	5.704,25	5.704,25	Não aplicável	jun/20	IPCA
ACARAU II	100,00%	4.299,23	4.299,23	Não aplicável	jun/20	IPCA
ACU II	100,00%	15.246,54	15.246,54	Não aplicável	jun/20	IPCA
ANGELIM	100,00%	27.371,42	27.371,42	Não aplicável	jun/20	IPCA
ANGELIM II	100,00%	10.358,22	10.358,22	Não aplicável	jun/20	IPCA
AQUIRAZ II	100,00%	6.882,38	6.882,38	Não aplicável	jun/20	IPCA
ARAPIRACA III	100,00%	10.348,69	10.348,69	Não aplicável	jun/20	IPCA
B. ESPERANCA	100,00%	35.981,59	35.981,59	Não aplicável	jun/20	IPCA
B.J.LAPA II	100,00%	221,35	221,35	Não aplicável	jun/20	IPCA
B.JESUS LAPA	100,00%	27.300,46	27.300,46	Não aplicável	jun/20	IPCA
BANABUIU	100,00%	16.877,76	16.877,76	Não aplicável	jun/20	IPCA
BARREIRAS	100,00%	13.602,59	13.602,59	Não aplicável	jun/20	IPCA
BARREIRAS II	100,00%	2.482,20	2.482,20	Não aplicável	jun/20	IPCA
BOM NOME	100,00%	16.746,21	16.746,21	Não aplicável	jun/20	IPCA
BONGI	100,00%	20.848,74	20.848,74	Não aplicável	jun/20	IPCA
BROT.MACAUBAS	100,00%	493,56	493,56	Não aplicável	jun/20	IPCA
BRUMADO II	100,00%	362,67	362,67	Não aplicável	jun/20	IPCA
C.GRANDE II	100,00%	53.347,89	53.347,89	Não aplicável	jun/20	IPCA

C.GRANDE III	100,00%	13.729,99	13.729,99	Não aplicável	jun/20	IPCA
CAMACARI II	100,00%	112.867,24	112.867,24	Não aplicável	jun/20	IPCA
CAMACARI IV	100,00%	24.143,08	24.143,08	Não aplicável	jun/20	IPCA
CATU	100,00%	14.042,47	14.042,47	Não aplicável	jun/20	IPCA
CAUIPE	100,00%	14.256,12	14.256,12	Não aplicável	jun/20	IPCA
CEARA MIRIM II	100,00%	14.086,38	14.086,38	Não aplicável	jun/20	IPCA
CIC. DANTAS	100,00%	7.663,48	7.663,48	Não aplicável	jun/20	IPCA
COREMAS	100,00%	11.324,72	11.324,72	Não aplicável	jun/20	IPCA
COTEGIPE	100,00%	11.939,83	11.939,83	Não aplicável	jun/20	IPCA
COTEMINAS	100,00%	810,8	810,8	Não aplicável	jun/20	IPCA
CUR.NOVOS II	100,00%	2.678,67	2.678,67	Não aplicável	jun/20	IPCA
DELM. GOUVEIA	100,00%	25.744,99	25.744,99	Não aplicável	jun/20	IPCA
ELISEU MARTIN	100,00%	1.765,39	1.765,39	Não aplicável	jun/20	IPCA
EUNAPOLIS	100,00%	25.196,27	25.196,27	Não aplicável	jun/20	IPCA
EXTREMOZ II	100,00%	6.365,42	6.365,42	Não aplicável	jun/20	IPCA
FORTALEZA	100,00%	43.953,64	43.953,64	Não aplicável	jun/20	IPCA
FORTALEZA II	100,00%	77.138,16	77.138,16	Não aplicável	jun/20	IPCA
FUNIL	100,00%	42.609,81	42.609,81	Não aplicável	jun/20	IPCA
G.MANGABEIRA	100,00%	14.539,68	14.539,68	Não aplicável	jun/20	IPCA
GOIANINHA	100,00%	21.745,53	21.745,53	Não aplicável	jun/20	IPCA
IBIAPINA II	100,00%	3.705,84	3.705,84	Não aplicável	jun/20	IPCA
IBICOARA	100,00%	12.244,90	12.244,90	Não aplicável	jun/20	IPCA
ICO	100,00%	10.640,01	10.640,01	Não aplicável	jun/20	IPCA
IGAPORA II	100,00%	7.106,07	7.106,07	Não aplicável	jun/20	IPCA
IGAPORA III	100,00%	36.043,02	36.043,02	Não aplicável	jun/20	IPCA
IRECE	100,00%	30.625,66	30.625,66	Não aplicável	jun/20	IPCA
ITABAIANA	100,00%	11.545,59	11.545,59	Não aplicável	jun/20	IPCA
ITABAIANINHA	100,00%	14.403,16	14.403,16	Não aplicável	jun/20	IPCA
ITAPARICA	100,00%	1.595,53	1.595,53	Não aplicável	jun/20	IPCA
ITAPEBI	100,00%	1.435,65	1.435,65	Não aplicável	jun/20	IPCA
JABOATAO II	100,00%	5.664,95	5.664,95	Não aplicável	jun/20	IPCA
JACARACANGA	100,00%	14.314,05	14.314,05	Não aplicável	jun/20	IPCA
JAGUARARI-SE	100,00%	2.577,97	2.577,97	Não aplicável	jun/20	IPCA
JARDIM	100,00%	69.591,93	69.591,93	Não aplicável	jun/20	IPCA
JOAIRAM	100,00%	4.310,03	4.310,03	Não aplicável	jun/20	IPCA

JOAO CAMARA II	100,00%	8.262,11	8.262,11	Não aplicável	jun/20	IPCA
JOAO CAMARA III	100,00%	24.737,11	24.737,11	Não aplicável	jun/20	IPCA
JUAZEIRO II	100,00%	16.964,02	16.964,02	Não aplicável	jun/20	IPCA
LAGOA NOVA II	100,00%	5.999,08	5.999,08	Não aplicável	jun/20	IPCA
MACEIO	100,00%	15.544,38	15.544,38	Não aplicável	jun/20	IPCA
MACEIO II	100,00%	5.323,99	5.323,99	Não aplicável	jun/20	IPCA
MATATU	100,00%	21.677,58	21.677,58	Não aplicável	jun/20	IPCA
MESSIAS	100,00%	69.072,75	69.072,75	Não aplicável	jun/20	IPCA
MILAGRES	100,00%	76.095,67	76.095,67	Não aplicável	jun/20	IPCA
MIRUEIRA	100,00%	14.971,19	14.971,19	Não aplicável	jun/20	IPCA
MIRUEIRA II	100,00%	6.123,14	6.123,14	Não aplicável	jun/20	IPCA
MOD.REDUZIDO	100,00%	747,5	747,5	Não aplicável	jun/20	IPCA
MORRO CHAPEU II	100,00%	3.683,95	3.683,95	Não aplicável	jun/20	IPCA
MOSSORO II	100,00%	27.497,83	27.497,83	Não aplicável	jun/20	IPCA
MOSSORO IV	100,00%	3.561,48	3.561,48	Não aplicável	jun/20	IPCA
MOXOTO	100,00%	2.547,25	2.547,25	Não aplicável	jun/20	IPCA
MULUNGU	100,00%	2.135,67	2.135,67	Não aplicável	jun/20	IPCA
MUSSURE II	100,00%	13.152,54	13.152,54	Não aplicável	jun/20	IPCA
N.S.SOCORRO	100,00%	5.894,99	5.894,99	Não aplicável	jun/20	IPCA
NATAL II	100,00%	30.578,95	30.578,95	Não aplicável	jun/20	IPCA
NATAL III	100,00%	9.341,15	9.341,15	Não aplicável	jun/20	IPCA
OLINDINA	100,00%	20.764,81	20.764,81	Não aplicável	jun/20	IPCA
P. AFONSO IV	100,00%	28.470,42	28.470,42	Não aplicável	jun/20	IPCA
P.AFONSO III	100,00%	17.590,15	17.590,15	Não aplicável	jun/20	IPCA
PARAISO	100,00%	5.834,80	5.834,80	Não aplicável	jun/20	IPCA
PAU FERRO	100,00%	9.974,72	9.974,72	Não aplicável	jun/20	IPCA
PECEM II	100,00%	24.519,14	24.519,14	Não aplicável	jun/20	IPCA
PENEDO	100,00%	16.465,40	16.465,40	Não aplicável	jun/20	IPCA
PICI II	100,00%	15.794,81	15.794,81	Não aplicável	jun/20	IPCA
PICOS	100,00%	17.381,43	17.381,43	Não aplicável	jun/20	IPCA
PILOES	100,00%	3.755,65	3.755,65	Não aplicável	jun/20	IPCA
PINDAI II	100,00%	4.430,48	4.430,48	Não aplicável	jun/20	IPCA
PIRAPAMA II	100,00%	16.191,95	16.191,95	Não aplicável	jun/20	IPCA
PIRIPIRI	100,00%	25.945,07	25.945,07	Não aplicável	jun/20	IPCA
PITUACU	100,00%	23.113,70	23.113,70	Não aplicável	jun/20	IPCA

POCOES II	100,00%	5.778,79	5.778,79	Não aplicável	jun/20	IPCA
POLO	100,00%	5.438,99	5.438,99	Não aplicável	jun/20	IPCA
QUIXADA	100,00%	3.777,56	3.777,56	Não aplicável	jun/20	IPCA
QUIXERE	100,00%	301,38	301,38	Não aplicável	jun/20	IPCA
RECIFE II	100,00%	102.755,20	102.755,20	Não aplicável	jun/20	IPCA
RIBEIRAO	100,00%	21.847,19	21.847,19	Não aplicável	jun/20	IPCA
RIO LARGO II	100,00%	19.167,69	19.167,69	Não aplicável	jun/20	IPCA
RUSSAS II	100,00%	10.357,17	10.357,17	Não aplicável	jun/20	IPCA
S.JOAO PIAUI	100,00%	32.715,55	32.715,55	Não aplicável	jun/20	IPCA
SAN.MATOS II	100,00%	7.973,97	7.973,97	Não aplicável	jun/20	IPCA
SANTA CRUZ II	100,00%	8.919,18	8.919,18	Não aplicável	jun/20	IPCA
SANTA RITA II	100,00%	8.349,46	8.349,46	Não aplicável	jun/20	IPCA
SAPEACU	100,00%	1.149,69	1.149,69	Não aplicável	jun/20	IPCA
SOBRAL II	100,00%	17.579,84	17.579,84	Não aplicável	jun/20	IPCA
SOBRAL III	100,00%	34.792,14	34.792,14	Não aplicável	jun/20	IPCA
SR.BONFIM II	100,00%	10.935,70	10.935,70	Não aplicável	jun/20	IPCA
STO.A.JESUS	100,00%	16.663,01	16.663,01	Não aplicável	jun/20	IPCA
SUAPE II	100,00%	15.186,67	15.186,67	Não aplicável	jun/20	IPCA
SUAPE III	100,00%	5.114,45	5.114,45	Não aplicável	jun/20	IPCA
TACAIMBO	100,00%	19.546,83	19.546,83	Não aplicável	jun/20	IPCA
TACARUTU	100,00%	301,38	301,38	Não aplicável	jun/20	IPCA
TAUA II	100,00%	17.448,88	17.448,88	2022	jun/20	IGP-M
TEIX. FREITAS II	100,00%	5.234,55	5.234,55	Não aplicável	jun/20	IPCA
TERESINA	100,00%	31.792,68	31.792,68	Não aplicável	jun/20	IPCA
TERESINA II	100,00%	91.776,20	91.776,20	Não aplicável	jun/20	IPCA
TERESINA III	100,00%	8.468,72	8.468,72	Não aplicável	jun/20	IPCA
TOUROS	100,00%	3.756,73	3.756,73	Não aplicável	jun/20	IPCA
U.SOBRADINHO	100,00%	56.349,67	56.349,67	Não aplicável	jun/20	IPCA
UB.ESPERANCA	100,00%	11.815,48	11.815,48	Não aplicável	jun/20	IPCA
US. FUNIL	100,00%	2.644,92	2.644,92	Não aplicável	jun/20	IPCA
US. L.GONZAGA	100,00%	39.284,36	39.284,36	Não aplicável	jun/20	IPCA
USINA XINGO	100,00%	50.197,26	50.197,26	Não aplicável	jun/20	IPCA
ZEBU	100,00%	7.006,46	7.006,46	Não aplicável	jun/20	IPCA
Sociedade de Propósito Específico (Proporcional)		807.976,62	260.543,22			

Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN - LT Teresina II/ Sobral III/Pecem II/Fortaleza II	49,00%	159.457,69	78.134,27	2020	jun/20	IGPM
Interligação Elétrica do Madeira - LT Porto Velho/Araraquara II/Estação Retificadora/500/600 kV/3150 MW/Estação Inversora/600/500kV/2950 MW	24,50%	552.511,54	135.365,33	Não aplicável	jun/20	IPCA
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. - IEG- LT 500 kV Luís 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	49,00%	96.007,39	47.043,62	Não aplicável	jun/20	IPCA

A Chesf também tem investido continuamente na modernização das instalações de transmissão, na busca de ganhos de confiabilidade e disponibilidade, visando à melhoria do seu desempenho operacional, por meio de um plano plurianual. Este plano contempla a implantação de melhorias nos ativos de Transmissão, contemplando equipamentos de usinas, subestações, linhas de transmissão, proteção, automação e telecomunicações

No quadro a seguir, são apresentados os empreendimentos de transmissão em estágio de implantação. (Não se aplica as SPEs pois não temos SPE de transmissão em construção).

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			
Pau Ferro-Santa Rita II	CS	230	85	-	25/01/2021	ago/39
Paraíso-Açu II	CS	230	123	-	28/02/2021	nov/40
Açu II-Mossoró II	CS	230	69	-	28/02/2021	nov/40
São Luís II - São Luís III C2	CD	230	34	-	28/03/2021	jul/40
Sociedade de Propósito Específico			0	0		

Fonte: SIGET/CMET

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		15.929,10	15.929,10			
LT 230 kV Jardim / Nossa Senhora do Socorro	100%	577,08	577,08	não aplicável	jul/20	IPCA
Pau Ferro-Santa Rita II	100%	7.236,20	7.236,20	não aplicável	jul/20	IPCA
Paraíso-Açu II	100%	3.228,92	3.228,92	não aplicável	jul/20	IPCA
Açu II-Mossoró II	100%	2.342,23	2.342,23	não aplicável	jul/20	IPCA
São Luís II - São Luís III C2	100%	2.544,67	2.544,67	não aplicável	jul/20	IPCA
Sociedade de Propósito Específico		0	0			

Fonte: Resolução Homologatória ANEEL nº 2.725/2020.

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

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2019	Investimento Realizado até 31/dez/2019	Evolução Física em 31/dez/2020	Investimento Realizado até 31/dez/2020
Integral		252.658		316.351
LT 230 kV Jardim / Nossa Senhora do Socorro	95%	66.735	99%	70.339
LT 230 kV Paraíso / Açú II / Mossoró II	20%	77.024	68%	97.455
LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II	80%	108.899	98%	140.789
LT 230 kV São Luís II - São Luís III C2	-	-	61%	7.768
SPE Proporcional		0		0
Total		252.658		316.351

Fonte: SIGET/CMET/SAP

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

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2019	Investimento Realizado até 31/dez/2019	Evolução Física em 31/dez/2020	Investimento Realizado até 31/dez/2020
Integral		252.658		316.351
LT 230 kV Jardim / Nossa Senhora do Socorro SE Nossa Senhora do Socorro 230/69 KV	95%	66.735	99%	70.339
LT 230 kV Paraíso / Açú II / Mossoró II	20%	77.024	68%	97.455
LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II	80%	108.899	98%	140.789
LT 230 kV São Luís II - São Luís III C2	-	-	61%	7.768
SPE Proporcional		0		0
Total		252.658		316.351

Fonte: SIGET/CMET/SAP

Tabela 13 - RAP Esperada - R\$ Mil

Linha de Transmissão - RAP Proporcional	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	96.454	78.134	53.602	53.602	53.602	53.602
Interligação Elétrica do Madeira LT Porto Velho/Araraquara II/Estação Retificadora/500/600 kV/3150 MW/Estação Inversora/600/500kV/2950 MW	133.955	135.365	135.365	135.365	135.365	135.365
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	46.795	47.044	47.044	47.044	47.044	47.044
Consolidado Proporcional	277.205	260.543	236.011	236.011	236.011	236.011

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

Tabela 15 - Mercado Atendido

Mercado Atendido - GWh	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Energia Faturada	51.317	51.997	51.994	49.446	48.896	48.594
Fornecimento	5.919	4.918	5.044	4.645	4.082	3.662
Residencial	0	0	0	0	0	0
Comercial	0	0	0	0	0	0
Industrial	5.919	4.918	5.044	4.645	4.082	3.662
Rural	0	0	0	0	0	0
Poderes Públicos	0	0	0	0	0	0
Iluminação Pública	0	0	0	0	0	0

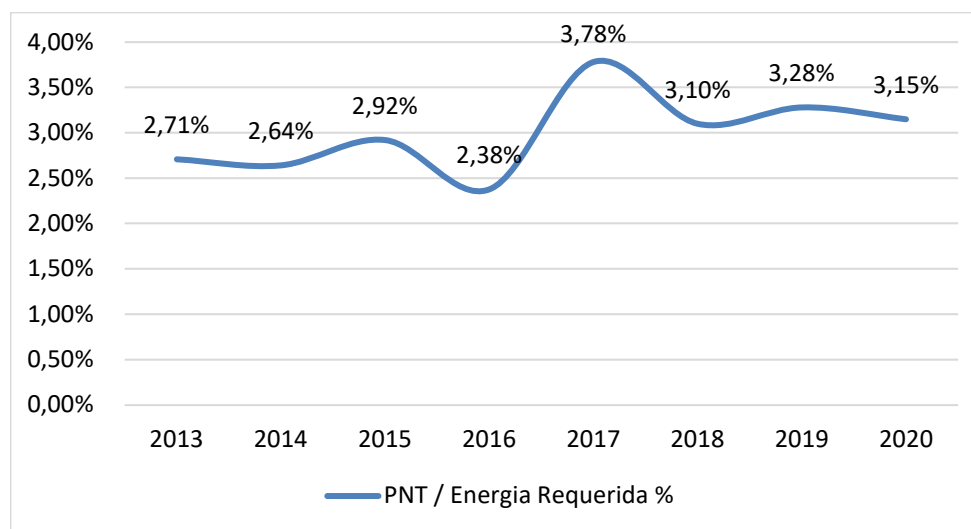
Serviço Público	0	0	0	0	0	0
Suprimento p/ agentes de distribuição	45.398	47.079	46.950	44.801	44.814	44.932
Uso da Rede de Distribuição	1.664	1.811	1.406	783	90	766
Consumidores Livres/Dist./Ger.	1.664	1.811	1.406	783	90	766
Consumidores Rede Básica	0	0	0	0	0	0
Total	52.981	53.808	53.400	50.229	48.986	49.360
Varição	-4,04%	1,56%	-0,76%	-5,94%	-2,47%	0,76%

Tabela 16 - Balanço Energético

Energia Requerida - GWh	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Venda de Energia	51.317	51.997	51.994	49.446	48.896	48.594
Fornecimento (1)	5.919	4.918	5.044	4.645	4.082	3.662
Suprimento p/ agentes de distribuição (2)	45.398	47.079	46.950	44.801	44.814	44.932
Consumidores Livres/Dist./Ger.	1.664	1.811	1.406	783	90	766
Consumidores Rede Básica	0	0	0	0	0	0
Mercado Atendido	52.981	53.808	53.400	50.229	48.986	49.360
Perdas na Rede Básica (3)	221	160	244	171	140	143
Perdas na Distribuição	0	0	0	0	0	0
PNT / Energia Requerida %	2,92%	2,38%	3,78%	3,10%	3,28%	3,15%
Perdas Totais - PT	221	160	244	171	140	143
Total	53.202	53.968	53.644	50.400	49.126	49.503

Observações:

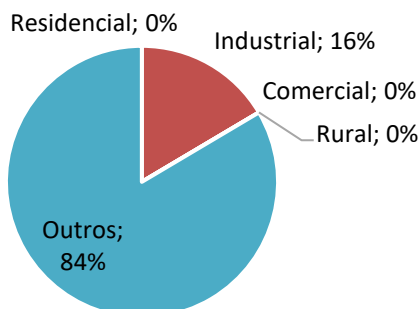
- 1) As perdas na rede básica correspondem às perdas entre o ponto de entrega de cada contrato às barras das usinas;
- 2) Os pontos de entrega das energias cotistas estão nas barras das usinas, portanto já incluem as perdas;
- 3) O ponto de entrega dos demais contratos está no centro de gravidade do Sistema Interligado.



Receita - A receita decorrente dos contratos de venda de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, importou em R\$ 3.243,5 milhões, conforme quadro a seguir:

Receita líquida em R\$ mil			
Classe	2020	2019	%
Residencial	0,00	0,00	0,00%
Industrial	534.969,08	554.210,22	-3,47%
Comercial	0,00	0,00	0,00%
Rural	0,00	0,00	0,00%
Outros	2.708.512,62	2.291.402,64	18,20%
TOTAL	3.243.481,70	2.845.612,86	13,98%

Receita líquida por classe de consumidores



Número de consumidores - O número de clientes faturados em 2020 apresentou expansão de 12,7% sobre o mesmo número do ano anterior, como se pode observar no quadro a seguir:

Número de Consumidores			
Classe	2020	2019	%
Residencial	-	-	0,00%
Industrial	12	13	-7,7%
Comercial	-	-	-
Rural	-	-	-
Outros	68	58	17,2%
TOTAL	80	71	12,7%

Preço - O preço médio da energia elétrica vendida em 2020 atingiu R\$ 65,71/MWh, com aumento de 13,12% em relação a 2019.

Preço médio de venda de energia - R\$/MWh		
Classe	2020	2019
Residencial	-	-
Industrial	146,08	135,54
Comercial	-	-
Rural	-	-
Poder Público	-	-
Outros (*)	59,27	51,04
PREÇO MÉDIO	65,71	58,19

Observação:

(*) Outros: inclui comercializadores, geradores e distribuidores

QUALIDADE DO FORNECIMENTO

O ano de 2020 foi excepcional e sem precedentes, diante da pandemia causada pelo Coronavírus (Covid-19), e por isso foram adotadas diversas medidas e ações preventivas, conforme protocolo de saúde e segurança, visando a proteção dos empregados da Companhia e a continuidade da prestação dos serviços de geração e transmissão de energia elétrica.

A Chesf empreendeu todos os esforços visando cumprir todos os procedimentos de operação e manutenção, atendendo no segmento de transmissão o Plano Mínimo de Manutenção estabelecido pela ANEEL, conforme Resolução Normativa nº 669, de 14 de julho de 2015, e no segmento de geração realizando todas as manutenções necessárias, incluindo as inspeções e ensaios para garantia da segurança das barragens.

Todos estas ações refletem nos Indicadores Operacionais, que em 2020 superaram as suas metas, conforme planejado, mesmo diante das restrições impostas pela pandemia.

INDICADORES DE DESEMPENHO

O resultado em 2020 para o indicador de Parcela Variável – PV foi o melhor do histórico da empresa, mantendo a evolução do indicador. Como fatores relevantes na redução da Parcela Variável em 2020, destacam-se a reversão de R\$ 899 mil, mediante recursos administrativos junto ao ONS, as compatibilização das intervenções e a disseminação do conhecimento através do fórum mensal de parcela variável.

No ranking das maiores empresas de transmissão que compõem o Sistema Interligado Nacional – SIN, a Chesf ficou entre as seis melhores, destacando-se dentro do grupo Eletrobras como a segunda melhor.

O indicador de Robustez do Sistema apresentou o segundo melhor resultado dos últimos 5 anos, mantendo o resultado em 94,84%.

O Indicador de Disponibilidade Operacional de Geração, apresentou o resultado acima da meta, mantendo o valor de disponibilidade em 1,12.

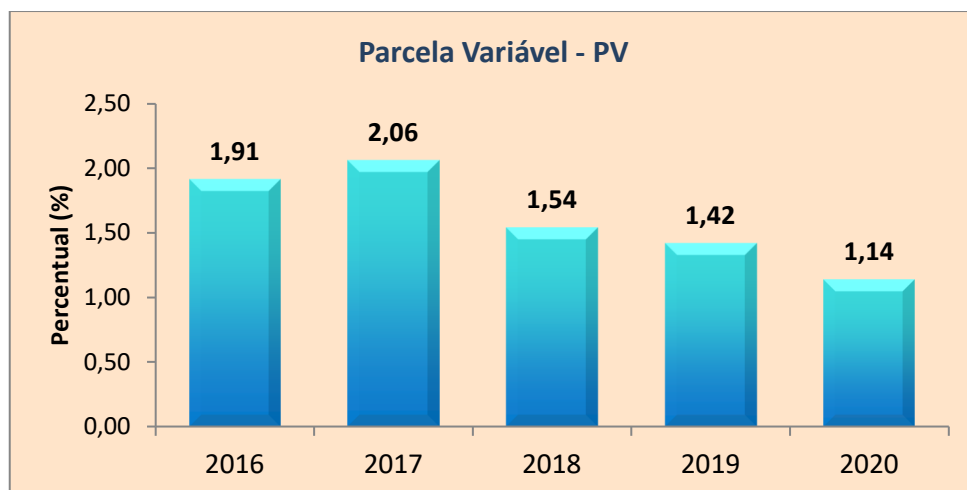
O indicador de Disponibilidade Operacional de Linhas de Transmissão apresentou o segundo melhor resultado do histórico, refletindo um ótimo desempenho no serviço prestado e mantendo o valor de disponibilidade em 99,96%.

O indicador de Disponibilidade Operacional de Transformadores apresentou o resultado acima da meta de 99,83%, mantendo o valor de disponibilidade em 99,90%.

Esses bons resultados operacionais são fruto da eficácia dos Programas de Manutenção, de iniciativas de compatibilização de intervenções e da modernização e melhorias implantadas nas suas instalações, visando à eficiência e à maximização da rentabilidade das operações.

PARCELA VARIÁVEL – PV

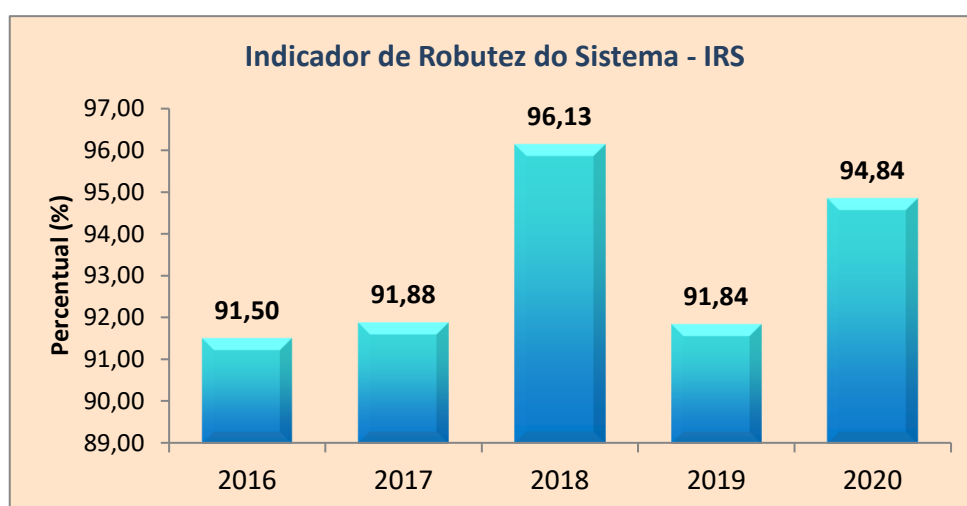
Indica o percentual de desconto da Receita Anual Permitida (RAP) das Funções de Transmissão, devido a indisponibilidades dos equipamentos da Rede Básica das concessões da Chesf, conforme legislação Aneel.



↓
Melhor

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).



↑
Melhor

DISPONIBILIDADE OPERACIONAL – DO

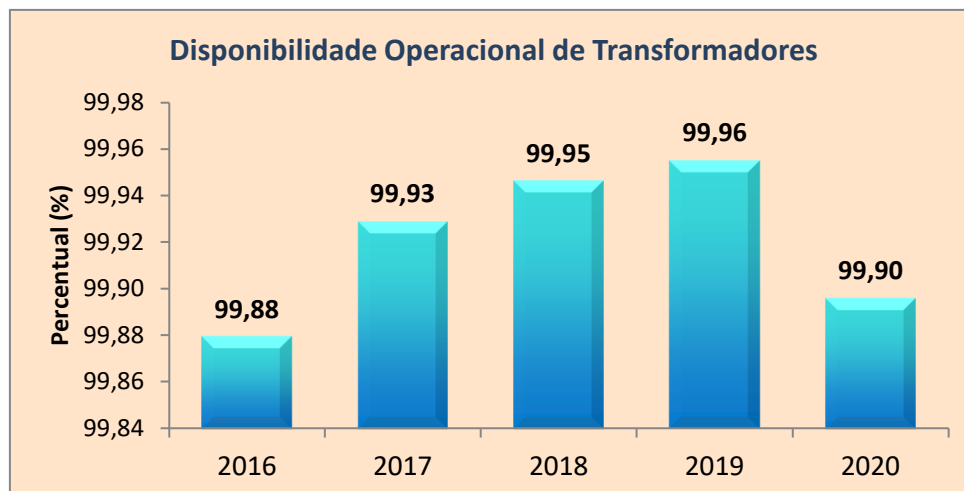
Indica a probabilidade de, num dado momento, o equipamento estar operando, desempenhando sua função ou pronto para operar.



Melhor



Melhor



Melhor

TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO

Os recursos de Tecnologia da Informação – TI têm se tornado nos últimos tempos imprescindíveis para a execução dos processos que suportam os negócios empresariais.

Na Chesf, a infraestrutura, os serviços e os sistemas de TI estão presentes em todas as áreas da empresa, desde a operação e manutenção do sistema elétrico, engenharia, até atividades e procedimentos realizados pelas áreas administrativas e financeiras, possibilitando que as equipes desenvolvam seu trabalho com maior produtividade e segurança.

A Superintendência de Tecnologia da Informação – SGI da Chesf, vem atuando nos pilares que suportam a visão estratégica dos segmentos de TI e criação dos instrumentos para torná-la realidade. A fim de alcançar o alinhamento das iniciativas constantes no Plano Diretor de TI – PDTI e no Planejamento Estratégico de TI – PETI, aos objetivos estratégicos empresariais, além da implantação dos instrumentos constantes do modelo de governança de TIC das empresas Eletrobras, foram estabelecidos direcionamentos estratégicos, dentre os quais destacamos os principais: fomento na utilização de tecnologias disruptivas impulsionadoras da Transformação Digital, possibilitando uma alavancagem nos resultados das diversas áreas de negócio da empresa e a aceleração da Cultura Analítica.

Neste contexto, ressalta-se que foram realizados investimentos no montante de R\$ 50 milhões. Dentre as principais ações destacam-se o desenvolvimento de soluções para tratamento analítico avançado de dados, baseadas em plataforma de Business Intelligence (BI), Business Analytics (BA) e o desenvolvimento de soluções preditivas através de plataforma de Ciência de Dados - Data Science, possibilitando assertividade nos processos de tomada de decisão; a implantação de soluções baseadas em Robotic Process Automation (RPA), Inteligência Artificial, Machine Learning e ChatBot através de plataformas de automação e de interação cognitiva; a implantação de novos serviços em nuvem e consolidação da utilização das soluções já disponibilizadas para a empresa, como a plataforma Microsoft 365, que vem possibilitando um grande ganho nos processos de comunicação, colaboração e produtividade, agregando mobilidade e integração de toda a empresa; contribuição para implantação de novas funcionalidades e modernização da arquitetura do sistema integrado de gestão SAP ERP-IU, em consonância com o Plano de Negócios da Holding Eletrobras. Por fim, está em andamento a implantação de novos sistemas como o da Solução Jurídica com inteligência artificial, Comercialização de Energia, Gestão Tributária, Gestão de Contratos da Transmissão, Gestão Imobiliária, Gestão da cadeia de Suprimentos, Gestão Territorial, dentre outros.

Como desdobramento da estratégia de TI no sentido de ampliar a capacidade de entrega de soluções de Transformação Digital, está prevista a realização de parcerias e contratação das empresas do Porto Digital em Recife.

Foram desenvolvidos e entregues à Companhia 42 novos sistemas de informação (incluindo mobile), robôs e soluções analíticas, melhorando e automatizando 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.

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 PayCheck para o monitoramento e controle das contas de Pessoal, solução desenvolvida a partir da Inteligência Analítica e Ciência de Dados, utilizando técnicas matemáticas, estatísticas e de modelagem preditiva, para gerar informações estratégicas a partir de diversas fontes e elevada quantidade de dados. Além disso esta solução vem possibilitando o controle detalhado de todas as contas de Pessoal (PMSO), viabilizando assertividade na tomada de decisão e um salto na Gestão da empresa, com reflexos diretos sobre a Excelência Operacional A Chesf sequenciará a evolução do PayCheck nas empresas do Grupo Eletrobras, coordenação dos trabalhos iniciada em 2020, alinhada com a expansão funcional desta solução na empresa;

Ampliação do Sistema Analítico para Redução de Custeio – BARC, importante ferramenta para controle de gastos com a conta de Pessoal gerenciável do PMSO, na qual são monitoradas as rubricas de periculosidade, hora-extra, sobreaviso, penosidade, insalubridade e adicional de condução em serviço. Ganhos exponenciais como melhor visibilidade dos processos, automatização da geração de relatórios e acompanhamento de indicadores (KPIs), fazem parte desta solução;

Ampliação do Sistema Analítico para acompanhamento do orçamento base zero, com a visão de agrupamento por pacotes e subpacotes. Esta solução trará um grande ganho para visibilidade, controle, comparação e efficientização de todas as etapas do processo orçamentário;

AtrasoZero_BI, solução analítica que embasa o Programa Atraso Zero no Suprimento da Chesf. para acompanhamento online de todas as etapas da cadeia de suprimentos. A partir desta solução é possível controlar os tempos envolvidos em cada etapa do workflow, os responsáveis, os setores e principalmente o acompanhamento dos indicadores para a obtenção do atraso zero nos processos aquisitivos;

A construção e disponibilização de soluções analíticas para atendimento aos oito macroprocessos do CSC (Infraestrutura e Serviços Gerais, TI, RH, Suprimento, Logística, Contabilidade, Finanças e Jurídico);

A Base Analítica para auxílio ao Trabalho Remoto – BATR, solução que monitora a utilização das principais aplicações, incluindo as de comunicação e colaboração corporativa em nuvem-MS365;

Parcela Variável Econômica e Financeira – PV, Plano de Desligamento – SAPPE / Anper, Indicadores do SAM, Plano de Manutenção e Ordem de Manutenção;

Painel de Controle de Treinamentos do RH;

Painel para acompanhamento do orçamento de investimento previsto x realizado (Curva S).

No tocante aos sistemas implantados, destacamos:

Consolidação de Dados da Gestão de Ativos – BDGA; Envio de Informações em Tempo Real para a Agência Nacional de Águas - ANA – ANAService; Gestão da Construção de Linhas de Transmissão - SG-LT; Plataforma de Geoprocessamento – ArcGIS; Gestão do Plano de Obras – SIPOS; Plataforma de Fornecedores; Publicação de Editais - e-Edital; Monitoramento dos Prazos Contratuais; Publicações Judiciais; Gestão de Horas Extras da DO; Registro de Ocorrências de Segurança do Trabalho – CIOC.

Robôs Implantados:

Credenciamento em Periculosidade; Baixa de Recebimento via Depósito em Conta; Geração de Relatório de Despesas de Viagem para a Transparência Pública; Extensão de Material; Download de Faturas da Rede Básica de Transmissão; Recebimento de Cotas; Pagamento de Verba de Manutenção Temporária de Itaparica – VMT; Auditoria de Viagens Corporativas; Atualização das Informações dos Painéis do CSC.

Aplicativo Mobile Implantado: Monitoramento Remoto das Águas.

Estão previstos no segmento analítico as seguintes ações:

Ampliação da Solução PayCheck com a incorporação do gerador de cenários e das contas de Material, Serviços de Terceiros e Outros (MSO) visões custeio e investimento; Implantação de novas funcionalidades no BATR, BARC, Atraso Zero e OBZ.

No segmento econômico-financeiro, conduzido pela Diretoria Financeira, teremos a ampliação dos sistemas de acompanhamento das contas de custeio e de investimento, agregando novas funcionalidades e pontos monitorados. Dentre os ganhos que podem ser observados estão uma melhor visibilidade da alocação de recursos, além da automatização da geração de relatórios e acompanhamento de indicadores (KPIs).

Serão desenvolvidos também soluções analíticas envolvendo a margem de contribuição das instalações com estudo de rateios contábeis para custos diretos, indiretos, atividades, receitas e características técnicas que possibilitem comparações como estratégia gerencial e Revisão Tarifária 2023, automação do fluxo de caixa, monitoramento dos projetos de investimento (planejado, realizado, prazos regulatórios, conformidade e rentabilidade) com pontos de inspeção, controle e automação das informações consolidadas - ICS.

No segmento conduzido pela Diretoria de Engenharia, teremos a ampliação do sistema de monitoramento dos empreendimentos da transmissão – CMET, agregando novas funcionalidades e pontos monitorados. Dentre os ganhos que podem ser observados com a implantação desta solução estão um melhor controle dos empreendimentos em relação aos desvios em relação as datas legais para entrada em operação da ANEEL.

No segmento de operação e manutenção do sistema elétrico, conduzido pela Diretoria de Operação, teremos a ampliação e consolidação da Inteligência Analítica e Ciência de Dados a partir do desenvolvimento de novos painéis analíticos de simulação de parcela variável, acompanhamento do sistema de gestão da manutenção, confiabilidade de subestações, usinas e linhas de transmissão, monitoramento de medições em equipamentos e barragens, dados hidrológicos, desligamento por erro humano - IDEH, variação de tensão de curta duração - VTCD, acompanhamento da receita anual permitida - RAP, robustez do sistema (NEIC, IRS, RAP, BISE), gestão e acompanhamento das análises de ocorrências (RO, RA, NA e PE), desligamentos forçados de equipamentos e linhas de transmissão, acompanhamento dos pontos de conexão (PRODIST), integração e correlação dos dados (incidente e NDEH) / (notas de manutenção e PV), execução de manutenção preventiva pela operação - IEMP, acompanhamento de

incidentes - CIN, acompanhamento das notas de manutenção, recomendações - IAR, relatório diário de ocorrência e Sinopse, programa diário de produção - PDP, evolução soluções analíticas baseadas nos módulos SAP-PM e SAP-WCM e base de dados de instalações de transmissão - BDIT.

Soluções analíticas serão desenvolvidas também para atendimento aos indicadores de disponibilidade dos canais ONS (DONS), disponibilidade dos canais de Voz Ponto a Ponto (DCPP), disponibilidade de telessupervisão das instalações (DTSI), disponibilidade das funções da transmissão, índice de sucesso de telecomandos (ISTC), índice de disponibilidade dos centros de supervisão (ISCS), disponibilidade de unidades geradoras, solicitação de intervenção de urgência - ISIU, solicitação de intervenção conforme emitida pela manutenção - ISCM, execução das manutenções corretivas (EMC), divergências entre Leituras de Corrente - RDTC e divergências entre Leituras de Tensão - RDTP, solicitação de intervenção-SI, atendimento de ordem de manutenção, índice conformidade das medições de linhas de transmissão – ICLT e monitoramento da telessupervisão.

Serão desenvolvidos painéis de acompanhamento analítico do Plano de Negócios e Gestão – PNG da Chesf, em alinhamento ao PDNG da Eletrobras, possibilitando o controle e a tomada de decisão assertiva, nos diversos segmentos de negócio da Companhia.

Será consolidada a utilização da Sala de Situação (videowall), ambiente de convergência das diversas soluções analíticas responsáveis para subsidiar o monitoramento e a tomada de decisão pela alta gestão da empresa.

Referente à manutenção de sistemas de informação, o indicador “Atendimento às demandas de manutenção de sistemas” apresentou 95,52% de realização (SGM e CRM),

Mudanças em Sistemas - SGM

- 343 atendidas em 2020
- 34 sistemas afetados
- 32 itens não atendidos em 2020

Requisições de Serviço e Incidentes - CRM

- 1601 resolvidos em 2020
- 59 sistemas afetados em 2020
- 7 itens não atendidos em 2020
- 91,16% resolvidos dentro do prazo

Como parte da estratégia da TI para acelerar e consolidar a utilização de soluções em nuvem, teremos a continuidade da análise do ambiente computacional interno (On-Premises), que tem por objetivo identificar os ativos de TI (hardware/software) que podem ser migrados para a nuvem (cloud), incluindo infraestrutura, plataformas e serviços de TI. A partir destes direcionadores teremos a migração do servidor de arquivos (File Server), o Portal Corporativo, a Intranet e todas as aplicações e arquivos setoriais do SharePoint Chesf, para a nuvem, possibilitando maior produtividade, mobilidade, escalabilidade, segurança e disponibilidade, consolidando a estratégia de Transformação Digital da Chesf.

No tocante à Segurança Cibernética, a Chesf vem tratando o tema com elevada importância, alinhado com as estratégias de negócio da empresa, considerando que falhas desta natureza podem comprometer informações sensíveis, serviços administrativos ou infraestruturas críticas que suportam sistemas de informação, administrativos ou operacionais, podendo impactar diretamente nos resultados da empresa.

Relativo ao segmento de segurança e privacidade dos dados teremos a implantação das políticas de classificação da informação através de recursos de DLP (Data Loss Prevention) já inseridos na plataforma Microsoft 365. Para garantir a segurança das informações na nuvem, implementaremos ferramentas de segurança CASB (Cloud Access Security Broker), juntamente com serviços de suporte para monitoramento do ambiente de segurança (cyber security).

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 realizada a contratação de um segundo link de internet em 600mbps e um equipamento balanceador, que estão em fase de implantação. Este novo arranjo possibilitará maior disponibilidade, agilidade e confiabilidade 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 (Saas)

Do ponto de vista da relação com o cliente interno, a Central de Atendimento de TI foi centralizada no CSC da Eletrobras, que é responsável pelo atendimento de 1º Nível. Para os atendimentos de 2º nível, os números registrados foram relevantes, tendo sido resolvidos 18.061 chamados, dos quais 15.932 dentro do prazo estabelecido, o que corresponde a um índice de realização de 88%. Para os Atendimentos de Melhorias em Sistemas em Produção, tivemos 675 Mudanças em Sistemas, sendo 669 no prazo que corresponde a um percentual de atendimento de 99%.

NOVOS NEGÓCIOS E PARCERIAS

O ano de 2020 foi de desafios e exigiu invenção e inovação. A Chesf avançou na expansão do seu parque gerador, priorizando o desenvolvimento de projetos de geração eólica e solar fotovoltaica na região Nordeste, buscando aproveitar o grande potencial existente nesta região do país. Além disso, a empresa vem trabalhando na modernização do parque gerador hidrelétrico onde obteve melhoras em seu desempenho operacional. Houve também atuação para a incorporação de empreendimentos eólicos que a empresa mantém sociedade.

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, de reforços em instalações de transmissão existentes e a incorporação de empresas em sociedade. Também continua investindo na modernização das instalações 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% à União Federal, 0,075% à demais 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

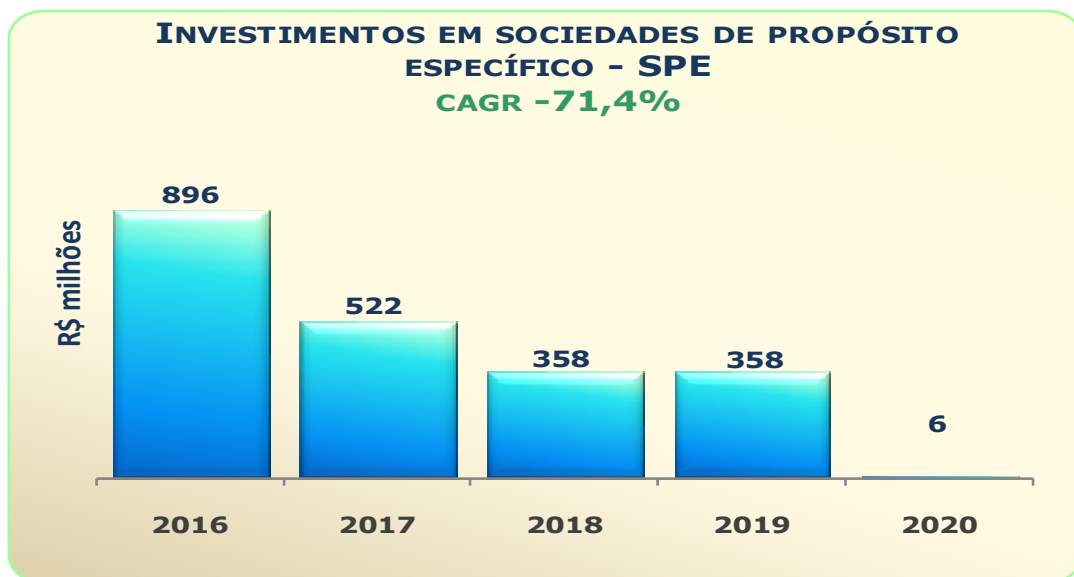
No ano de 2020, os investimentos corporativos para a expansão e modernização da capacidade produtiva da Companhia, totalizaram R\$ 613,2 milhões, uma redução de 0,8% em relação ao ano de 2019. Este montante está

assim distribuído: R\$ 69,9 milhões em geração de energia; R\$ 459,9 milhões em obras do sistema de transmissão; e R\$ 83,4 milhões em outros gastos de infraestrutura. 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 2020, os investimentos realizados em Sociedades de Propósito Específico (SPEs) totalizaram apenas R\$ 6,0 milhões. A redução ocorrida nos aportes de recursos em SPEs, deu-se em razão da conclusão das construções desses empreendimentos e sua entrada em operação comercial. O gráfico a seguir apresenta os montantes anuais investidos pela Chesf em SPE ao longo dos últimos cinco anos.



CONJUNTURA ECONÔMICA

Em 2019, apesar de ter registrado a menor taxa de crescimento dos últimos três anos, a economia brasileira foi capaz de manter o perfil de expansão iniciado em 2017 após a recessão ocorrida entre 2014 e 2016. O ano de 2020, entretanto, impôs grandes desafios a todas as economias ao redor do mundo: a crise sanitária decorrente da pandemia de Covid-19 e a crise econômica resultante tanto desta crise sanitária como das medidas necessárias para sua contenção. Assim, a produção de bens e serviços no Brasil encerrou 2020 registrando uma retração de 4,1%. Ainda sob controle, a inflação encerrou o ano em 4,52% – excedendo, pelo segundo ano consecutivo, o centro da meta (4%), mas permanecendo dentro do limite, que suporta até 1,5 ponto percentual acima do centro.

Como resultado da forte retração da indústria e do setor de serviços, pela ótica da oferta, e do consumo das famílias e do investimento em capital fixo, pela ótica da demanda, a economia brasileira registrou uma contração de 4,1% em 2020 de acordo com o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Dentre os efeitos mais severos da pandemia de Covid-19 sobre a produção, o setor automobilístico chegou a interromper as atividades nos meses de maio e junho e os serviços de alimentação e alojamento, por exemplo, oscilaram durante todo o ano de acordo com a flexibilização permitida pelas autoridades públicas em resposta ao estágio da pandemia. Embora uma recuperação de 7,7% na atividade econômica tenha sido registrada no terceiro trimestre, esta não foi suficiente para cobrir as duas quedas sucessivas de 1,5% e 9,7% ocorridas no primeiro e no segundo trimestres, respectivamente, nem será suficiente para garantir um resultado positivo no fechamento do ano de acordo com as projeções.

O mercado de trabalho também oscilou fortemente em decorrência das medidas de contenção da pandemia, seguindo os movimentos de fechamento e reabertura da economia determinados pelas autoridades e a possibilidade de suspensão temporária de contratos permitida pela flexibilização das regras trabalhistas durante a crise sanitária. Com o mercado deteriorado pela destruição de postos de trabalho e pelo crescimento da informalidade, o ciclo de queda do desemprego iniciado em 2018 foi interrompido: a taxa média de desocupação encerrou o ano em 13,5%, contra 11,9% em 2019.

A inflação, medida pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), registrou novo crescimento em 2020, encerrando o ano em 4,52%. O patamar está acima tanto da meta de 4% estabelecida pelo Banco Central do Brasil – apesar de ainda estar dentro do limite estabelecido, que vai até 1,5 ponto percentual acima do centro – como da expectativa divulgada pelo próprio Banco Central no mês de junho, quando os efeitos da pandemia já estavam disseminados, de que o indicador encerraria o ano em 1,53%. A pressão inflacionária foi impulsionada no segundo semestre e decorreu principalmente da alta nos preços dos alimentos (14,09%) e da energia elétrica (9,14%), após a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) ter antecipado a volta da bandeira vermelha de janeiro de 2021 para dezembro de 2020 em razão da baixa dos reservatórios.

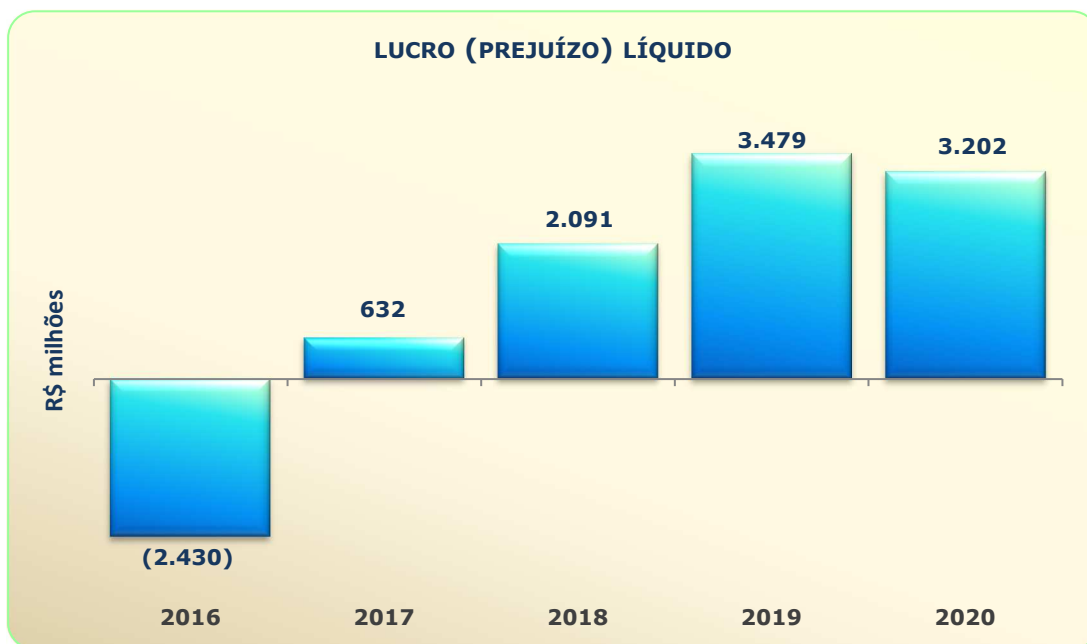
Apesar da conjuntura econômica desfavorável, o ano de 2020 foi positivo para a estratégia de agregação de novas receitas para a CHESF. No mês de maio, o processo de incorporação da Sociedade de Propósito Específico (SPE) Transmissora Delmiro Gouveia (TDG) foi aprovado em Assembleia Geral dos Acionistas da Companhia. Essa incorporação deve agregar R\$ 31,4 milhões em Receita Anual Permitida (RAP), de acordo com os valores estabelecidos pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.725/2020, para o ciclo tarifário 2020-2021. Além disso, as obras de Transmissão concluídas ao longo de 2020 acrescentaram R\$ 21,8 milhões ao faturamento anual da Companhia, também de acordo com os valores estabelecidos pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.725/2020. No segmento de Geração, a Usina de Energia Eólica (UEE) Casa Nova A foi energizada em fase de teste em setembro de 2020. A venda da energia produzida pela UEE deve agregar cerca de R\$ 12 milhões por ano à receita da CHESF.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

O desempenho econômico-financeiro está sendo apresentado em conformidade com as demonstrações financeiras da Companhia dos exercícios de 2016 a 2020.

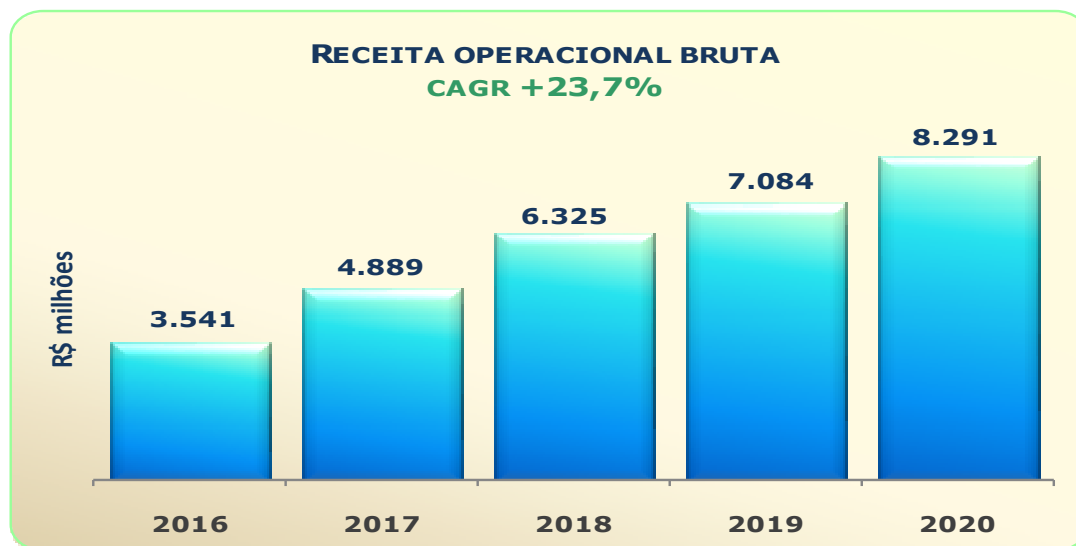
RESULTADO DO EXERCÍCIO

A Companhia registrou no exercício de 2020 um lucro de R\$ 3.202,0 milhões (R\$ 3.479,1 milhões em 2019), representando uma redução de 8,0% em relação ao ano anterior.



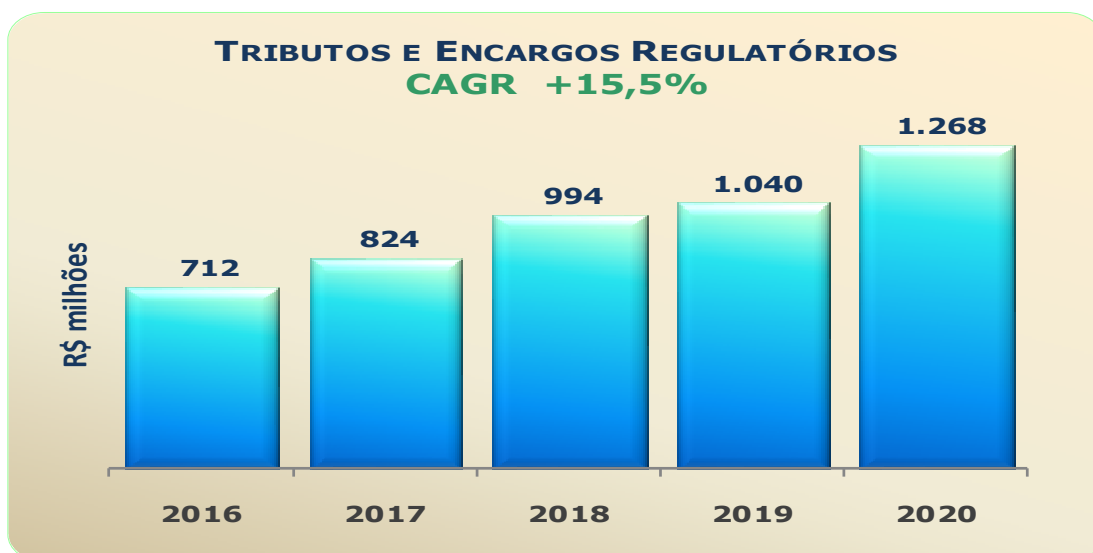
RECEITA OPERACIONAL BRUTA – ROB

A Companhia registrou em 2020 uma receita operacional bruta de R\$ 8.290,9 milhões (R\$ 7.083,7 em 2019), apresentando uma variação positiva de 17,0% 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\$ 1.220,6 milhões). No período de 2016 a 2020, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de +23,7%.



TRIBUTOS E ENCARGOS REGULATORIOS SOBRE VENDAS

Os tributos e encargos regulatórios sobre vendas totalizaram R\$ 1.267,8 milhões no ano de 2020 representando um aumento de 21,8% em relação ao exercício anterior. Deste total, R\$ 834,3 milhões correspondem a impostos e contribuições sociais e R\$ 433,5 milhões a encargos regulatórios. A Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) no período de 2016 a 2020 foi de +15,5%.



RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA - ROL

A receita operacional líquida (ROL), que considera as deduções de impostos e encargos setoriais, apresentou um crescimento de 16,2% em relação ao exercício anterior, passando de R\$ 6.043,2 (em 2019) para R\$ 7.023,1 (em 2020). Os indicadores responsáveis por este crescimento são os mesmos que afetaram a ROB. De 2016 a 2020, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi +25,7%.



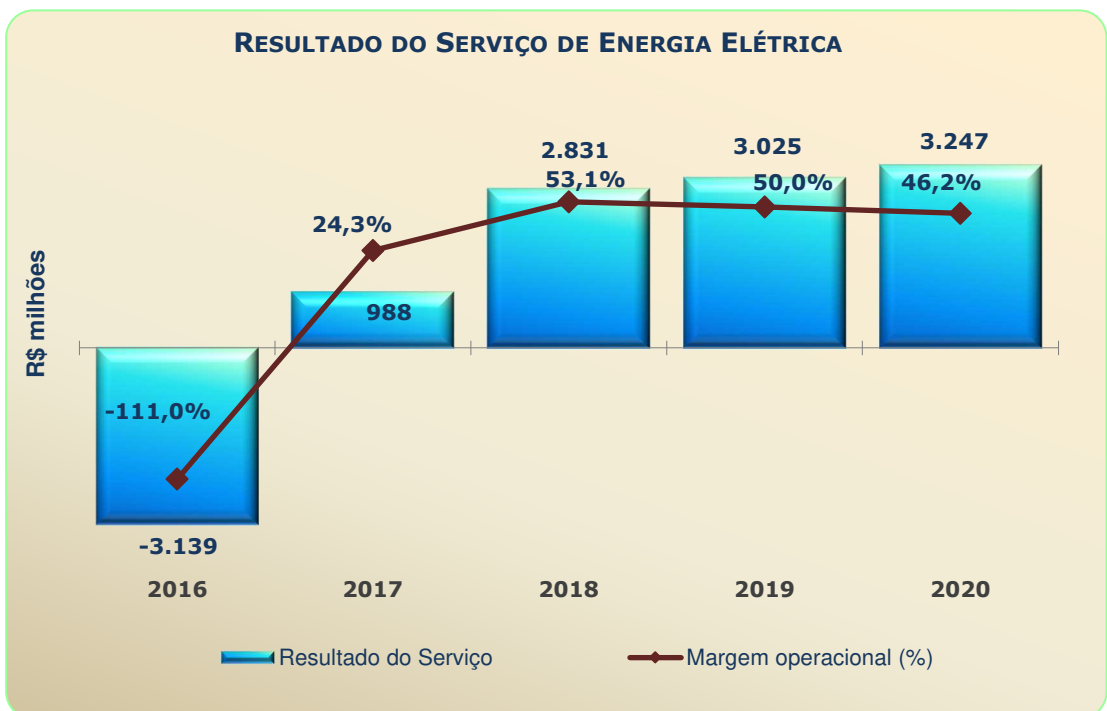
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 3.775,8 milhões no exercício de 2020, apresentando um crescimento de R\$ 757,1 milhões (25,1%) em relação ao exercício anterior. Esse crescimento foi decorrente do aumento da provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 212,9 milhões); da variação negativa apurada no registro da provisão/reversão de impairment (R\$ 175,9 milhões); da variação positiva apurada no registro da provisão para perdas na realização de investimentos (R\$ 320,3 milhões); do aumento da provisão para contingências (R\$ 313,8 milhões); da variação negativa apurada no registro da provisão/reversão contrato oneroso (R\$ 193,4 milhões); do aumento nos custos de energia elétrica comprada pra revenda (R\$ 52,8 milhões); do aumento dos custos de encargos de uso de rede elétrica (R\$ 95,2 milhões); e redução de gastos com pessoal (R\$ 303,0).



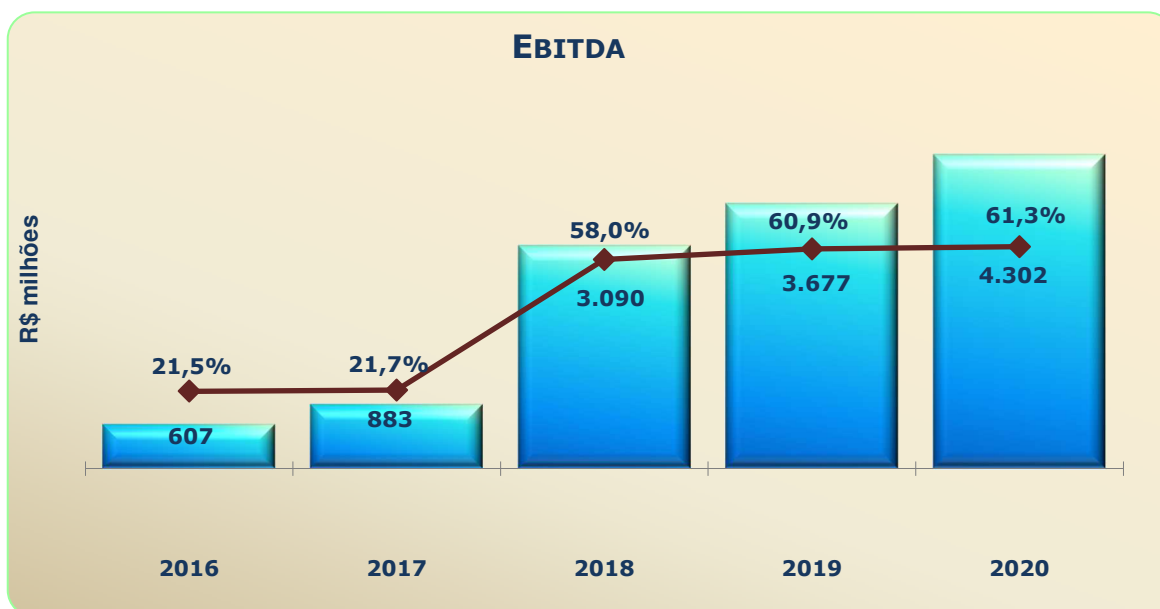
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA E MARGEM OPERACIONAL

O resultado do serviço (EBIT) foi positivo em R\$ 3.247,3 milhões, representando um aumento de 7,4% em relação ao montante de R\$ 3.024,6 milhões obtido em 2019. Com este resultado, a margem operacional do serviço (razão entre o resultado do serviço e a receita operacional líquida) passou de 50,0% em 2019, para 46,2% em 2020.



GERAÇÃO OPERACIONAL DE CAIXA (EBITDA)

A geração operacional de caixa, expressa pelo EBITDA, foi R\$ 4.302,1 milhões em 2020, contra o montante de R\$ 3.677,4 milhões em 2019. A margem EBITDA (razão entre o EBITDA e a Receita operacional líquida) foi de 61,3% em 2020 contra 60,9% obtida em 2019.



	(R\$ milhões)	
DEMONSTRAÇÃO DO EBITDA	2019	2020
Lucro líquido	3.479,1	3.202,0
(+) Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro líquido	(178,9)	323,4
(+) Despesas (receitas) financeiras líquidas	(111,5)	(279,0)
(+) Depreciação	382,7	385,3
(=) EBITDA	3.571,4	3.631,8
(+) Receitas financeiras	247,7	459,7
(+) Provisões para contingências	416,9	730,7
(+) Reversão Impairment	(699,1)	(523,2)
(+) Provisões para perda na realização de investimentos	262,1	(58,2)
(+) Contrato oneroso	(132,1)	61,3
(+) Outras Provisões	10,5	0,0
(=) EBITDA Ajustado	3.677,4	4.302,1

FINANCEIRO

O resultado financeiro do exercício de 2020 foi de R\$ 279,0 milhões, contra um montante de R\$ 111,5 milhões registrados em 2019, cuja composição está demonstrada a seguir:

	(R\$ milhões)	
	2019	2020
Receitas (despesas) financeiras		
Resultado de aplicações financeiras	57,8	71,2
Variações monetárias e acréscimos moratórios - energia vendida	133,8	294,9
Encargos de dívida dos empréstimos e financiamentos	(89,2)	(81,3)
Variações monetárias de empréstimos e financiamentos	(0,6)	(6,9)
Outras receitas (despesas) financeiras	9,8	1,1
(=) Resultado financeiro líquido	111,5	279,0

FINANCIAMENTOS, EMPRÉSTIMOS E DEBÊNTURES

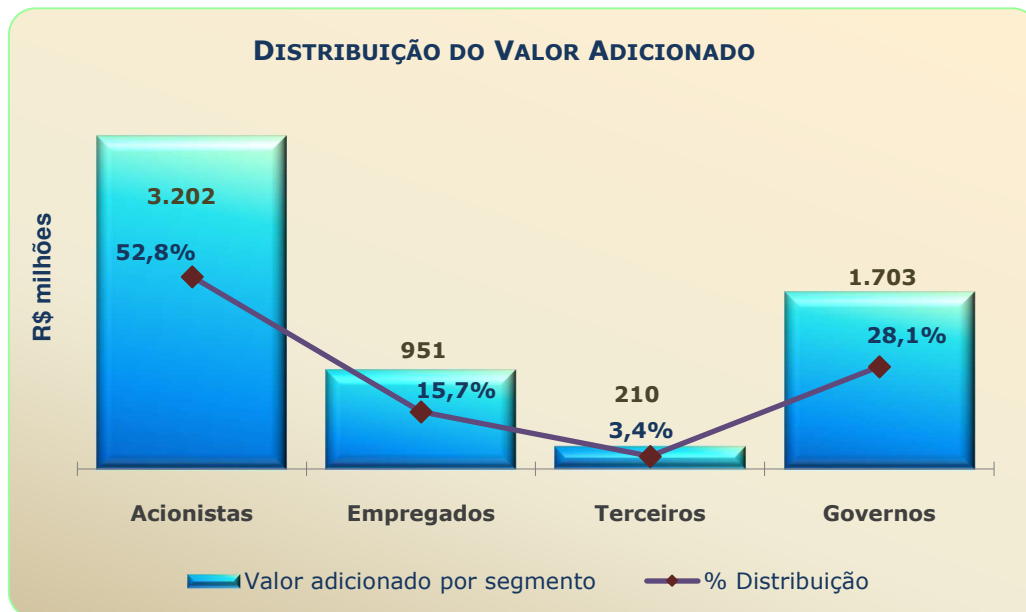
O endividamento bruto, que inclui os encargos contabilizados e o principal da dívida com instituições financeiras, encerrou no exercício com R\$ 1.252,8 milhões, um aumento de 6,3% em relação aos R\$ 1.178,1 milhões de 2019.

A posição da dívida líquida (financiamentos, empréstimos e debêntures, deduzidos das disponibilidades) apresentou ao final do exercício, o saldo negativo de R\$ 836,0 milhões, que demonstra a condição superavitária de caixa e equivalentes de caixa em relação ao endividamento bruto da companhia, conforme demonstrado a seguir:

FINANCIAMENTOS, EMPRÉSTIMOS E DEBÊNTURES			
Dívida Bruta	(R\$ milhões)		
	2019	2020	Δ%
Curto prazo – moeda nacional	223,0	239,3	7,3
Longo prazo – moeda nacional	955,1	1.013,5	6,1
Dívida Bruta Total	1.178,1	1.252,8	6,3
(-) Caixa e equivalentes de caixa e TVM	1.091,1	2.088,8	91,4
Dívida líquida	87,0	(836,0)	(1.060,8)

VALOR ADICIONADO

O valor econômico gerado pela Companhia em 2020 foi de R\$ 6.066,1 milhões, contra R\$ 5.867,4 milhões gerados em 2019, agregando valor aos seguintes segmentos da sociedade, conforme distribuição a seguir: salários, encargos e benefícios aos empregados (15,7%); impostos, taxas e contribuições aos governos federal, estaduais e municipais (28,1%); terceiros (3,4%); e lucro aos acionistas (52,8%).



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 países.

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.

PLANEJAMENTO 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.

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

- Implantação e acompanhamento do planejamento estratégico de longo prazo da Chesf que norteie a Organização para o seu crescimento nos próximos 15 anos, utilizando a projeção de cenários e diagnóstico interno;
- Proposição e implantação de metodologia de governança e gestão da estratégia;
- Implantação do processo de monitoramento contínuo para alcance da estratégia.

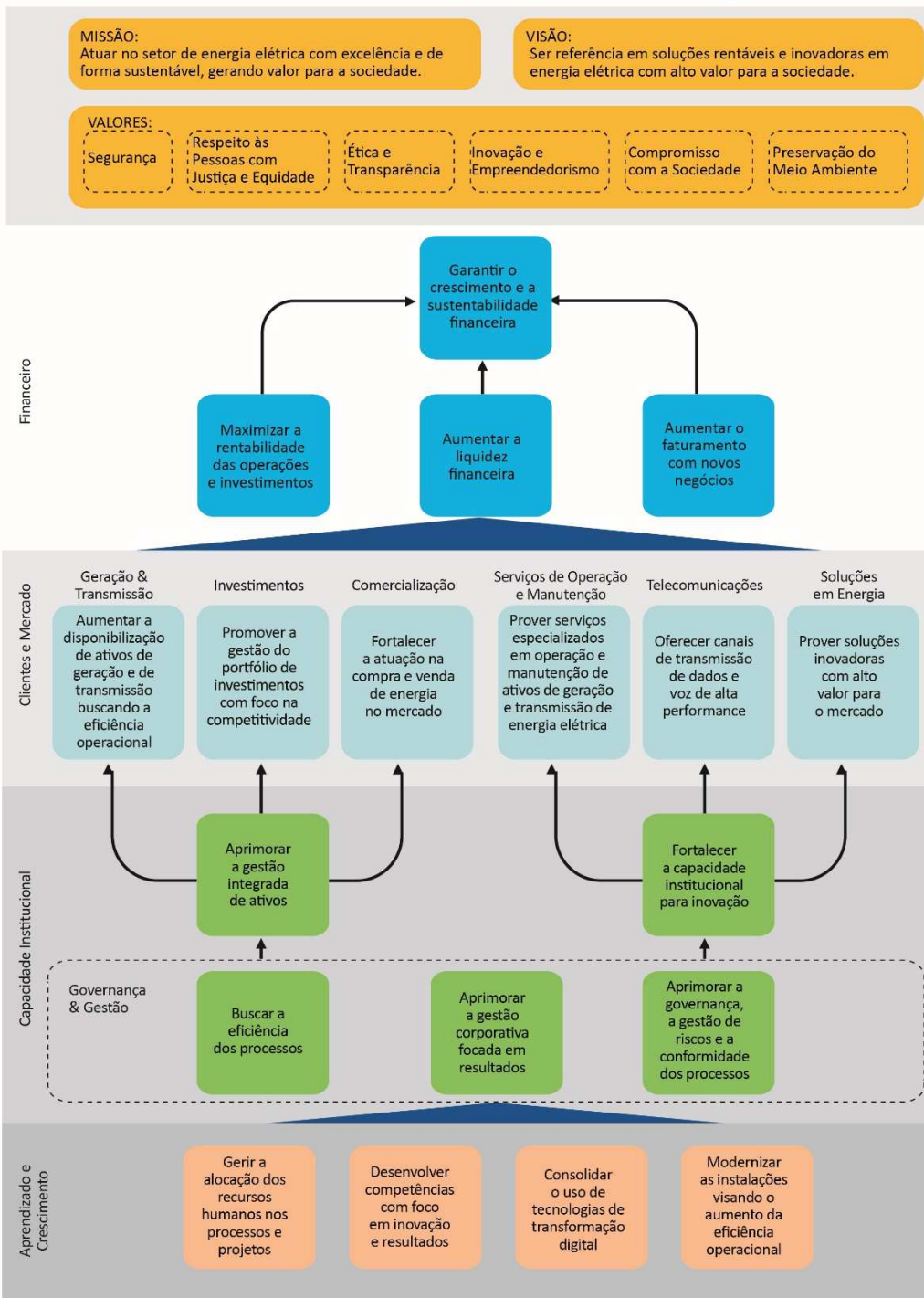
Como resultado do trabalho do Planejamento Estratégico, previsto nos instrumentos normativos da Empresa, implantamos um Mapa Estratégico que considera os principais desafios do atual cenário do Setor Elétrico nacional.

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 e Conselho de Administração, para monitoramento do Plano de Negócios e Gestão (PNG). Além deste acompanhamento, periodicamente também são realizadas Reuniões de Avaliação da Estratégia onde são acompanhados os Objetivos, Indicadores e Projetos do Planejamento Estratégico de Longo Prazo da Companhia. Dessa forma, a Chesf realiza o controle dos desvios entre as metas e os resultados apurados, atuando sobre ocorrências e melhorando o desempenho empresarial.

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

MAPA ESTRATÉGICO - Chesf 2020-2035



GESTÃO PELA QUALIDADE TOTAL

Em 2020, 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, potencia 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.

RECURSOS HUMANOS

Em 2020 foram computadas também 258 ações educacionais, totalizando 385.897 horas e envolvendo 3.041 empregados (ou 95,24% do quadro de pessoal - Para cálculo dos Indicadores de Educação Corporativa, o quadro efetivo de funcionários considerado é relativo ao ano de 2019) ações educacionais englobam cursos de longa duração (como especializações e mestrados) congressos, seminários, workshops e outras ações educacionais.

Tais resultados foram possíveis devido ao aumento no uso de soluções criativas, como o incentivo à atuação do empregado educador, o uso de videoconferências, cursos online (síncronos e assíncronos), a ampliação de número de vagas por ação educacional, quando possível, as parcerias com instituições diversas para ações gratuitas, ampliação de cursos fornecidos na plataforma de educação da empresa 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 Programa de Educação Corporativa da Companhia – PEC visa à melhoria contínua de processos e aprimoramento profissional dos seus empregados. Assim, foram ministradas 2.928 horas em cursos de longa duração (Graduações, Especializações, Mestrados e Doutorados), 1.065 horas em congressos, seminários e simpósios, 3.283 horas em cursos de idiomas, além de 62.349 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, Gestão e Apuração da Ética Pública, Assédios: Atenção Organizações – On Line, Gestão e Apuração Ética Pública Avançado, XXI Seminário Ética na Gestão e Enfrentamento ao Assédio Moral no trabalho.

Com apoio do Serviço Nacional da Indústria – Senai e outras empresas e com instrutoria interna, são feitos cursos técnicos, tais como: NR-10 Básico; NR-10 Complementar; NR-10 Reciclagem Integrada; NR-33 Espaço Confinado Supervisor, NR-33 Espaço Confinado Trabalhador e NR-05 Cipa. 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, Operação de Drones e Certificação de Operadores.

O Sistema de Gestão de Desempenho – SGD, em sua etapa de avaliação do Ciclo 2019, foi retomado no início de 2020. Para este ciclo, foram utilizadas as metas empresarial e de equipe e as competências vinculadas aos cargos dos empregados. Como inovação, tem-se o uso do sistema informatizado SAP, que trouxe maior acessibilidade aos usuários finais. Paralelamente, vem ocorrendo a remodelagem do SGD para o ciclo de 2021, com elaboração em conjunto com as demais empresas Eletrobras de novas competências e evidências, mais aderentes à realidade do mercado.

Foi aprovada a Política de Seleção e Nomeação Gerencial das Empresas Eletrobras, que tem como objetivo estabelecer critérios e diretrizes para o preenchimento de vagas em nível gerencial, por meio de processo seletivo a ser realizado de forma íntegra, meritocrática. Os primeiros processos serão realizados em 2021.

Durante o ano de 2020, também foi retomada a oferta do Programa de Estágio da Chesf. Ao oferecer oportunidades de estágios, a Companhia cumpre seu papel de desenvolvimento junto à sociedade. Destaca-se que a cultura empresarial permanece sendo permeada por valores dos estagiários – inovação, proatividade, entusiasmo – que são tão comuns no início da formação profissional. Por meio de um pregão eletrônico realizado no fim do ano de 2019, foi contratado o Centro de Integração Empresa Escola – CIEE como agente integrador e foram ocupadas 60 vagas disponíveis nas mais diversas formações acadêmicas.

Outro destaque implementado em 2020 foi o trabalho focado no desenvolvimento organizacional, utilizando como ferramenta o Personal Development Analysis – PDA. Durante o ano, foi ampliado o número de profissionais da Superintendência de Gestão de Pessoas certificados nessa metodologia e, a partir daí, foram realizadas análises de 227 perfis comportamentais. A ferramenta foi aplicada na seleção dos estagiários, no suporte à mobilidade das pessoas, em trabalho específico em unidade organizacional na localidade de Teresina e na reestruturação

organizacional em unidade específica na Sede, em Recife. Foi implementada também um projeto específico para desenvolvimento de gestores do Centro de Serviços Compartilhados – CSC e no mapeamento de perfis dos empregados do DGCL, em Recife.

Aliado à inovação inerente ao trabalho, ressalta-se que os feedbacks recebidos das áreas clientes validam a importância de sua aplicabilidade, além de proporcionar maior engajamento das equipes aos resultados organizacionais e, principalmente, promover o desenvolvimento individual e das equipes envolvidas.

No período de 05 a 09 de outubro de 2020 ocorreu a I Olimpíada de Inovação da Eletrobras, que teve como objetivo incentivar a execução de projetos inovadores capitaneados pelos próprios empregados, por meio da identificação de problemas ou oportunidades. O projeto liderado pela Chesf, o “VALORIZE e SE”, foi um dos quatro selecionados para prototipação, que tem como principal propósito estimular um ambiente de trabalho saudável, despertar sentimentos de valorização e de pertencimento, transmitir energia positiva, além de encurtar distâncias ao valorizar os outros e se valorizar.

O VALORIZE e SE é um jogo virtual que permitirá aos empregados participantes o registro de elogios a qualquer profissional da Companhia, em reconhecimento ao trabalho prestado por seu colega, sem restrição entre equipes e níveis hierárquicos. Junto com o elogio, o empregado doa pontos, denominados elétrons, que podem se transformar em prêmios.

As ações da saúde e segurança do trabalho no ano de 2020 foram centradas na definição de procedimentos e cumprimento dos protocolos para a prevenção ao novo coronavírus, dentro de um cenário de pandemia mundial. A Chesf empreendeu diversas ações para evitar a contaminação tanto na própria Empresa, quanto nas suas contratadas. Na medida do possível, ações de promoção e preservação da saúde e qualidade de vida, bem como de prevenção de acidentes do trabalho, foram realizadas, mesmo no cenário de pandemia.

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 2020, foram investidos mais de R\$ 36 milhões em projetos e ações sociais, destinados para as áreas de Saúde, Educação, Segurança Alimentar 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 2020 são:

- Projeto Lagos do São Francisco, executado pela 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 os municípios Sobradinho, Casa Nova, Sento Sé, Remanso e Pilão Arcado (BA), 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;

- 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 2020, o Programa de Voluntariado Empresarial da Chesf, formado por empregados da Companhia, expandiu sua atuação para todas as regionais da Empresa, promovendo campanha de arrecadação e distribuição de cestas básicas e kits de higiene e limpeza para famílias em condições de vulnerabilidade social, em todo o Nordeste, e também para dez Instituições de Longa Permanências de Idosos (ILPI) em Recife, municípios da região metropolitana e Salvador, beneficiando 255 idosos.

Na campanha do Natal Solidário foram arrecadadas 485 cestas básicas que foram entregues para empregados terceirizados e famílias de comunidades e, 1.031 brinquedos para crianças, moradoras de comunidades do entorno das suas instalações. Para estas ações, a Chesf contou com a parceria da ONG Comitê da Cidadania dos Chesfianos de Recife e da ONG Comitê da Cidadania dos Chesfianos de Salvador.

Também participou da Campanha Banho do Bem, em parceria com a ONG PROSOL, com doação itens de higiene pessoal para moradores de rua do Recife (PE). Por meio da Campanha Doar Faz Bem, arrecadou 80 cestas básicas que foram destinadas à ONG GTP+ (Grupo de Trabalho em Prevenção Positivo) que atende mulheres soropositivas em Recife.

Em virtude da vulnerabilidade da população diante da pandemia do novo coronavírus, a Chesf destinou R\$ 120 mil para doações de cestas básicas as comunidades do entorno de suas instalações na região Nordeste.

Além das medidas e protocolos para garantia dos serviços de geração e transmissão de energia elétrica essenciais para o Brasil, a Chesf também contribuiu com o combate à Covid-19 por meio de doação à campanha Salvando Vidas, capitaneada pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. Para essa campanha, a Chesf aportou R\$ 3 milhões, que foram destinados a hospitais do Sistema Único de Saúde, localizados no Nordeste, para aquisição de kits de proteção para o profissional de saúde, como touca, óculos de proteção, máscara cirúrgica, avental de manga longa, luvas, oxímetro de pulso, estetoscópio e aparelho de pressão.

Em 2020, a Chesf destinou recursos financeiros por meio de leis incentivos fiscais no valor de R\$ 1.350.000,00 para os Fundos Estadual e Municipal de Defesa dos Direitos da Criança e do Adolescente e da Pessoa Idosa. Por meio destes fundos, projetos são apoiados na área de Saúde e Educação.

CHESF EM NÚMEROS

Atendimento	2020	2019	%
Número de empregados	3.162	3.193	-0,97%
Operacionais	2020	2019	
Número de usinas em operação (*)	15	14	-
Número de subestações	141	143	-1,40%
Linhas de transmissão (Km)	21.491,9	21.252,6	1,13%
Capacidade instalada (MW)	10.347,4	10.323,4	-
Financeiros	2020	2019	
Receita operacional bruta (R\$ mil)	8.341,5	7.083,7	17,8%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	7.073,8	6.043,2	17,1%
Margem operacional da atividade líquida (%)	32,2%	32,2%	0,0%
EBITDA OU LAJIDA	4.352,7	3.677,4	18,4%
Lucro líquido (R\$ mil)	2.364,2	3.479,1	-32,0%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	13.029,2	14.991,2	-13,1%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	18,1%	23,2%	-

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:

(Valores expressos em milhares de reais)

1 - Geração e Distribuição de Riqueza	Em 2020:		Em 2019:			
	6.066.069	5.867.407				
Distribuição do Valor Adicionado	28,07% governo	16,68% empregados	16,03% governo	21,95% empregados		
A Demonstração do Valor Adicionado - DVA está apresentada, na íntegra, no conjunto das Demonstrações Contábeis.	52,79% acionistas	3,46% terceiros	59,30% acionistas	2,72% terceiros		
2 - RECURSOS HUMANOS						
2.1 - Remuneração						
	Em 2020:		Em 2019:			
Folha de pagamento bruta (FPB)	768.095	1028.346				
- Empregados	764.446	1021.744				
- Administradores	3.649	6.602				
Relação entre a maior e a menor remuneração:						
- Empregados	32,3	33,2				
- Administradores	12	1,1				
2.2 - Benefícios Concedidos						
	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL
Encargos Sociais	181.673	23,7%	2,6%	225.492	21,9%	3,7%
Alimentação	44.448	5,8%	0,6%	57.144	5,6%	0,9%
Transporte	52	0,0%	0,0%	368	0,0%	0,0%
Previdência privada	47.935	6,2%	0,7%	60.738	5,9%	1,0%
Saúde	82.283	10,7%	1,2%	120.688	11,7%	2,0%
Segurança e medicina do trabalho	1.917	0,2%	0,0%	2.301	0,2%	0,0%
Educação e Creche	14.823	1,9%	0,2%	17.832	1,7%	0,3%
Cultura	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Capacitação e desenvolvimento profissional	2.457	0,3%	0,0%	1.196	0,1%	0,0%
Creches ou auxílio creche	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Participação nos lucros ou resultados	119.342	15,5%	1,7%	120.700	11,7%	2,0%
Outros	798	0,1%	0,0%	16.968	1,7%	0,3%
Total	495.728	64,5%	7,1%	623.427	60,6%	10,3%
2.3 - Composição do Corpo Funcional						
Nº de empregados no final do exercício	3.162		3.193			
Nº de admissões	8		1			
Nº de demissões	39		357			
Nº de estagiários no final do exercício	55		54			
Nº de empregados portadores de necessidades especiais no final do exercício	142		144			
Nº de prestadores de serviços terceirizados no final do exercício	-		1			
Nº de empregados por sexo:						
- Masculino	2.582		3.097			
- Feminino	580		744			
Nº de empregados por faixa etária:						
- Menores de 18 anos	-		-			
- De 18 a 35 anos	322		497			
- De 36 a 60 anos	2.264		2.630			
- Acima de 60 anos	576		714			
Nº de empregados por nível de escolaridade:						
- Analfabetos	-		-			
- Com ensino fundamental	217		221			
- Com ensino médio	354		356			
- Com ensino técnico	894		1.015			
- Com ensino superior	1.249		1.446			
- Pós-graduados	448		449			
Percentual de ocupantes de cargos de chefia, por sexo:						
- Masculino	79,0%		80,0%			
- Feminino	21,0%		20,0%			
2.4 - Contingências e Passivos Trabalhistas:						
Nº de processos trabalhistas movidos contra a entidade	226		554			
Nº de processos trabalhistas julgados procedentes	463		290			
Nº de processos trabalhistas julgados improcedentes	228		945			
Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça	76		217			

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	1.000	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Cultura	780	0,0%	0,0%	1.193	0,0%	0,0%
Saúde e infraestrutura	32.663	0,9%	0,5%	56.287	1,7%	0,9%
Esporte e lazer	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Alimentação	125	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Geração de trabalho e renda	1.600	0,0%	0,0%	1.600	0,0%	0,0%
Reassentamento de famílias	-	0,0%	0,0%	14.689	0,4%	0,2%
Total dos investimentos	36.168	1,0%	0,5%	73.769	2,2%	1,2%
Tributos (excluídos encargos sociais)	1597.651	45,3%	22,7%	869.259	26,3%	14,4%
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	183.091	5,2%	2,6%	109.277	3,3%	1,8%
Total - Relacionamento com a comunidade	1.816.910	51,5%	25,9%	1.052.305	31,9%	17,4%
3.2 - Interação com os Fornecedores	São exigidos controles sobre:					
Critério de responsabilidade social utilizados para a seleção de seus fornecedores	Riscos ambientais, condições ambientais de trabalho, controle médico de saúde ambiental, prática de trabalho noturno, perigoso ou insalubre de menores de 18 anos; nem menores de dezesseis anos em qualquer atividade, salvo na condição de menor aprendiz.					
4 - Interação com o Meio Ambiente	Em 2020:			Em 2019:		
	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	5.742	0,2%	0,1%	7.696	0,2%	0,1%
Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	2.041	0,1%	0,0%	3.266	0,1%	0,1%
Investimentos e gastos com a educação ambiental para empregados, terceirizados, autônomos e administradores da entidade	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Investimentos e gastos com educação ambiental para a comunidade	1.398	0,0%	0,0%	1.354	0,0%	0,0%
Investimentos e gastos com outros projetos ambientais	81	0,0%	0,0%	170	0,0%	0,0%
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade	4	0,0%	0,0%	3	0,0%	0,0%
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativas e/ou judicialmente	-	0,0%	0,0%	83	0,0%	0,0%
Passivos e contingências ambientais	506	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Total da Interação com o meio ambiente	9.768	0,3%	0,1%	12.569	0,4%	0,2%
5 - Outras informações	Em 2020:			Em 2019:		
Receita Líquida (RL)	7.023.092			6.043.223		
Resultado Operacional (RO)	3.525.446			3.300.220		

Recife, 08 de junho de 2021

A Administração

BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020, 2019 E 2018

(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2020	31/12/2019 (Reapresentado)	01/01/2019 (Reapresentado)
ATIVO				
CIRCULANTE				
Caixa e equivalência de caixa	5	9.256	1.312	159.954
Títulos e valores mobiliários	6	2.079.294	1.089.603	153.382
Consumidores, concessionárias e permissionárias	8	2.124.067	1.532.167	996.472
Tributos e contribuições a recuperar	9	255.129	823.348	608.787
Cauções e depósitos vinculados	11	31.890	32.876	15.761
Almoarifado	12	89.610	82.337	77.353
Serviços em curso	13	332.140	361.709	320.967
Dividendos a receber	14	27.108	15.853	19.704
Fachesf Saúde Mais	15	76.806	65.854	35.182
Outros ativos circulantes	18	193.529	188.181	183.559
		5.218.829	4.193.240	2.571.121
Ativos não circulantes mantidos para venda	17	-	125.816	175.651
		5.218.829	4.319.056	2.746.772
NÃO CIRCULANTE				
Realizável a Longo Prazo				
Consumidores, concessionárias e permissionárias	8	-	-	8.413
Tributos e contribuições a recuperar	9	201.189	198.689	202.176
Tributos diferidos	10	1.035.146	421.787	-
Títulos e valores mobiliários	6	210	202	193
Cauções e depósitos vinculados	11	488.241	695.538	627.007
Benefícios para reinvestimento	7	32.983	32.131	-
Adiantamentos a investidas (AFAC)	16	-	66.200	275.529
Outros ativos não circulantes	18	25.911	20.504	30.349
		1.783.680	1.435.051	1.143.667
Investimentos	19	6.117.611	6.090.401	6.185.728
Imobilizado	20	12.046.993	11.725.556	11.662.228
Em serviço		56.543.955	56.582.897	56.531.774
(-) Reintegração acumulada		(39.318.621)	(38.298.370)	(37.035.192)
Em curso		4.039.272	3.643.725	3.415.104
(-) Provisão MP 579		(8.016.593)	(8.362.488)	(8.710.155)
Impairment		(1.201.020)	(1.840.208)	(2.539.303)
Intangíveis	21	913.227	905.193	76.615
Em serviço		567.267	565.761	16.733
Em curso		345.960	339.432	59.882
		20.861.511	20.156.201	19.068.238
TOTAL DO ATIVO		26.080.340	24.475.257	21.815.010

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020, 2019 E 2018

(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2020	31/12/2019 (Reapresentado)	01/01/2019 (Reapresentado)
PASSIVO				
Circulante				
Fornecedores	22	404.181	474.828	297.419
Folha de pagamento		4.815	5.117	59
Tributos e contribuições sociais	23	149.398	845.723	701.173
Financiamentos e empréstimos	24	228.033	212.100	555.721
Outras provisões operacionais	26	120.382	91.774	99.304
Remuneração aos acionistas	44	1.807.003	1.175.647	158.680
Obrigações estimadas	27	104.510	122.504	127.765
Incentivo ao desligamento de pessoal	28	122.420	105.700	100.672
Benefícios pós-emprego	29	149.177	120.649	116.042
Encargos setoriais	30	73.516	153.334	133.658
Debentures	25	11.224	10.923	-
Outros passivos circulantes	31	29.554	28.875	9.702
		3.204.213	3.347.174	2.300.195
Não Circulante				
Tributos diferidos	10	-	-	1.869.445
Financiamentos e empréstimos	24	875.548	815.698	942.480
Benefícios pós-emprego	29	3.522.069	1.621.816	1.059.085
Incentivo ao desligamento de pessoal	28	57.506	113.048	35.305
Encargos setoriais	30	489.939	436.066	408.147
Provisões para contingências	32	3.592.441	3.114.875	2.715.332
Debêntures	25	137.991	139.399	-
Provisão contrato oneroso	33	100.478	39.150	171.269
Obrigações vinculadas à concessão	35	212.804	237.333	265.813
Outros passivos não circulantes	31	20.361	20.105	19.817
		9.009.137	6.537.490	7.486.693
Patrimônio Líquido				
Capital social	36	9.753.953	9.753.953	9.753.953
Reserva de capital	36	4.916.199	4.916.199	4.916.199
Reservas de lucros	36	1.337.702	811.592	328.729
Outros resultados abrangentes	36	(89.771)	2.028.996	1.796.160
Prejuízos acumulados		(2.051.093)	(2.920.147)	(4.766.919)
		13.866.990	14.590.593	12.028.122
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		26.080.340	24.475.257	21.815.010

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019

(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2020	31/12/2019 (Reapresentado)
Operações em continuidade			
RECEITA			
	37		
Fornecimento de Energia Elétrica		585.719	618.668
Suprimento de Energia Elétrica		2.713.160	2.287.656
Energia elétrica de curto prazo		597.206	608.524
Disponibilidade do sistema de transmissão e distribuição		4.373.877	3.545.786
Outras receitas		20.902	23.038
		8.290.864	7.083.672
Tributos			
	37		
ICMS		(94.026)	(97.033)
PIS-PASEP		(129.247)	(106.804)
Cofins		(610.569)	(491.988)
ISS		(460)	(730)
ENCARGOS - PARCELA "A"			
	37		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(65.276)	(56.627)
Outros Encargos - CCEE		97	(97)
Reserva Global de Reversão - RGR		(50.396)	(41.128)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		(74.790)	(66.436)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH		(183.091)	(109.277)
Taxa de Fiscalização da Aneel		(21.722)	(18.742)
Outros Encargos		(38.292)	(51.587)
		(1.267.772)	(1.040.449)
		7.023.092	6.043.223
RECEITA LÍQUIDA			
CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS - Parcela "A"			
	39		
Energia Elétrica Comprada para revenda		(351.735)	(298.903)
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição		(807.515)	(712.357)
		(1.159.250)	(1.011.260)
		5.863.842	5.031.963
RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS			
CUSTOS GERENCIÁVEIS - Parcela "B"			
	39		
Pessoal e Administradores	40	(1.056.497)	(1.359.524)
Material		(32.487)	(39.730)
Serviço de terceiros		(261.257)	(247.794)
Arrendamentos e Aluguéis		(15.328)	(14.832)
Seguros		(13.912)	(12.217)
Doações, Contribuições e Subvenções		(13.896)	(8.475)
Provisões		(520.603)	44.664
(-) Recuperação de Despesas		11.672	5.927
Tributos		(11.043)	(11.818)
Depreciação e Amortização		(385.318)	(382.730)
Gastos Diversos		(317.879)	19.134
		(2.616.548)	(2.007.395)
		3.247.294	3.024.568
RESULTADO DA ATIVIDADE			
Equivalência Patrimonial	19.5	(850)	164.109
Resultado Financeiro			
Receita financeira	41	459.654	247.747
Despesa financeira	41	(180.652)	(136.204)
		3.525.446	3.300.220
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS SOBRE O LUCRO			
Imposto de renda e contribuição social	42	(323.401)	178.893
		3.202.045	3.479.113
LUCRO/PREJUÍZO DO EXERCÍCIO			
	45		
Lucro básico por ação (R\$)		57,28	62,23
Lucro diluído por ação (R\$)		57,28	62,23

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019*(valores expressos em milhares de reais)*

	Notas	31/12/2020	31/12/2019 (Reapresentado)
Lucro do exercício		3.202.045	3.479.113
Outros componentes do resultado abrangente			
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	36	(1.982.159)	(714.318)
Reavaliação de ativos - RBSE	36	(526.858)	(548.194)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos sobre resultado atuarial	36	309.904	352.805
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos		80.346	1.142.543
Outros componentes do resultado abrangente do exercício		(2.118.767)	232.836
Total do resultado abrangente do exercício		1.083.278	3.711.949

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

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

	CAPITAL SUBSCRITO/ REALIZADO	RESERVAS DE CAPITAL	RESERVA DE LUCROS		OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES	PREJUÍZOS ACUMULADOS	TOTAL
			LEGAL	INCENTIVOS FISCAIS			
SALDO EM 31/12/2018	9.753.953	4.916.199	-	5	1.867.704	(4.474.517)	12.063.344
Ajuste do Resultado atuarial com benefício pós-emprego	-	-	-	-	(71.544)	-	(71.544)
Ajuste referente a adequação de política contábil - nota 4.20	-	-	-	-	-	36.322	36.322
Constituição de Reservas	-	-	127.184	201.540	-	(328.724)	-
SALDO EM 01/01/2019 (Reapresentado)	9.753.953	4.916.199	127.184	201.545	1.796.160	(4.766.919)	12.028.122
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	-	-	-	-	(361.513)	-	(361.513)
Reavaliação de Ativos - RBSE	-	-	-	-	594.349	-	594.349
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	3.507.793	3.507.793
Reserva de incentivos fiscais	-	-	-	308.557	-	(282.471)	26.086
Destinação:							
Reserva legal	-	-	174.306	-	-	(174.306)	-
Dividendos mínimos - nota 36	-	-	-	-	-	(757.339)	(757.339)
Dividendos adicionais propostos - nota 36	-	-	-	-	-	(418.225)	(418.225)
Ajuste referente a adequação de política contábil - nota 4.19.2	-	-	-	-	-	(28.680)	(28.680)
SALDO EM 31/12/2019 (Reapresentado)	9.753.953	4.916.199	301.490	510.102	2.028.996	(2.920.147)	14.590.593
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	-	-	-	-	(1.672.255)	-	(1.672.255)
Reavaliação de Ativos - RBSE	-	-	-	-	(446.512)	-	(446.512)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	3.202.045	3.202.045
Reserva de incentivos fiscais	-	-	-	440.034	-	(440.034)	-
Destinação:							
Reserva legal	-	-	86.076	-	-	(86.076)	-
Dividendos mínimos	-	-	-	-	-	(408.858)	(408.858)
Dividendos não distribuídos de exercícios anteriores	-	-	-	-	-	(1.398.023)	(1.398.023)
SALDO EM 31/12/2020	9.753.953	4.916.199	387.566	950.136	(89.771)	(2.051.093)	13.866.990

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019
 (valores expressos em milhares de reais)

	31/12/2020	31/12/2019 (Reapresentado)
Atividades operacionais		
Lucro/Prejuízo antes do imposto de renda e da contribuição social	3.525.446	3.300.220
Despesas (Receitas) que não afetam o caixa:		
Depreciação e amortização	385.318	382.730
Variações monetárias líquidas	(71.980)	(50.297)
Equivalência patrimonial	850	(164.109)
Provisão para contingências	730.738	416.895
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	309.969	97.097
Provisões para perda na realização de investimentos	(58.188)	262.071
Prov. p/ Cred. Liq. Duvidosa - Leniência	-	10.518
Resultado na alienação de investidas	-	(115.030)
Benefícios pós-emprego – ajuste atuarial	125.072	80.417
Atualização de cauções e depósitos vinculados	(16.314)	(9.460)
Atualização de títulos da dívida agrária (TDA)	(165)	(165)
Reversão contrato oneroso	61.328	(132.120)
Provisão para impairment	(523.244)	(699.125)
Participações nos lucros e resultados	28.919	65.341
Encargos financeiros	81.265	89.181
	4.579.014	3.534.164
Encargos financeiros pagos a acionistas e outras partes relacionadas	-	(6.065)
Encargos financeiros pagos a instituições financeiras e outras	(31.748)	(65.869)
Pagamentos à entidade de previdência privada	(180.688)	(164.545)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(663.575)	(757.996)
Pagamento de participações nos lucros ou resultados	(120.700)	(72.871)
Depósitos vinculados a litígios	186.523	(55.044)
Variações nos Ativos e Passivos		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(901.869)	(624.379)
Almoxarifado	(7.273)	(4.984)
Tributos e contribuições sociais	(13.541)	74.414
Adiantamentos a empregados	(1.163)	(6.389)
Cauções e depósitos vinculados	38.074	(21.142)
Serviços em curso	29.569	(40.742)
Alienação em curso	11.477	5.939
Fachesf Saúde Mais	(10.952)	(30.672)
Fornecedores	(70.647)	177.409
Obrigações estimadas	(17.994)	(5.261)
Encargos setoriais	(25.945)	54.352
Provisão para contingências	(45.776)	(32.189)
Outros ativos e passivos operacionais	29.647	56.691
	(1.796.581)	(1.519.343)
Total das atividades operacionais	2.782.433	2.014.821
Atividades de investimentos		
Aplicações em Ativos Imobilizado e Intangível	(613.094)	(618.234)
Investimentos em participações societárias permanentes	-	(292.368)
Dividendos recebidos	68.301	50.099
Resgates de títulos e valores mobiliários	(989.699)	(936.230)
AFAC em controlada em conjunto	(6.000)	(59.422)
	(1.540.492)	(1.856.155)
Atividades de financiamentos		
Financiamentos e empréstimos obtidos	48.551	98.540
Pagamentos de financiamentos e empréstimos	(162.544)	(394.551)
Remuneração paga aos acionistas	(1.252.820)	(171.619)
Debêntures	(19.141)	150.322
Outros	151.957	-
	(1.233.997)	(317.308)
TOTAL DE EFEITOS NO CAIXA	7.944	(158.642)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	1.312	159.954
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	9.256	1.312
VARIAÇÃO NO CAIXA	7.944	(158.642)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E DE 2019**

(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 3 usinas eólicas, perfazendo uma potência instalada de 10.347,4 MW (10.323,4 MW em 2019) e na atividade de transmissão de energia o sistema é composto por 129 (143 em 2019) subestações e 21.491,9 km (21.252,6 km em 2019) 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 2019) e 203,0 MW (203,0 MW, em 2019), respectivamente. Há também empreendimentos de transmissão compostos por 3.554,0 km (3.590,0 km em 2019) de linhas de transmissão, conforme nota 2.2. Houve redução de 36,0 Km na extensão desses empreendimentos, devido a incorporação dos ativos da SPE TDG Transmissora Delmiro Gouveia S.A., 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.

1.2 - COVID 19**Atividades Operacionais**

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 conforme disposto no Decreto nº 10.282 de 20 de março 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.

Aspectos econômicos e financeiros

Os impactos ao setor elétrico brasileiro decorrentes da crise da COVID-19, até este momento, provavelmente estão resultando na redução de demanda (impactando GSF e preços no Mercado de Curto Prazo - MCP e Ambiente de Contratação Livre - ACL). Entretanto, não houve incremento de inadimplência relacionada à pandemia ou redução significativa das receitas planejadas.

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 ao comando de isolamento, com um forte decréscimo da carga média até o fim de junho, na ordem de 13 GW médios, e a partir de julho apresentando pequenas oscilações, motivados por variações de temperatura e pelo início de flexibilizações ao isolamento em alguns Estados Brasileiros.

Pela ótica física, pode-se concluir que até este momento a redução de demanda será em parte “armazenada” nos reservatórios que têm estado em níveis muito baixos nos últimos anos, tendo grande oportunidade de recuperação quer pela diminuição da carga, quer pela melhora das chuvas durante o período úmido, melhorando a segurança de suprimento. Abaixo seguem os potenciais impactos comerciais que podem ser sentidos pelo setor:

- i. A redução da carga/mercado diminui a necessidade do despacho termoelétrico, impactando o PLD, afetando a comercialização de energia e tarifas ao consumidor;
- ii. Impacta também o GSF, aumentando o deslocamento hidráulico, o que afeta igualmente a comercialização e tarifas;
- iii. Importante notar que o efeito econômico do GSF vai depender de sua composição com PLD-baixo, ou seja, o aumento da exposição ao mercado de curto prazo das hidrelétricas causada pelo maior deslocamento hidráulico pode ser compensado por um menor PLD;
- iv. A redução de mercado impacta a situação financeira das distribuidoras, causada pelo potencial sobrecontratação. Como o excesso de contrato é “vendido” a um PLD reduzido, há uma potencial perda financeira. Esta situação também pode afetar consumidores livres.

Diante do cenário atual, a Companhia vem acompanhando o planejado para as receitas de Geração e Transmissão com o realizado. Até o momento não houve evidências de perdas significativas, sejam operacionais ou financeiras ocorridas por eventual inadimplência.

- **Perdas esperadas de créditos de liquidação duvidosa**

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.

Neste último trimestre a expectativa de risco se alterou para melhor devido à regulamentação da chamada Conta-Covid, que tem como objetivos amortecer os impactos da pandemia do novo Coronavírus nas contas de luz e injetar liquidez nas empresas do setor elétrico. A Conta-Covid endereça os problemas vivenciados pelas distribuidoras ao lhes garantir recursos financeiros necessários para compensar a perda de receita temporária em decorrência da pandemia e proteger o resto da cadeia setorial ao permitir que as distribuidoras continuem honrando seus contratos.

Para o terceiro trimestre de 2020 não houve provisionamento referente aos aspectos relacionados à alteração de risco derivados da pandemia.

- **Avaliação atuarial dos planos de benefício pós-emprego**

Em virtude do cenário econômico nas demonstrações financeiras do segundo trimestre 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. Entretanto para setembro de 2020 não houve alterações significativas que ensejassem novos cálculos de sensibilidade e aguardará para que seja realizada nova avaliação dos passivos atuariais com reflexo nas demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2020.

- **Cumprimento de *covenants***

A Companhia possui cláusulas de *covenants* em alguns de seus contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures. Os principais *covenants* são referentes a: atendimento de certos índices financeiros (Dívida Líquida sobre EBITDA, índice de cobertura sobre serviço da dívida, entre outros), existência de garantias corporativas, requisitos para alteração de controle societário, conformidade às licenças e autorizações necessárias e limitação à venda significativa de ativos.

Ressalta-se que a Companhia segue atenta, e atuando de modo diligente, aos impactos gerados pela pandemia sobre o atendimento atual, bem como, à perspectiva futura de cumprimento das cláusulas contratuais, destacando que não identificou nenhuma inadequação durante o ano corrente até a data base de referência.

- **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.

A Companhia tem convivido por alguns anos com seu valor de mercado abaixo do valor patrimonial, situação que é acentuada em momentos de crise, como a renovação das concessões pela Lei 12.783/2013, e o contrário ocorrendo em momentos de recuperação, como nos últimos 3 anos. Essa situação tem feito a Eletrobras testar ao menos anualmente, durante a última década, a totalidade das suas Unidades Geradores de Caixa (UGC) corporativas.

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 das empresas Eletrobras.

A Companhia mesmo sem identificar impactos significativos em suas operações e receitas relacionadas à pandemia de COVID efetuou a análise e registro de recuperabilidade de alguns de seus ativos conforme divulgado na nota 20.

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 2020 (MW médio/ano) (*)	Data da Concessão / Permissão	Data de Vencimento
Em Serviço:						
006/2004	Paulo Afonso I	São Francisco	180,001	1,239	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Paulo Afonso II	São Francisco	443,000	3,183	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Paulo Afonso III	São Francisco	794,200	33,298	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Paulo Afonso IV	São Francisco	2.462,400	1.328,487	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Apolônio Sales (Moxotó)	São Francisco	400,000	9,956	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Luiz Gonzaga (Itaparica)	São Francisco	1.479,600	630,536	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Xingó	São Francisco	3.162,000	1.553,518	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Funil	de Contas	30,000	9,284	25/08/1961	31/12/2042
006/2004	Pedra	de Contas	20,007	2,998	25/08/1961	31/12/2042
006/2004	Boa Esperança (Castelo Branco)	Parnaíba	237,300	120,599	11/10/1965	31/12/2042
006/2004	Sobradinho	São Francisco	1.050,300	355,296	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 2020 (MW médio/ano) (*)	Data da Concessão / Permissão	Data de Vencimento
Em Serviço:						
220/2014	Casa Nova II (***)	Casa Nova - BA	32,900	9,023	26/05/2014	26/05/2049
225/2014	Casa Nova III (***)	Casa Nova - BA	28,200	8,250	28/05/2014	28/05/2049
7.907/2019	Casa Nova A (**)	Casa Nova - BA	24,000	2,284	01/01/2013	01/01/2043
Em Construção						
7.907/2019	Casa Nova (**)	Casa Nova - BA	153,000	-	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
	SE Elev. Casa Nova A	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:

- 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;
- 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
- 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.

A chamada pública resultou na impossibilidade de se formar parceria, por dissenso quanto à participação societária da Chesf com a valoração de seus ativos e no prazo exíguo para estabelecimento e regularização formal da entrada no negócio exigido pela outra parte envolvida. No entanto, foi apresentada à Chesf, pelas empresas que participaram da etapa final de negociação da Chamada Pública (Pecém Energia S.A. e Energética Camaçari Muricy II S.A.), proposta sugerindo a locação dos bens e instalações da UTE Camaçari durante o período de atendimento aos contratos que as SPE's possuem, qual seja, 15 anos.

Em 30 de agosto de 2019 foi assinado o contrato de locação de ativos da extinta UTE Camaçari, entre a Chesf, como locadora, Pecém Energia S.A. e Energética Camaçari Muricy II S.A., como locatárias. O referido contrato tem como objeto a locação irrevogável e irretroatável do Ativo existente na Área Locada pela Locadora às Locatárias, pelo Prazo Total de Locação.

Diante deste contexto e baseado nas normas contábeis vigentes, à luz da condição atual do ativo, exposta no contrato de locação, que não mais reúne as condições necessárias para ser classificado no grupo de "Imobilizado", foi constatada a necessidade da baixa contábil daquele grupo (pelos seus valores históricos).

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	19.155,7	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	145,3	16/10/2008	16/10/2038
018/2009	LT Eunápolis - Teixeira de Freitas II - 230 kV, C2	BA	144,8	03/08/2009	03/08/2039
008/2011	LT Ceará-Mirim - João Câmara II, em 500 kV	RN/PB	63,6	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	192,4	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
018/2012	LT Russas II - Banabuiu C2- 230 kV	RN	112,0	01/06/2012	01/06/2042
			21.491,9		
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
004/2010	LT São Luiz II - São Luiz III, em 230 kV	MA/CE	36,0	01/01/2010	01/01/2040
			313,0		

(*) 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	93,0	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 II - 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 III, 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
005/2012	SE Poções II 230/138kV	AL/BA	1,0	10/05/2012	10/05/2042
004/2010	SE Pecém II, em 500/230 kV	MA/CE	1,0	01/01/2010	01/01/2040
004/2010	SE Aquiraz II, em 230/69 kV	MA/CE	1,0	01/01/2010	01/01/2040
			129,0		
Em construção:					
015/2012	SE Pirajá 230/69 KV	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%	Pindaí (BA)	6,00	2014	2049
151/2014	UEE Arapapá	Arapapá Energia S.A.	99,90%	Pindaí (BA)	4,00	2014	2049
152/2014	UEE Angical 2	Angical 2 Energia S.A.	99,96%	Pindaí (BA)	10,00	2014	2049
153/2014	UEE Teiú 2	Teiú 2 Energia S.A.	99,95%	Pindaí (BA)	8,00	2014	2049
154/2014	UEE Caititú 2	Caititú 2 Energia S.A.	99,96%	Pindaí (BA)	10,00	2014	2049
174/2014	UEE Carcará	Carcará Energia S.A.	99,96%	Pindaí (BA)	10,00	2014	2049
176/2014	UEE Corrupião 3	Corrupião 3 Energia S.A.	99,96%	Pindaí (BA)	10,00	2014	2049
177/2014	UEE Caititú 3	Caititú 3 Energia S.A.	99,96%	Pindaí (BA)	10,00	2014	2049
213/2014	UEE Papagaio	Papagaio Energia S.A.	99,96%	Pindaí (BA)	10,00	2014	2049
219/2014	UEE Coqueirinho 2	Coqueirinho 2 Energia S.A.	99,98%	Pindaí (BA)	16,00	2014	2049
286/2014	UEE Tamanduá Mirim 2	Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.	83,01%	Pindaí (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 Coleteira 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		

(*) 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
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
					4,0		

(*) 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 n.º 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

2.4.1 – Contrato de Concessão 061/2001

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. As principais alterações desta revisão tarifária seguem sumarizadas abaixo:

- 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 das diferenças entre o efetivamente recebido entre 2018 e 2019 e as parcelas agora revisadas, 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, além de outros itens não relacionados à RBSE, 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.

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

Em 22 de abril de 2021, a Aneel, por meio da Resolução 2.853/2021, alterou a Resolução 2.717/2020, de 30 de junho de 2020, que homologou os resultados da revisão tarifária das RAPs associadas ao contrato de concessão renovado (nota 53.2).

2.4.2 – Contratos de Concessão 06/2009 e 07/2005

Através da resolução homologatória nº 2.725, de 14 de julho de 2020 a Aneel estabeleceu as novas receitas anuais permitidas pela disponibilização das instalações de serviço público de transmissão de energia para o ciclo 2020-2021, incluindo as receitas correspondentes à Revisão Tarifária Periódica – RTP de 03 concessões da Companhia (contrato 06/2009, 07/2005 e contrato 061/2001). Desta forma, a Companhia, considerando as novas receitas anuais permitidas para os contratos que sofreram RTP mensurou e registrou os efeitos advindos desta revisão nas receitas operacionais da Companhia.

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 08 de junho de 2021.

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, com base nas demonstrações financeiras societárias, 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. Impairment de ativos não financeiros

A Companhia revisa anualmente os eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas de cada ativo ou unidade geradora de caixa (UGC), que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Sendo tais evidências identificadas, e o valor contábil líquido exceder o valor recuperável, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável.

Perdas por redução no valor recuperável são reconhecidas no resultado e são revertidas somente na condição em que o valor contábil do ativo ou da UGC não exceda o valor contábil que teria sido apurado, caso nenhuma perda por redução ao valor recuperável tivesse sido reconhecida para o ativo ou UGC em exercícios anteriores.

A reversão da perda por redução ao valor recuperável é reconhecida imediatamente no resultado.

Uma UGC é definida como o menor grupo identificável de ativos que geram fluxos de entrada de caixa independente dos fluxos de entrada de caixa de outros ativos ou grupo de ativos. O valor recuperável de uma UGC é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor justo deduzido das despesas de venda.

Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, utilizando uma taxa de desconto antes dos impostos que reflita o custo médio ponderado de capital para o segmento em que opera a UGC. O valor justo é determinado, sempre que possível, com base em contrato de venda firme em uma transação em bases comutativas, entre partes conhecedoras e interessadas, ajustado por despesas atribuíveis à venda do ativo, ou, quando não há contrato de venda firme, com base no preço de mercado de um mercado ativo, ou no preço da transação mais recente com ativos semelhantes.

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

- Indicativos observáveis de redução significativas do valor do ativo;
- Mudanças tecnológicas, de mercado, econômico ou legal na qual a entidade opera o ativo;
- Aumento de taxas de juros praticados no mercado de retorno sobre investimentos afetando a taxa de desconto utilizado pela Companhia;
- O valor contábil do patrimônio líquido da entidade é maior do que o valor de suas ações no mercado;
- Evidência disponível de obsolescência ou de dano físico de um ativo;
- Descontinuidade ou reestruturação da operação à qual um ativo pertence;

Dados observáveis indicando que o desempenho econômico de um ativo é ou será pior que o esperado.

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 provisão 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 “repasse”; 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.

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.

4.19. Reapresentação

4.19.1. Reapresentação da mensuração dos ativos de transmissão - SPE

Em decorrência de mudança nas práticas contábeis introduzidas pelo Ofício SEP CVM 04/2020 as SPEs Interligação Elétrica Garanhuns S.A. e Interligação Elétrica do Madeira S.A. reapresentaram os seus saldos do balanço patrimonial de 31/12/2019 e saldo de abertura em 01/01/2019, e demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das

mutações no patrimônio líquido e dos fluxos de caixa referentes ao exercício findo em 31/12/2019, foram ajustados e estão sendo reapresentados para fins de comparação, conforme prevê o CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudanças de Estimativas e Retificação de Erro.

4.19.2. Reapresentação benefícios pós-emprego

No exercício de 2020 a Companhia revisitou sua avaliação do passivo atuarial em decorrência de benefícios definidos para determinado grupo de funcionários, calculados com base em remuneração variável e indexados pelo IGP-M, o qual sofreu forte variação no exercício. Tal revisão gerou recálculos nos montantes de anos anteriores e, portanto, estão sendo apresentados efeitos de forma retrospectiva no grupo de resultados abrangentes, como itens que não serão reciclados para o resultado.

BALANÇO PATRIMONIAL						
	Em 01/01/2019			31/12/2019		
	Original	Ajustes	Reapresentado	Original	Ajustes	Reapresentado
ATIVO						
CIRCULANTE	2.746.772	-	2.746.772	4.319.056	-	4.319.056
NÃO CIRCULANTE						
Realizável a Longo Prazo	1.143.667	-	1.143.667	1.370.592	64.459	1.435.051
Investimentos	6.149.406	36.322	6.185.728	6.082.759	7.642	6.090.401
Imobilizado	11.662.228	-	11.662.228	11.725.556	-	11.725.556
Intangível	76.615	-	76.615	905.193	-	905.193
	19.031.916	36.322	19.068.238	20.084.100	72.101	20.156.201
TOTAL DO ATIVO	21.778.688	36.322	21.815.010	24.403.156	72.101	24.475.257
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
CIRCULANTE	2.300.195	-	2.300.195	3.347.174	-	3.347.174
NÃO CIRCULANTE						
Passivos fiscais diferidos	1.882.319	(12.874)	1.869.445	-	-	-
Benefícios pós-emprego	974.667	84.418	1.059.085	1.149.134	472.682	1.621.816
Outros	4.558.163	-	4.558.163	4.915.674	-	4.915.674
	7.415.149	71.544	7.486.693	6.064.808	472.682	6.537.490
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Prejuízos acumulados	(4.474.517)	(292.402)	(4.766.919)	(2.142.288)	(777.859)	(2.920.147)
Outros resultados abrangentes	1.867.704	(71.544)	1.796.160	2.437.219	(408.223)	2.028.996
Reserva de lucros	5	328.724	328.729	26.091	785.501	811.592
Demais	14.670.152	-	14.670.152	14.670.152	-	14.670.152
	12.063.344	(35.222)	12.028.122	14.991.174	(400.581)	14.590.593
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	21.778.688	36.322	21.815.010	24.403.156	72.101	24.475.257

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO			
	31/12/2019		
	Original	Ajustes	Reapresentado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	6.043.223	-	6.043.223
Custos operacionais	(1.011.260)	-	(1.011.260)
LUCRO BRUTO	5.031.963	-	5.031.963
Despesas operacionais	(2.007.395)	-	(2.007.395)
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	3.024.568	-	3.024.568
Resultado de Equivalência Patrimonial	192.789	(28.680)	164.109
Resultado Financeiro	111.543	-	111.543
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS	3.328.900	(28.680)	3.300.220
Imposto de renda e contribuição social	178.893	-	178.893
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	3.507.793	(28.680)	3.479.113

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE			
	31/12/2019		
	Original	Ajustes	Reapresentado
Lucro líquido do exercício	3.507.793	(28.680)	3.479.113
Outros componentes do resultado abrangente			
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	(326.054)	(388.264)	(714.318)
Reavaliação de ativos - RBSE	(548.194)	-	(548.194)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos sobre resultado atuarial	301.220	51.585	352.805
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	1.142.543	-	1.142.543
Outros componentes do resultado abrangente do exercício	569.515	(336.679)	232.836
Total do resultado abrangente do exercício	4.077.308	(365.359)	3.711.949

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA			
	31/12/2019		
	Original	Ajustes	Reapresentado
Atividades operacionais			
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	3.328.900	(28.680)	3.300.220
Equivalência patrimonial	(192.789)	28.680	(164.109)
Demais	(1.121.290)	-	(1.121.290)
	(1.314.079)	28.680	(1.285.399)
Total das atividades operacionais	2.014.821	-	2.014.821
Atividades de investimentos			
Demais	(1.856.155)	-	(1.856.155)
	(1.856.155)	-	(1.856.155)
Atividades de financiamentos	(317.308)	-	(317.308)
TOTAL DE EFEITOS NO CAIXA	(158.642)	-	(158.642)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	159.954	-	159.954
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	1.312	-	1.312
VARIAÇÃO NO CAIXA	(158.642)	-	(158.642)

5 - CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	31/12/2020	31/12/2019
Caixa e depósitos bancários	4.173	1.312
Aplicações financeiras	5.083	-
Total	9.256	1.312

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 de investimentos de renda fixa, cujas rentabilidades tendem a se igualar à taxa DI, sem vencimento pré-determinado, podendo ser resgatados a qualquer momento pela Companhia.

A composição das aplicações financeiras era a seguinte em 31 de dezembro de 2020 e 2019:

	Remuneração anual	31/12/2020	31/12/2019
Aplicação financeira			
Banco do Brasil CDB	Taxa DI	121	-
Caixa Econômica Federal Renda Fixa	Taxa DI	4.844	-
Banco Santander S.A. Renda Fixa	Taxa DI	118	-
Total		5.083	-

6 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Os Títulos e valores mobiliários possuem a seguinte composição:

	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Remuneração	31/12/2020	31/12/2019
Participações minoritárias	-	-	JCP/Dividendos	25	23
Fundo Exclusivo - Letras Financeiras do Tesouro Nacional (LFT)	CEF	Após 90 dias	Pré Fixado	100.928	172.670
Fundo Exclusivo - Letras Tesouro Nacional (LTN)	CEF	Após 90 dias	Pré Fixado	168.710	281.262
Fundo Exclusivo - Notas Tesouro Nacional (NTN-B)	CEF	Após 90 dias	Pré Fixado	80.872	-
Fundo Exclusivo - Notas Tesouro Nacional (NTN-F)	CEF	Após 90 dias	Pré Fixado	36.873	-
Operações Compromissadas	CEF	-	-	104.847	15.781
Fundo Exclusivo - Letras Tesouro Nacional (LTN)	Banco do Brasil	-	Pré Fixado	1.029.505	372.565
Fundo Exclusivo - Notas Tesouro Nacional (NTN-F)	Banco do Brasil	-	Pré Fixado	261.318	5.661
Operações Compromissadas	Banco do Brasil	-	-	172.410	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.	8.237	8.125
TVM - Fundo de Energia do Nordeste - FEN	CEF	-	Pré Fixado	115.569	90.675
Total Circulante				2.079.294	1.089.603
Notas do Tesouro Nacional – NTN - P		01/01/2030	TR + 6% a.a.	210	202
Total Não Circulante				210	202
Total				2.079.504	1.089.805

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 2020, 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 classificados como *títulos mantidos até o vencimento*. Os títulos registrados no Ativo Não Circulante/Realizável a Longo Prazo possuem vencimentos até 2020. Durante o exercício de 2020, 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 – BENEFÍCIOS PARA REINVESTIMENTOS

São decorrentes de benefício fiscal instituído pelo Governo Federal, através da Lei nº 5.508/1968, modificado pela Lei nº 8.167/1991, Lei nº 9.532/1997, e Medida Provisória nº 2.199/2014, que permite às empresas dos setores industrial, agroindustrial, infra-estrutura e turismo, considerados prioritários conforme Decreto nº 4.213/2002, que estejam em operação na área da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste – SUDENE, reinvestir em seus próprios projetos de modernização ou complementação de equipamentos. O reinvestimento corresponde a 30% do Imposto de Renda devido, calculado sobre o lucro da exploração, acrescido de outra parcela (50% desses 30%) de Recursos Próprios.

Os valores são recolhidos ao BNB e podem ser utilizados no ressarcimento de despesas já realizadas no ano-calendário correspondente à opção, ou para adquirir equipamentos novos, sendo vedada a utilização dos recursos em equipamentos usados ou reconicionados.

8 – 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				31/12/2020	31/12/2019	
	CORRENTE A VENCER	CORRENTE VENCIDO					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	Mais de 60 dias			
Fornecimento de Energia	49.929	64.550	37.691	45.273	346.472	(438.132)	-	6.623	105.589	(112.211)	105.784	94.560	
- Industrial	49.929	64.550	37.691	45.273	346.472	(438.132)	-	6.623	105.589	(112.211)	105.784	94.560	
Suprimento Energia - Moeda Nacional	1.584.600	28.358	16.466	20.621	207.385	(275.630)	-	-	-	-	1.581.800	1.085.019	
Encargos de Uso da Rede Elétrica	436.123	20.939	11.938	14.659	113.882	(161.058)	-	-	-	-	436.483	352.588	
TOTAL	2.070.652	113.847	66.095	80.553	667.739	(874.820)	-	6.623	105.589	(112.211)	2.124.067	1.532.167	

A provisão para perdas esperadas 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.

• **PARCELAMENTO**

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

	31/12/2020	31/12/2019
Ligas do Brasil S.A.	95.639	82.340
Santana Têxtil	16.573	18.336
	112.212	100.676
(-) Provisão para perdas esperadas	(112.212)	(97.288)
(-) Provisão de ajuste a valor presente	-	(3.388)
Total	-	-

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 DFRO-001/2012, firmado em 08/05/2012, no valor de R\$ 4.055, pagável em 24 (vinte e quatro) parcelas mensais. Em 29/09/2013 os pagamentos foram interrompidos. Em 31/12/2020 o referido termo apresenta o saldo de R\$ 8.750.

Santana Têxtil – Termo de Confissão de Dívida e Outras Avenças DFRO-002/2016, 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. Em 31/12/2020 o referido termo apresenta o saldo de R\$ 6.016.

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 DFER-001/2017, no valor de R\$ 4.169, pagável em 60 (sessenta) parcelas mensais, iguais e sucessivas, sem incidência de juros e correção monetária. Em 31/12/2020 o referido termo apresenta o saldo de R\$ 1.807. Devido aos efeitos da pandemia do Covid-19 foi assinado o 2º Aditivo ao Termo de Confissão de Dívida e Outras Avenças, onde há a suspensão do pagamento de 6 parcelas dos termos acima elencados, tendo seus valores sido atualizados e acrescidos nas parcelas vincendas de ambos os Termos conforme cronograma original.

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

• **PROVISÃO PARA PERDAS ESPERADAS**

Saldos em 31/12/2018	(594.803)
Constituição	(131.516)
Reversão	11.517
Baixa	22.903
Saldos em 31/12/2019	(691.899)
Constituição	(297.425)
Reversão	2.293
Saldos em 31/12/2020	(987.031)

9 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR

- Tributos a recuperar**

	31/12/2020	31/12/2019
<u>Circulante</u>		
IRPJ/CSLL	191.250	782.882
IR Fonte	30.209	12.798
PIS/Pasep	1.652	3.318
Cofins	2.397	10.556
Outros	29.621	13.794
	255.129	823.348
<u>Não Circulante</u>		
PIS/Pasep	20.252	20.000
Cofins	180.902	178.654
ICMS a recuperar	35	35
	201.189	198.689
Total	456.318	1.022.037

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.

Em 15/09/2017, foi proferido acórdão no TRF5 confirmando o posicionamento do STF quanto à prescrição quinquenal, e não decenal. Em sede de execução, com relação ao PIS/Pasep foi apontado como devido à Chesf, já deduzidas as compensações eventualmente realizadas, o valor de R\$ 9.969.622,53 (nove milhões, novecentos e sessenta e nove mil, seiscentos e vinte e dois reais e cinquenta e três centavos), atualizado até abril/2013. Esse valor ainda está pendente de confirmação pelo TRF5, em virtude de a União Federal/Fazenda Nacional ter ingressado com recurso de apelação.

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\$ 180.902, 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\$ 20.252, 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.

10 – TRIBUTOS DIFERIDOS

A Companhia mantém reconhecidos integralmente em tributos diferidos, 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 resultantes de diferenças temporárias dedutíveis e tributáveis, o montante de R\$ 1.035.146, em 31/12/2020 (R\$ 421.787, em 31/12/2019), conforme distribuição a seguir:

	31/12/2020	31/12/2019 <i>Reapresentado</i>
Ativos fiscais diferidos		
Lançamentos do ORA	4.430.056	1.975.215
Diferenças temporárias	6.741.666	5.277.926
	11.171.722	7.253.141
Créditos Fiscais	1.703.688	1.106.104
. Imposto de renda sobre diferenças temporárias	698.233	453.321
. Contribuição social sobre diferenças temporárias	1.005.455	652.783
Passivos fiscais diferidos		
Diferenças temporárias		
Reconhecimento do Laudo (Port. MME n.º 120/2016)	4.324.131	4.428.308
Ajustes decorrentes da ICPC 01	56.359	59.017
Diferenças temporárias	3.387	-
	4.383.877	4.487.325
Débitos Fiscais	668.542	684.317
. Imposto de renda sobre diferenças temporárias	273.993	280.458
. Contribuição social sobre diferenças temporárias	394.549	403.859
Ativos/Passivos fiscais diferidos líquidos	1.035.146	421.787

Tais efeitos contemplam a aplicação da alíquota de 9% para a Contribuição Social e para o Imposto de Renda da alíquota de 15% sobre a base de cálculo, com adicional de 10%, reduzida para 6,25% durante o período de fruição do incentivo fiscal (nota 42) para as diferenças temporárias que influirão no cálculo desse incentivo, em conformidade com a Lei nº 9.430, de 30/12/1996.

Os créditos fiscais relativos a Imposto de Renda - IRPJ e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL, provenientes de diferenças temporárias, provisões para contingências, provisões para créditos de liquidação duvidosa, provisão para perdas – estudos e projetos, participações nos lucros ou resultados, provisão para seguro de vida e adoções das novas práticas contábeis (BRGAAP), registro do CPC 47, serão utilizados de acordo com, o desfecho das ações judiciais, o ressarcimento e a arrecadação de clientes, conclusão ou destinação dos estudos e projetos, pagamentos aos funcionários e pela movimentação dos benefícios pós-emprego decorrentes da adoção do CPC 33(R1) (IAS 19) , aprovado pela Deliberação CVM nº 695, de 13/12/2012, definição das tratativas tributárias pela Receita Federal, respectivamente.

Os montantes reconhecidos refletem a melhor estimativa quanto a sua realização, com base em projeções em lucros tributáveis futuros os quais são projetados no prazo de até dez anos.

Os débitos fiscais relativos ao Imposto de renda da pessoa jurídica e à Contribuição social sobre o lucro líquido, provenientes de diferenças temporárias do ICPC 01(R1) (IFRIC 12); ressarcimento dos investimentos na RBSE - registrados integralmente no Passivo Não Circulante, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 26(R1) (IAS 1), será realizado pela movimentação dos ativos financeiros decorrentes da adoção da ICPC 01(R1) (IFRIC 12) e pelo recebimento via RAP.”

11 – CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

11.1 - Composição

	31/12/2020	31/12/2019
<u>Circulante</u>		
Cauções e outros depósitos vinculados	31.890	32.876
	31.890	32.876
<u>Não Circulante</u>		
Depósitos vinculados a litígios	359.542	529.751
Cauções e outros depósitos vinculados	128.699	165.787
	488.241	695.538
Total	520.131	728.414

11.2 - Depósitos vinculados a litígios

	31/12/2020	31/12/2019
Trabalhistas	126.491	163.951
Cíveis	177.934	246.277
Fiscais	55.117	119.523
Total	359.542	529.751

Referem-se a valores vinculados a processos existentes nas esferas judicial e administrativa. Do montante registrado em 31/12/2020, R\$ 373.670 (R\$ 337.358, em 2019) estão diretamente relacionados às provisões relativas a processos trabalhistas, cíveis e fiscais, com risco de perda provável, demonstrados na nota 32.

O valor referente à atualização monetária, registrado no exercício de 2020 como receita financeira é de R\$ 16.314 (R\$ 25.995, em 2019).

11.3 - Cauções e outros depósitos vinculados

	31/12/2020	31/12/2019
<u>Circulante</u>		
Caução contratual CEF - empréstimo	19.840	19.204
Caução Santander	12.048	13.670
Outros	2	2
	31.890	32.876
<u>Não Circulante</u>		
Caução contratual BB	16.150	16.150
Caução contratual CEF - outras	14.989	14.989
Caução contratual Bradesco	61.872	60.691
Caução contratual BNB	15.118	1.937
Carta de crédito BNB	20.570	47.020
Garantia contratual BB	-	25.000
	128.699	165.787
Total	160.589	198.663

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.

12 – ALMOXARIFADO

	31/12/2020	31/12/2019
Material		
Almoxarifado	70.522	67.012
Destinado à alienação	14.201	10.438
Outros	4.272	4.272
	88.995	81.722
Adiantamentos a fornecedores	615	615
Total	89.610	82.337

13 – 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.

14 – DIVIDENDOS A RECEBER

Correspondem aos dividendos a receber das SPEs conforme quadro abaixo:

	31/12/2020	31/12/2019
Manaus Construtora Ltda.	9.178	9.178
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	8.055	-
Energética Águas da Pedra S.A.	7.017	6.675
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	2.858	-
Total	27.108	15.853

15 – FACHESF SAÚDE MAIS

	31/12/2020	31/12/2019
Circulante		
Fachesf Saúde Mais	76.806	65.854
Total	76.806	65.854

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.

16 – ADIANTAMENTOS A CONTROLADAS EM CONJUNTO (AFAC)

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

16.1 – Composição

	31/12/2020	31/12/2019
Energia Sustentável do Brasil S.A.	-	66.200
Total	-	66.200

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

	Saldo em 31/12/2019	Adições	Capitalizações	Saldo em 31/12/2020
Energia Sustentável do Brasil S.A.	66.200	6.000	(72.200)	-
Total	66.200	6.000	(72.200)	-

17 – ATIVOS NÃO CIRCULANTES MANTIDOS PARA VENDA

Controladora e Consolidado		
SPEs	31/12/2020	31/12/2019
Vamcruz I Participações S.A.	-	125.816
Total	-	125.816

No exercício, o saldo dos investimentos na SPE Vamcruz I Participações S.A., foi reclassificado para o grupo de investimentos, tendo em vista que a Diretoria Executiva da Eletrobras retirou esta SPE do Procedimento Competitivo da Eletrobras, excluindo este ativo do referido processo de desinvestimento.

18 - OUTROS ATIVOS

	31/12/2020	31/12/2019
Circulante		
Adiantamentos a empregados	23.097	21.934
Alienações em curso	3.964	9.502
Desativações em curso	40.716	40.873
Prêmios de seguros	4.672	5.596
Gastos reembolsáveis	16.601	12.452
Alienações de bens e direitos	1.411	1.639
Adiantamentos a fornecedores	18.816	19.673
Bens e direitos destinados à alienação	10.971	10.971
Serviços prestados a terceiros	29.481	34.753
Subsídios e redução tarifária equilibrada	32.573	-
Outros	11.227	30.788
	193.529	188.181
Não Circulante		
FGTS - Conta-Empresa	5.247	6.619
Reserva Global de Reversão	11.394	6.886
Outros	9.270	6.999
	25.911	20.504
Total	219.440	208.685

19 - INVESTIMENTOS
19.1 - Composição:

	31/12/2020	31/12/2019
<u>Participações societárias permanentes</u>		
Controladas	806.934	955.583
Controladas em conjunto	5.757.719	5.634.135
Coligadas	125.102	116.345
Outras participações	479	479
(-) Provisão para perdas em investimentos	(575.926)	(627.086)
Total participações societárias	6.114.308	6.079.456
<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	6.117.611	6.082.759

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

19.1.1 – Participação direta

Empresas	31/12/2020	31/12/2019
<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%
<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%
Vamcruz I Participações S.A.	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 apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 7.834 (perda de R\$ 15.254 em 2019) 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 apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 7.640 (perda de R\$ 1.406 em 2019) 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 apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 4.215 (perda de R\$ 1.252 em 2019) 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 2020 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 69.637 (ganho de R\$ 63.775, em 2019).

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 2020 a Companhia realizou AFAC no montante de R\$ 6.000, aportes de capital no montante de R\$ 72.200, mediante a capitalização de AFAC e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 61.847 (perda de R\$ 19.149, em 2019).

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 2020, a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial de R\$ 12.035 (ganho de R\$ 66.539, em 2019).

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 2020 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 60 (perda de R\$ 193, em 2019).

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 perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 129.059 (ganho de R\$ 51.363, em 2019).

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 2020 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 36.913 (ganho de R\$ 36.484, em 2019).

Vamcruz I Participações S.A.

A Vamcruz I Participações S.A. constituída em 07/07/2014 tem por objeto social exclusivo a participação direta ou indireta nas SPEs Usina de Energia Eólica Junco I S.A., Usina de Energia Eólica Junco II S.A., Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A. e Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A., constituídas em março de 2012, e passou a deter a totalidade das ações destas SPEs a partir de junho de 2015. As SPEs foram criadas a partir do Leilão nº 007/2011, promovido pela Aneel, em 20/12/2011, cujo objeto foi a compra de energia proveniente de novos empreendimentos e geração eólica. As usinas Junco I, Junco II, Caiçara I e Caiçara II, totalizarão 93,0 MW de potência instalada, e foram construídas no município de Serra do Mel, no Estado do Rio Grande do Norte. As usinas eólicas entraram em operação em novembro de 2015. Em 12/11/2013, houve a transferência das ações da empresa Voltália para a Envolver Participações S.A, ficando a participação da Chesf nos quatro projetos eólicos de 49,0% e 51,0% da empresa Envolver, por meio das empresas Usina de Energia Eólica Junco I S.A., Usina de Energia Eólica Junco II S.A., Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A. e Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A. No exercício de 2020 a Companhia transferiu o saldo deste investimento

do grupo de ativos não circulantes mantidos para venda (nota 16) e registrou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 2.142 neste complexo eólico.

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 2020, a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 44.070 (perda de R\$ 28.962 em 2019) 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 2020, a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial, no montante de R\$ 29.544 (ganho de R\$ 29.135, em 2019).

19.2 – Movimentação das Participações Societárias Permanentes:

	31/12/2019	Capitalização de AFAC	Dividendos	Resultado de participação societária	Provisão/ Reversão	Outros	31/12/2020
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial							
<u>Controladas</u>							
- Complexo Eólico Pindaí I	508.333	-	-	(7.834)	-	-	500.499
- Complexo Eólico Pindaí II	195.088	-	-	7.640	-	-	202.728
- Complexo Eólico Pindaí III	99.492	-	-	4.215	-	-	103.707
- TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	152.670	-	-	(4.082)	-	(148.588)	-
<u>Controladas em conjunto</u>							
- STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	213.480	-	(28.934)	69.637	-	-	254.183
- Energia Sustentável do Brasil S.A.	1.831.060	72.200	-	(61.847)	-	-	1.841.413
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	783.528	-	(2.858)	12.035	-	-	792.705
- Manaus Construtora Ltda.	7.701	-	-	60	-	-	7.761
- Norte Energia S.A.	2.110.038	-	-	(129.059)	-	-	1.980.979
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	353.008	-	(26.977)	36.913	-	-	362.944
- Vamcruz I Participações S.A. (**)	-	-	-	(2.142)	-	132.844	130.702
- Companhia Energética SINOP S.A.	342.962	-	-	44.070	-	-	387.032
<u>Coligada</u>							
- Energética Águas da Pedra S.A.	116.345	-	(20.787)	29.544	-	-	125.102
Avaliadas ao custo							
- Outras participações	479	-	-	-	-	-	479
Sub-total	6.714.184	72.200	(79.556)	(850)	-	(15.744)	6.690.234
Provisão para perdas em investimentos							
- Complexo Eólico Pindaí I	(79.993)	-	-	-	(19.270)	-	(99.263)
- Complexo Eólico Pindaí II	(1.014)	-	-	-	-	-	(1.014)
- Complexo Eólico Pindaí III	(151)	-	-	-	-	-	(151)
- Energia Sustentável do Brasil S.A.	(410.638)	-	-	-	194.422	-	(216.216)
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	-	-	-	-	(105.045)	-	(105.045)
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	(34.740)	-	-	-	(3.329)	-	(38.069)
- Vamcruz I Participações S.A.	-	-	-	-	-	(7.028)	(7.028)
- Companhia Energética SINOP S.A.	(100.550)	-	-	-	(8.590)	-	(109.140)
Sub-total	(627.086)	-	-	-	58.188	(7.028)	(575.926)
Total	6.087.098	72.200	(79.556)	(850)	58.188	(22.772)	6.114.308

19.3 – 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.

Em 12/05/2020, após a obtenção de todas as anuências necessárias por parte dos órgãos reguladores, a Assembleia Geral Extraordinária aprovou a Incorporação da Sociedade de Propósito Específico TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A. (“SPE”) pela Chesf.

Esta operação é mais uma ação da iniciativa “Racionalização das Participações Societárias”, que integra a diretriz estratégica “Eficiência de Geração e Transmissão” do Plano Diretor de Negócios e Gestão 2020/2024 (“PDNG”), e que inclui incorporações, venda, troca de participações entre sócios e encerramentos de SPE’s, visando a simplificação das estruturas societárias do Sistema Eletrobras.

19.4 – Provisão para perdas em investimentos

No exercício foi registrada reversão da provisão para perdas dos investimentos na SPE, Energia Sustentável do Brasil S.A., no montante de R\$ 194.422, e provisão nas SPEs, Interligação Elétrica do Madeira S.A., Companhia Energética SINOP S.A., Interligação Elétrica Garanhuns S.A. e do Complexo Eólico Pindaí I no montante de R\$ 136.234, 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	31/12/2019	Provisão/Reversão	Outros	31/12/2020
Usina de Energia Eólica Acauã Energia S.A.	99,93%	(7.059)	(1.700)	-	(8.759)
Usina de Energia Eólica Angical 2 Energia S.A.	99,96%	(11.763)	(2.834)	-	(14.597)
Usina de Energia Eólica Arapapá Energia S.A.	99,90%	(4.706)	(1.133)	-	(5.839)
Usina de Energia Eólica Caititu 2 Energia S.A.	99,96%	(11.763)	(2.834)	-	(14.597)
Usina de Energia Eólica Caititu 3 Energia S.A.	99,96%	(11.763)	(2.834)	-	(14.597)
Usina de Energia Eólica Carcará Energia S.A.	99,96%	(11.763)	(2.834)	-	(14.597)
Usina de Energia Eólica Corrupião 3 Energia S.A.	99,96%	(11.764)	(2.834)	-	(14.598)
Usina de Energia Eólica Teiú 2 Energia S.A.	99,95%	(9.412)	(2.267)	-	(11.679)
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%	(410.638)	194.422	-	(216.216)
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	-	(105.045)	-	(105.045)
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	(34.740)	(3.329)	-	(38.069)
Vamcruz I Participações S.A.	49,00%	-	-	(7.028)	(7.028)
Companhia Energética SINOP S.A.	24,5%	(100.550)	(8.590)	-	(109.140)
TOTAL		(627.086)	58.188	(7.028)	(575.926)

19.5 - Equivalência Patrimonial

	Investimento	Patrimônio Líquido	Resultado até 30/12/2020	Equivalência Patrimonial
Controladas				
- Complexo Eólico Pindaí I	500.499	500.742	(7.834)	(7.834)
- Complexo Eólico Pindaí II	202.728	202.785	7.643	7.640
- Complexo Eólico Pindaí III	103.707	124.932	5.077	4.215
- TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	-	-	-	(4.082)
Controladas em conjunto				
- STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	254.183	518.740	142.116	69.637
- Energia Sustentável do Brasil S.A.	1.841.413	9.207.068	(309.234)	(61.847)
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	792.705	3.235.531	49.125	12.035
- Manaus Construtora Ltda.	7.761	39.801	312	60
- Norte Energia S.A.	1.980.979	13.206.531	(860.393)	(129.059)
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	362.944	740.702	75.331	36.913
- Vamcruz I Participações S.A.	130.702	266.740	(4.372)	(2.142)
- Companhia Energética SINOP S.A.	387.032	1.579.720	179.876	44.070
Coligada				
- Energética Águas da Pedra S.A.	125.102	510.618	120.588	29.544
TOTAL	6.689.755	30.133.910	(601.766)	(850)

Obs.: Data-base das demonstrações financeiras 31/12/2020, exceto, STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A. e Manaus Construtora Ltda., cujas demonstrações possuem data-base em 30/11/2020.

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

BALANÇO PATRIMONIAL

INVESTIDAS	2020								2019							
	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 Pindaí I	39.741	8.672	539.420	587.833	8.976	78.115	500.742	587.833	66.467	-	456.000	522.467	13.887	-	508.580	522.467
- Complexo Eólico Pindaí II	28.481	4.205	189.643	222.329	3.055	16.489	202.785	222.329	18.129	-	180.384	198.513	3.580	-	194.933	198.513
- Complexo Eólico Pindaí III	13.283	3.044	116.845	133.172	1.149	7.091	124.932	133.172	9.943	-	112.080	122.023	2.169	-	119.854	122.023
- Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	148.505	564.507	75	713.087	22.304	179.306	511.477	713.087
- TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	71.250	374.528	85	445.863	26.658	266.535	152.670	445.863
Controladas em conjunto																
- STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	218.049	484.795	31.281	734.125	29.135	186.250	518.740	734.125	236.282	481.145	32.011	749.438	73.253	240.510	435.675	749.438
- Energia Sustentável do Brasil S.A.	1.022.672	1.627.597	18.427.832	21.078.101	978.703	10.892.330	9.207.068	21.078.101	728.881	1.304.520	19.232.356	21.265.757	926.137	11.184.321	9.155.299	21.265.757
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	953.700	5.670.511	15.040	6.639.251	502.940	2.900.780	3.235.531	6.639.251	774.396	5.457.108	19.080	6.250.584	334.778	2.832.009	3.083.798	6.250.584
- Manaus Construtora Ltda.	61.011	27.710	-	88.721	1.853	47.067	39.801	88.721	30.426	58.548	-	88.974	2.418	47.067	39.489	88.974
- Norte Energia S.A.	1.796.877	640.385	42.083.938	44.521.200	1.957.228	29.357.442	13.206.531	44.521.200	1.137.958	783.634	43.279.924	45.201.515	4.412.115	26.722.478	14.066.922	45.201.515
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	113.221	1.005.331	2.681	1.121.233	71.093	309.438	740.702	1.121.233	117.714	1.068.564	2.974	1.189.252	56.211	371.072	761.969	1.189.252
- Vamcruz I Participações S.A.	45.115	53.225	417.738	516.078	56.304	193.034	266.740	516.078	-	-	-	-	-	-	-	-
- Companhia Energética SINOP S.A.	260.131	623.109	2.218.623	3.101.863	85.726	1.436.417	1.579.720	3.101.863	160.503	592.299	2.119.912	2.872.714	57.236	1.415.633	1.399.845	2.872.714
Coligada																
- Energética Águas da Pedra S.A.	155.175	25.981	631.781	812.937	110.604	191.715	510.618	812.937	111.396	28.372	656.075	795.843	95.088	225.882	474.873	795.843
Total	4.707.456	10.174.565	64.674.822	79.556.843	3.806.766	45.616.168	30.133.910	79.556.843	3.611.850	10.713.225	66.090.956	80.416.031	6.025.834	43.484.813	30.905.384	80.416.030

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	2020								2019							
	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	37.343	(43.794)	(6.451)	(1.020)	(7.471)	(363)	-	(7.834)	2.405	(11.108)	(8.703)	(6.560)	(15.263)	-	-	(15.263)
- Complexo Eólico Pindaí II	25.726	(17.609)	8.117	363	8.480	(837)	-	7.643	4.208	(5.939)	(1.731)	322	(1.409)	-	-	(1.409)
- Complexo Eólico Pindaí III	15.223	(9.822)	5.401	46	5.447	(370)	-	5.077	2.985	(4.649)	(1.664)	155	(1.509)	-	-	(1.509)
- Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	28.323	12.010	40.333	(7.953)	32.380	(3.423)	811	29.768
- TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-	56.966	(65.440)	(8.474)	(4.989)	(13.463)	(8.342)	-	(21.806)
Controladas em conjunto																
- STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	179.784	(21.167)	158.617	(1.667)	156.950	(32.740)	17.906	142.116	106.975	50.618	157.593	(6.876)	150.717	(39.278)	18.715	130.154
- Energia Sustentável do Brasil S.A.	2.676.045	(2.357.493)	318.552	(782.908)	(464.356)	155.122	-	(309.234)	2.568.049	(1.750.297)	817.752	(969.429)	(151.677)	55.929	-	(95.748)
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	595.800	(217.085)	378.715	(329.602)	49.113	12	-	49.125	613.672	(82.867)	530.805	(148.807)	381.998	(110.411)	-	271.588
- Manaus Construtora Ltda.	7	(832)	(825)	1.604	779	(467)	-	312	-	(198)	(198)	1.437	1.239	(257)	-	982
- Norte Energia S.A.	4.402.647	(3.552.688)	849.959	(1.866.059)	(1.016.100)	155.707	-	(860.393)	4.506.807	(2.561.682)	1.945.125	(1.792.091)	153.034	189.387	-	342.421
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	115.375	(15.391)	99.984	(11.097)	88.887	(13.556)	-	75.331	93.126	(18.542)	74.584	(6.525)	68.059	2.984	3.415	74.458
- Vamcruz I Participações S.A.	58.058	(39.326)	18.732	(20.659)	(1.927)	(2.445)	-	(4.372)	-	-	-	-	-	-	-	-
- Companhia Energética SINOP S.A.	269.647	81.451	351.098	(116.697)	234.401	(54.525)	-	179.876	241.589	(395.056)	(153.467)	(24.052)	(177.519)	59.308	-	(118.211)
Coligada																
- Energética Águas da Pedra S.A.	265.599	(106.969)	158.630	(14.984)	143.646	(23.058)	-	120.588	277.371	(115.394)	161.977	(20.599)	141.378	(22.461)	-	118.917
Total	8.641.254	(6.300.726)	2.340.529	(3.142.680)	(802.152)	182.480	17.906	(601.766)	8.502.476	(4.948.543)	3.553.933	(2.985.967)	567.965	123.437	22.941	714.343

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.

20 – 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.

20.1 - Imobilizado segregado por atividade

	Taxas médias anuais de depreciação (%)	31/12/2020	31/12/2019
<u>Geração</u>			
Imobilizações em serviço	2,36%	18.380.917	19.073.674
Depreciação acumulada		(10.630.990)	(10.655.175)
Imobilizações em curso		1.098.052	907.004
Retificadora MP 579		(7.043.284)	(7.344.552)
Impairment		(367.647)	(586.417)
Total da Geração		1.437.048	1.394.534
<u>Transmissão</u>			
Imobilizações em serviço	3,21%	36.853.073	36.268.726
Depreciação acumulada		(27.781.646)	(26.777.648)
Imobilizações em curso		2.732.338	2.506.323
Retificadora MP 579		(973.309)	(1.017.936)
Impairment		(833.373)	(1.253.791)
Total da Transmissão		9.997.083	9.725.674
<u>Administração</u>			
Imobilizações em serviço	6,22%	1.309.965	1.240.497
Depreciação acumulada		(905.985)	(865.547)
Imobilizações em curso		208.882	230.398
Total da Administração		612.862	605.348
Total		12.046.993	11.725.556

20.2 - Movimentação do Imobilizado

Ativo Imobilizado - R\$ Mil	Valor em 31/12/2019	Adições	Incorporação - SPEs	Baixas	Transferências	Depreciação	Transferências entre Contas	Provisão/Reversão	Valor em 31/12/2020
Geração em Serviço									
Intangível	2.900	-	-	-	-	-	-	-	2.900
Terrenos	1.855.773	-	-	-	-	-	-	-	1.855.773
Reservatórios, Barragens e Adutoras	10.329.405	-	-	-	-	-	(79.620)	-	10.249.785
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	2.010.650	-	-	-	-	-	-	-	2.010.650
Máquinas e Equipamentos	4.873.541	-	-	(613.151)	14	-	-	-	4.260.404
Veículos	65	-	-	-	-	-	-	-	65
Móveis e Utensílios	1.340	-	-	-	-	-	-	-	1.340
Depreciação	(10.655.175)	-	-	381.147	-	(356.962)	-	-	(10.630.990)
Total	8.418.499	-	-	(232.004)	14	(356.962)	(79.620)	-	7.749.927
Geração em Curso									
Máquinas e Equipamentos	216.388	71.786	-	-	(14)	-	-	-	288.160
Outros	690.616	39.656	-	-	-	-	79.620	-	809.892
Total	907.004	111.442	-	-	(14)	-	79.620	-	1.098.052
Retificadora MP 579	(7.344.552)	-	-	-	-	301.268	-	-	(7.043.284)
Impairment	(586.417)	-	-	-	-	-	-	218.770	(367.647)
Total de Geração	1.394.534	111.442	-	(232.004)	-	(55.694)	-	218.770	1.437.048
Transmissão em Serviço									
Terrenos	26.963	-	-	-	-	-	-	-	26.963
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	659.592	-	-	-	6.647	-	-	-	666.239
Máquinas e Equipamentos	35.579.014	-	355.358	(11.306)	169.604	-	63.905	-	36.156.575
Veículos	96	-	-	-	-	-	-	-	96
Móveis e Utensílios	3.061	-	-	-	139	-	-	-	3.200
Depreciação	(26.777.648)	-	(76.663)	10.459	-	(841.421)	(96.373)	-	(27.781.646)
Total	9.491.078	-	278.695	(847)	176.390	(841.421)	(32.468)	-	9.071.427
Transmissão em Curso									
Máquinas e Equipamentos	998.827	378.682	10.996	-	(176.390)	-	-	-	1.212.115
Outros	1.507.496	12.727	-	-	-	-	-	-	1.520.223
Total	2.506.323	391.409	10.996	-	(176.390)	-	-	-	2.732.338
Retificadora MP 579	(1.017.936)	-	-	-	-	44.627	-	-	(973.309)
Impairment	(1.253.791)	-	-	-	-	-	115.944	304.474	(833.373)
Total de Transmissão	9.725.674	391.409	289.691	(847)	-	(796.794)	83.476	304.474	9.997.083
Administração em Serviço									
Terrenos	18.625	-	-	-	-	-	-	-	18.625
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	264.403	-	-	-	-	-	-	-	264.403
Máquinas e Equipamentos	844.945	-	238	(405)	53.606	-	-	-	898.384
Veículos	82.413	-	-	(4.553)	12.639	-	-	-	90.499
Móveis e Utensílios	29.997	-	-	(302)	8.245	-	-	-	37.940
Outros	114	-	-	-	-	-	-	-	114
Depreciação	(865.547)	-	(169)	5.151	-	(45.420)	-	-	(905.985)
Total	374.950	-	69	(109)	74.490	(45.420)	-	-	403.980
Administração em Curso									
Máquinas e Equipamentos	21.314	67.121	-	-	(74.490)	-	-	-	13.945
Outros	209.084	1.998	-	-	-	-	(16.145)	-	194.937
Total	230.398	69.119	-	-	(74.490)	-	(16.145)	-	208.882
Total da Administração	605.348	69.119	69	(109)	-	(45.420)	(16.145)	-	612.862
Total do Imobilizado	11.725.556	571.970	289.760	(232.960)	-	(897.908)	67.331	523.244	12.046.993

Ativo Imobilizado - R\$ Mil	Valor em 31/12/2018	Adições	Baixas	Transferências	Depreciação	Transferências entre Contas	Provisão	Valor em 31/12/2019
Geração em Serviço								
Intangível	2.900	-	-	-	-	-	-	2.900
Terrenos	1.855.773	-	-	-	-	-	-	1.855.773
Reservatórios, Barragens e Adutoras	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

20.3 - 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 (%)	2020			2019
		Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
<u>Em serviço</u>					
Geração					
Custo histórico	2,36	18.380.917	(10.630.990)	7.749.927	8.418.499
Transmissão					
Custo histórico	3,23	36.853.073	(27.781.646)	9.071.427	9.491.078
Administração					
Custo histórico	6,09	1.309.966	(905.985)	403.980	374.950
		56.543.956	(39.318.621)	17.225.334	18.284.527
<u>Em curso</u>					
Geração		(6.312.879)	-	(6.312.879)	(7.023.964)
Transmissão		925.656	-	925.656	234.595
Administração		208.882	-	208.882	230.398
		(5.178.341)	-	(5.178.341)	(6.558.971)
Total		51.365.615	(39.318.621)	12.046.993	11.725.556

20.4 – 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
Terrenos	-	-	-	7.585	7.585
Reservatórios, Barragens e Adutoras	15.398	-	-	-	15.398
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	-	29.964	-	-	29.964
Máquinas e Equipamentos	462.565	-	-	-	462.565
Veículos	1.748	-	-	-	1.748
Móveis e Utensílios	1.463	-	-	-	1.463
A ratear	45.542	-	-	-	45.542
Material em depósito	3.370	-	-	-	3.370
Adiantamentos a fornecedores	4.335	-	-	-	4.335
Outros	-	-	-	41.206	41.206
Total das Adições	534.421	29.964	-	48.791	613.176

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

Descrição do bem		em R\$ mil
1.	ESTRUTURA (POSTE, TORRE)	65.130
2.	EQUIPAMENTO GERAL	44.220
3.	CONDUTOR	25.406
4.	TRANSFORMADOR DE FORÇA	25.172
5.	EQUIPAMENTO GERAL DE INFORMÁTICA	17.837
6.	VEÍCULOS	12.639
7.	SISTEMA DE ATERRAMENTO	8.318
8.	DISJUNTOR	7.071
9.	ESTRUTURA SUPORTE DE EQUIPAMENTO E DE BARRAMENTO	6.454
10.	CHAVE	6.278

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

Descrição do bem		em R\$ mil
1.	REATOR (OU RESISTOR)	4.636
2.	VEÍCULOS	4.553
3.	DISJUNTOR	3.396
4.	TRANSFORMADOR DE MEDIDA	910
5.	CHAVE	510
6.	PÁRA-RAIOS	376
7.	ESTRUTURA (POSTE, TORRE)	288
8.	EQUIPAMENTO GERAL	282
9.	EQUIPAMENTO GERAL DE INFORMÁTICA	246
10.	PAINEL, MESA DE COMANDO E CUBÍCULO	90

20.5 – Teste de recuperabilidade de ativos - Impairment

A Administração da Companhia avaliou em 31 de dezembro de 2020 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 6,11% (4,40% para o período de fruição de benefício fiscal) para o segmento de geração não renovados, e 6,11% (4,36% 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 de provisão para perdas relativa ao valor não recuperável dos ativos de geração e transmissão no montante de R\$ 523.244 (reversão de provisão de R\$ 699.125, em 2019), conforme demonstrado abaixo:

UGC - Impairment	Ano do fim da concessão	Imobilizado (na data do teste)	Taxa de Desconto	Impairment reconhecido em 2020	Impairment reconhecido em 2019
Geração					
Casa Nova A	2036	190.304	6,11%	53.130	-
Casa Nova II	2036	155.931	6,11%	(32.662)	30.569
Casa Nova III	2036	139.554	6,11%	(25.730)	21.178
UTE Camaçari	2027	247.050	6,11%	224.032	23.231
		732.839		218.770	74.978
Transmissão					
Contrato nº 061/2001	2042	7.114.275	6,14%	367.225	57.411
Demais contratos de transmissão	Até 2042	3.716.181	6,14%	(62.751)	566.736
		10.830.456		304.474	624.147
Total		11.563.295		523.244	699.125

21– INTANGÍVEL
21.1 - Intangível segregado por natureza e atividade

	Taxas médias anuais de amortização (%)	31/12/2020			31/12/2019
		Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Geração	20,00%	-	-	-	-
Transmissão		548.879	-	548.879	544.922
Administração	20,00%	127.443	(109.055)	18.388	20.839
		676.322	(109.055)	567.267	565.761
Em curso					
Geração		35.352	-	35.352	35.269
Transmissão		198.171	-	198.171	223.237
Administração		112.437	-	112.437	80.926
		345.960	-	345.960	339.432
Total		1.022.282	(109.055)	913.227	905.193

21.2 - Movimentação do Intangível

Intangível - R\$ Mil	Valor em 31/12/2019	Adições	Transferências Curso Serviço	Amortização	Transferências entre Contas	Valor em 31/12/2020
Geração em Curso						
Servidões	35.269	83	-	-	-	35.352
	35.269	83	-	-	-	35.352
Transmissão em Serviço						
Servidões	544.922	-	3.957	-	-	548.879
	544.922	-	3.957	-	-	548.879
Transmissão em Curso						
Softwares	223.237	9.612	(3.957)	-	(30.721)	198.171
	223.237	9.612	(3.957)	-	(30.721)	198.171
Administração em Serviço						
Softwares	125.307	-	-	-	2.136	127.443
Amortização	(104.468)	-	-	(4.587)	-	(109.055)
	20.839	-	-	(4.587)	2.136	18.388
Administração em Curso						
Softwares	80.926	31.511	-	-	-	112.437
	80.926	31.511	-	-	-	112.437
Total do Intangível	905.193	41.206	-	(4.587)	(28.585)	913.227

Intangível - R\$ Mil	Valor em 31/12/2018	Adições	Transferências Curso Serviço	Amortização	Transferências entre Contas	Valor em 31/12/2019
Gerção 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

22 - FORNECEDORES

O saldo da conta Fornecedores apresenta a seguinte composição:

	31/12/2020	31/12/2019
Energia elétrica comprada	63.356	61.619
Materiais e serviços	285.254	353.096
Encargos de uso da rede elétrica:		
Eletronorte	6.007	4.645
Eletrosul	3.072	3.205
Furnas	10.223	8.407
Outros	36.269	43.856
Total	404.181	474.828

23 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

• Tributos a recolher

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

	31/12/2020	31/12/2019
Circulante		
IRPJ	8.965	445.959
CSLL	4.989	270.051
Cofins	52.404	24.375
ICMS	12.392	18.894
INSS	24.908	26.834
PIS/Pasep	11.377	4.916
IRRF	25.429	17.763
FGTS	391	29.504
Outros	8.543	7.427
Total	149.398	845.723

24– FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

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

24.1 - Composição:

	31/12/2020					31/12/2019				
	Circulante			Não circulante	Total	Circulante			Não circulante	Total
	Encargos	Principal	Total	Principal		Encargos	Principal	Total	Principal	
Instituições financeiras										
Banco do Brasil	-	-	-	-	-	5	17.242	17.247	-	17.247
Banco do Nordeste	-	28.495	28.495	423.610	452.105	3.137	27.872	31.009	224.547	255.556
Caixa Econômica Federal	67	37.500	37.567	-	37.567	368	50.000	50.368	37.500	87.868
BNDES	1.169	70.502	71.671	331.957	403.628	1.267	67.279	68.546	375.064	443.610
SAFRA	31.694	58.606	90.300	119.981	210.281	23.517	21.413	44.930	178.587	223.517
Total	32.930	195.103	228.033	875.548	1.103.581	28.294	183.806	212.100	815.698	1.027.798

- **Banco do Brasil**

O empréstimo contratado em 2013, no montante de R\$ 500.000, com juros de 115% da taxa média do CDI, destinado ao financiamento do capital de giro da Companhia e garantido por aval corporativo da Eletrobras, foi totalmente amortizado em fevereiro/2020.

Após amortização de 50% da dívida relativa a este contrato, foi celebrado, em março/2017, um aditivo contratual com o intuito de estabelecer novo período de carência e reescalonamento do prazo para amortização.

Após a celebração do aditivo, o empréstimo passou a ser amortizado em 29 parcelas mensais, sendo a primeira em outubro/2017. Devido ao reescalonamento, o Banco alterou os juros para 135% da taxa média do CDI.

Todas as cláusulas para evitar o vencimento antecipado do contrato foram cumpridas pela Companhia.

- **Banco do Nordeste**

O saldo de R\$ 452.105, com o Banco do Nordeste é composto pelos contratos discriminados abaixo:

- Contrato de Financiamento Nº 44.2017.10631.6994

Em julho de 2017 foi contratado junto ao Banco do Nordeste financiamento no valor de R\$ 158.420 mil, com recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE), voltado às Usinas Eólicas Casa Nova II e III. O valor 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 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\$ 168.032 mil.

- Contrato de Financiamento Nº 44.2018.10411.9120

Em 2018 foi contratado junto ao Banco do Nordeste financiamento de R\$ 155.000 mil, voltado para reforços e melhorias de transmissão, com recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE). Em novembro de 2019 ocorreu o primeiro desembolso, no valor de R\$ 73.200 mil e, em setembro de 2020, o segundo, no valor de R\$ 48.551 mil. Restando um saldo a desembolsar de R\$ 34.066 mil.

Do valor contratado, R\$ 115.799 mil (desembolsados R\$ 90.879 mil) são vinculados aos empreendimentos situados em municípios classificados como prioritários pelo Banco; e R\$ 40.019 mil (desembolsados R\$ 30.872 mil), 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. para os demais, 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 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\$ 126.997 mil.

- Contratos de Financiamento Nº 44.2010.3284.4926 e Nº 44.2012.3697.7181

Com a incorporação da Sociedade de Propósito Específico – SPE Transmissora Delmiro Gouveia S.A. – TDG ocorrida em maio deste ano, a Chesf assumiu as dívidas da empresa referentes aos dois contratos de financiamento celebrados junto ao BNB. Para o contrato Nº 44.2010.3284.4926 que se encerra em maio de 2031, o saldo de principal e juros é de R\$ 50.802 mil e incidem juros de 9,5% a.a. com bônus de adimplência de 15% e 25%. Para o contrato Nº 44.2012.3697.7181, cujo prazo final é em outubro de 2032, o saldo é de R\$ 106.274 mil e incidem juros de 2,94% a.a. com bônus de adimplência de 15%. Estes financiamentos possuem garantia fundo de liquidez em conta-reserva, penhor em segundo grau de direitos emergentes e cessão de direitos creditórios.

Em função da pandemia do Novo Coronavírus (COVID-19) e de seus impactos na economia, o Banco Central do Brasil - BACEN emitiu a Resolução nº 4.798 de 06 de abril de 2020. Conforme Artigo 2º da referida Resolução, foram suspensas por até 12 (doze) meses as parcelas vencidas e vincendas até 31/12/2020, com eventual acréscimo ao vencimento final da operação, para as operações não rurais, adimplentes ou com atraso de até 90 (noventa) dias na data da publicação desta Resolução, de responsabilidade dos beneficiários dos Fundos Constitucionais de Financiamento que forem impactados em decorrência do estado de calamidade pública reconhecido por ato do Poder Executivo.

Devido ao fato de os contratos mencionados acima terem sido enquadrados na referida resolução, o Banco do Nordeste suspendeu de forma automática, durante o período de maio a dezembro de 2020, o pagamento das parcelas de amortização e encargos desses contratos.

No primeiro semestre de 2020 foram quitados os financiamentos do BNB, cujos juros eram de 10% a.a. (com bônus de adimplimento de 25%) e de 4,5% a.a.

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\$ 37.567 (R\$ 87.868, em 2019), 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\$ 403.628 (R\$ 443.610, em 2019). Deste saldo, R\$ 297.736 (R\$ 302.349, em 2019) 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\$ 102.978 (R\$ 138.258, em 2019) 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\$ 2.914 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 Companhia 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 Companhia, 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 Companhia 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.

Com base na Resolução BACEN nº 4.782, de 16/03/2020, e agindo em alinhamento com as políticas do Governo Federal, o BNDES lançou um pacote de medidas emergenciais de apoio à manutenção de capacidade produtiva, emprego e renda, oferecendo a seus clientes a possibilidade de suspensão do pagamento de juros remuneratórios e principal por 6 (seis) meses nas operações de crédito contratadas (standstill).

No intuito de possibilitar maior liquidez financeira à empresa e amenizar os possíveis impactos da Pandemia do novo coronavírus (COVID-19), a Companhia solicitou a adesão dos contratos de financiamento à operação de standstill.

O BNDES autorizou a referida suspensão temporária de pagamentos de principal e juros compensatórios, de 15/05/2020 até 15/10/2020, com capitalização no saldo devedor, a cada evento financeiro de vencimento abarcado pela mencionada suspensão, no âmbito dos Contratos de Financiamento mediante Abertura de Crédito nº 13.2.1148.1 e nº 13.2.1149.1, e respectivos subcréditos, à exceção daqueles vinculados à linha FINAME PSI, firmados com a Companhia, sem alteração do termo final do prazo de amortização da dívida nem da taxa de juros dos Contratos.

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\$ 210.281 (R\$ 223.517, em 2019) 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:

	31/12/2020	31/12/2019
IPCA	126.997	73.481
CDI	247.848	328.632
TJLP	300.651	305.352
Sem indexador	428.085	320.333
Total	1.103.581	1.027.798
Principal	1.070.651	999.504
Encargos	32.930	28.294
Total	1.103.581	1.027.798

24.3 – Vencimentos das parcelas do passivo não circulante

O valor principal dos financiamentos e empréstimos a longo prazo, no montante de R\$ 875.548 (R\$ 815.698, em 2019), tem seus vencimentos assim programados:

	31/12/2020	31/12/2019
2021	-	186.720
2022	152.013	141.717
2023	144.263	133.538
2024	96.511	84.784
Após 2024	482.761	268.939
Total Não Circulante	875.548	815.698

24.4 - Mutação dos financiamentos e empréstimos

	Circulante			Não Circulante
	Encargos	Principal	Total	Principal
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
Ingressos	-	-	-	48.551
Incorporação - SPE	-	-	-	151.957
Encargos transferidos para longo prazo	-	-	-	33.183
Provisão de Encargos	69.568	-	69.568	-
Transferências	-	173.841	173.841	(173.841)
Amortizações/pagamentos	(64.932)	(162.544)	(227.476)	-
Saldo em 31/12/2020	32.930	195.103	228.033	875.548

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 31/12/2020 (*)	Projeção do Saldo Devedor			Término da Garantia
						2021	2022	Após 2022	
UHE Sinop	Debêntures	SPE	24,5%	57.820	66.703	68.219	68.893	68.244	15/06/2032
Total				57.820	66.703	68.219	68.893	68.244	

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

25 – DEBÊNTURES

	Taxa de Juros	Vencimento	31/12/2020		31/12/2019	
			Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Debêntures	IPCA + 7,0291% a.a.	15/01/2029	11.224	137.991	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
2022	12.477	(679)	11.798
2023	16.316	(888)	15.428
2024	17.275	(940)	16.335
Após 2024	99.862	(5.432)	94.430
Total	145.930	(7.939)	137.991

25.2 – Mutações das debêntures:

Saldo em 31/12/2018	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
Provisão de Juros e Variação Monetária	17.542
Pagamento de juros	(10.755)
Amortização de principal	(8.386)
Custos de transação apropriado	492
Saldo em 31/12/2020	149.215

26 – OUTRAS PROVISÕES OPERACIONAIS

Refere-se à participação nos lucros e resultados (PLR) calculada conforme as métricas de termos de pactuação firmado entre as empresas do Sistema Eletrobras e as entidades sindicais.

27 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	31/12/2020	31/12/2019
Contribuições sociais	27.375	32.684
Férias	40.502	51.318
Gratificação de férias	30.376	38.502
Outros	6.223	-
Total	104.510	122.504

28 – INCENTIVO AO DESLIGAMENTO DE PESSOAL

	31/12/2020	31/12/2019
Circulante		
Provisão plano de saúde	122.420	105.700
	122.420	105.700
Não Circulante		
Provisão plano de saúde	57.506	113.048
	57.506	113.048
TOTAL	179.926	218.748

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

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.

28.2 - Plano de Aposentadoria Extraordinária – PAE

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.

28.3 - Plano de Demissão Consensual – PDC

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.

28.4 - Plano de Demissão Consensual 2019 – PDC

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.

29 – 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 31/12/2020.

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	31/12/2020			31/12/2019		
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Plano BD	Plano BS	Plano CD
Participantes ativos						
Participantes - nº	10	456	2.936	11	704	3.350
Participantes Ativos BPD	-	6	38	-	-	-
Idade Média (anos)	63,84	62,98	48,23	63,24	65,28	48,85
Salário Médio em R\$	13.518,53	2.150,31	13.903,78	12.000,47	1.911,81	13.194,09
Aposentados						
Participantes Aposentados - nº	3.815	1.595	2.501	3.963	1.439	959
Participantes Inativos BPD	-	9	43	-	-	-
Idade Média	76,03	67,23	65,52	75,23	66,63	65,29
Benefício em Médio R\$	5.760,75	3.992,63	5.994,04	5.466,82	3.964,92	5.395,82
Pensionistas						
Números de pensões	1.844	203	348	1.812	186	186
Idade Média	72,68	62,88	61,43	72,06	62,07	60,59
Benefício Médio em R\$	2.397,50	1.449,21	3.062,68	2.191,76	1.315,91	2.926,02
População Total	5.669	2.254	5.785	5.786	2.329	4.495

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

	2020		
	BD	BS	CD
Hipóteses Econômicas			
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	2,69%	3,09%	3,18%
Projeção de aumento médio dos salários	0,25%	N/A	0,25%
Projeção de aumento médio dos benefícios	Nula	Nula	Nula
Taxa média de inflação anual	3,27%	3,27%	3,27%
Hipóteses Demográficas			
Taxa de rotatividade	0,00%	0,00%	0,00%
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000 Basic suavizada em 5%, segregada por sexo	AT-2000 Basic suavizada em 30%, segregada por sexo	AT-2000 Basic suavizada em 30%, segregada por sexo
Tábua de mortalidade de inválidos	AT- 49 Segregada por sexo	AT- 49 Segregada por sexo	AT- 49 Segregada por sexo
Tábua de invalidez	Alvaro Vindas desagravada em 50%	Alvaro Vindas desagravada em 50%	Alvaro Vindas desagravada em 50%

	2019		
	BD	BS	CD
Hipóteses Econômicas			
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	2,69%	3,20%	3,24%
Projeção de aumento médio dos salários	1,50%	N/A	1,50%
Projeção de aumento médio dos benefícios	Nula	Nula	Nula
Taxa média de inflação anual	3,68%	3,68%	3,68%
Hipóteses Demográficas			
Taxa de rotatividade	0,00%	0,00%	3,16%
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000 Basic suavizada em 5%, segregada por sexo	AT-2000 Basic suavizada em 30%, segregada por sexo	AT-2000 Basic suavizada em 30%, segregada por sexo
Tábua de mortalidade de inválidos	AT- 49 Segregada por sexo	AT- 49 Segregada por sexo	AT- 49 Segregada por sexo
Tábua de invalidez	Alvaro Vindas	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 31/12/2020

	31/12/2020			
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Total
ALTERAÇÕES NAS OBRIGAÇÕES				
Obrigação de benefício definido no final do ano anterior	3.920.534	1.476.588	2.080.528	7.477.650
Custo de juros	252.742	99.959	143.442	496.143
Custo do serviço corrente	127	-	801	928
Benefícios pagos pelo plano	(351.863)	(97.599)	(190.360)	(639.822)
Reembolso do serviço corrente	(188)	-	-	(188)
Contribuições normais e extraordinárias dos participantes ativos (Ganhos)/Perdas atuariais	162	-	-	162
	1.303.955	433.050	1.105.040	2.842.045
Obrigação de benefício definido no final do ano	5.125.469	1.911.998	3.139.451	10.176.918
RECONCILIAÇÃO DO VALOR JUSTO DO ATIVO DO PLANO				
Valor justo do ativo do plano no final do ano anterior	2.495.323	1.505.967	1.607.847	5.609.137
Juros sobre o valor justo do ativo do plano	161.585	102.009	110.266	373.860
Contribuição paga pela empresa	136.428	3.735	-	140.163
Contribuição de participante	162	-	-	162
Benefício pago pelo plano	(351.863)	(97.599)	(190.360)	(639.822)
Ganhos/(Perdas) nos ativos financeiros	517.688	106.524	397.961	1.022.173
Valor justo do ativo do plano no final do ano	2.959.323	1.620.636	1.925.714	6.505.673

PLANOS DE BENEFÍCIOS EM 31/12/2019

ALTERAÇÕES NAS OBRIGAÇÕES	31/12/2019				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
Obrigação de benefício definido no final do ano anterior	3.331.950	1.340.528	1.323.323	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	869.171	(23.701)	1.657.862
Obrigação de benefício definido no final do ano	3.920.534	1.476.588	2.080.528	29.247	6.963.083
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	1.238.905	-	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	333.787	-	509.341
Valor justo do ativo do plano no final do ano	2.495.323	1.505.967	1.485.579	-	5.486.869

ATIVOS GARANTIDORES POR CATEGORIA

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

Categorias de Ativo	31/12/2020			31/12/2019		
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Plano BD	Plano BS	Plano CD
Disponível	165	29	233	70	65	387
Realizável	262.046	29.520	73.791	252.927	26.558	63.403
Renda fixa	2.306.055	1.524.529	3.117.128	1.854.632	1.404.377	3.326.527
Renda variável	329.390	24.252	638.570	344.833	31.569	458.736
Outras contas a receber	-	-	-	-	-	116
Investimentos estruturados	127.306	41.754	153.983	67.724	31.537	58.517
Investimentos imobiliários	43.182	9.346	29.424	51.711	15.165	5.551
Empréstimos e financiamentos	153.852	30.189	123.219	141.672	30.938	134.494
(-) Exigíveis Previdenciários	(34.761)	(5.295)	(16.882)	(22.382)	(26.505)	(11.092)
(-) Exigível Contingencial	(147.255)	-	-	(134.581)	-	-
(-) Fundo de Investimentos	(28.042)	(7.892)	(10.396)	(25.540)	(7.737)	(9.973)
(-) Fundo previdencial	-	-	(19.777)	-	-	(28.990)
(-) Fundo Administrativo	(52.615)	(25.796)	(42.736)	(35.743)	-	(35.894)
Saldo de contas - Patrocinador	-	-	(950.510)	-	-	(1.061.234)
Saldo de contas - Participante	-	-	(1.170.333)	-	-	(1.292.702)
Valor justo dos ativos do plano	2.959.323	1.620.636	1.925.714	2.495.323	1.505.967	1.607.846

FLUXO PROJETADO DE PAGAMENTO DE BENEFÍCIOS

Valores esperados	Posição em 31/12/2020		
	Plano BD	Plano BS	Plano CD
Até 1 ano:	351.400	92.615	113.568
De 1 ano a 2 anos:	702.487	187.040	226.746
De 2 anos a 5 anos:	700.688	188.287	226.125
Acima de 5 anos:	2.587.684	936.132	1.482.755
Total dos pagamentos esperados pelo Plano:	4.342.259	1.404.074	2.049.194

MOVIMENTAÇÃO DO PASSIVO COM BENEFÍCIOS POS-EMPREGO

	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Planos de saúde (PAE/PDC)	Total
Saldo em 31/12/2018	1.040.927	-	-	49.782	-	1.090.709
Custo dos Juros e do Serviço Pagamentos	74.532 (117.468)	(129)	2.848	3.166	-	80.417 (117.468)
Ajuste atuarial	427.220	129	469.834	(23.702)	(184.674)	688.807
Saldo em 31/12/2019	1.425.211	-	472.682	29.246	(184.674)	1.742.465
Custo dos Juros e do Serviço Pagamentos	91.096 (136.428)	-	33.976	-	-	125.072 (136.428)
Ajuste atuarial	786.267	291.362	707.080	(29.246)	184.674	1.940.137
Saldo em 31/12/2020	2.166.146	291.362	1.213.738	-	-	3.671.246

CUSTO PERIÓDICO LÍQUIDO

	Exercício de 2020			
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Total
COMPONENTES DO CUSTO PERIÓDICO				
Custo do serviço	127	-	801	928
Custo dos juros	91.157	-	33.175	124.332
Contribuição de participantes	(188)	-	-	(188)
CUSTO DOS BENEFÍCIOS NO EXERCÍCIO	91.096	-	33.976	125.072

	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)	-	3.166	68.700
Contribuição de participantes	(215)	-	-	-	(215)
CUSTO DOS BENEFÍCIOS NO EXERCÍCIO	74.533	(9.094)	2.848	3.166	71.453

MOVIMENTAÇÃO DE BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO EM OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES

	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Planos de saúde (PAE/PDC)	Total
Saldo em 31/12/2018	(1.370.696)	(31.280)	(303.440)	(15.288)	-	(1.720.704)
Ganhos e perdas	(427.220)	(129)	(469.834)	23.702	184.674	(688.807)
Tributos Diferidos	155.851	47	171.396	-	-	327.294
Saldo em 31/12/2019	(1.642.065)	(31.362)	(601.878)	8.414	184.674	(2.082.217)
Ganhos e perdas	(786.267)	(291.362)	(707.080)	(8.414)	(184.674)	(1.977.797)
Tributos Diferidos	134.609	49.881	121.052	-	-	305.542
Saldo em 31/12/2020	(2.293.723)	(272.843)	(1.187.906)	-	-	(3.754.472)

ANÁLISES DE SENSIBILIDADES NAS HIPÓTESES ADOTADAS

PLANO BD			
Sensibilidade da taxa de desconto sobre a obrigação			
Taxa	Total da Obrigação	Variação	
Real	5.125.469	-	
Aumento (1%)	4.701.791	-11%	
Redução (1%)	5.622.846	12%	
Sensibilidade do crescimento salarial sobre as obrigações			
Taxa	Total da Obrigação	Variação	
Real	5.125.469	-	
Aumento (1%)	5.125.634	1,00%	
Redução (1%)	5.125.304	-1,00%	

PLANO BS			
Sensibilidade da taxa de desconto sobre a obrigação			
Taxa	Total da Obrigação	Variação	
Real	1.911.997	-	
Aumento (1%)	1.706.761	-11%	
Redução (1%)	2.161.560	12%	

PLANO CD			
Sensibilidade da taxa de desconto sobre a obrigação			
Taxa	Total da Obrigação	Variação	
Real	3.139.451	-	
Aumento (1%)	2.820.658	-11%	
Redução (1%)	3.524.481	12%	
Sensibilidade do crescimento salarial sobre as obrigações			
Taxa	Total da Obrigação	Variação	
Real	3.139.451	-	
Aumento (1%)	3.141.173	0,00%	
Redução (1%)	3.138.928	0,00%	

PASSIVO ATUARIAL DOS PLANOS PREVIDENCIÁRIOS CONTRATADOS

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

Descrição	31/12/2020	31/12/2019
Planos previdenciários	3.671.246	1.897.893
Seguro de vida	-	29.246
	-	(184.674)
Total	3.671.246	1.742.465
Circulante	149.177	120.649
Não circulante	3.522.069	1.621.816

Os valores reconhecidos no período foram apurados com base no laudo atuarial preparado para o exercício findo em 31/12/2020.

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

O aumento apresentado em 2020 deve-se principalmente a reavaliação do plano de benefícios da subsidiária Chesf, que possui benefícios complementares definidos para determinado grupo de funcionários, calculados com base em remuneração variável e indexados pelo IGP-M, o qual sofreu forte variação no exercício. Tal revisão gerou recálculos nos montantes de anos anteriores e, portanto, estão sendo apresentados efeitos de forma retrospectiva.

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.

30 – ENCARGOS SETORIAIS

	31/12/2020	31/12/2019
<u>Circulante</u>		
Pesquisa e Desenvolvimento	7.661	107.824
Encargos do consumidor a recolher	18.081	24.446
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	47.774	21.064
	73.516	153.334
<u>Não Circulante</u>		
Pesquisa e Desenvolvimento	489.939	436.066
	489.939	436.066
Total	563.455	589.400

31 – OUTROS PASSIVOS

	31/12/2020	31/12/2019
<u>Circulante</u>		
Benefícios pós-emprego – contribuição normal	16.495	13.624
Cauções em garantia	4.158	3.791
Acordo Chesf/Senai	1.987	1.569
Aquisição da conexão à SE Pirapama II	-	1.353
Contas a Pagar - Eletropar	-	73
Outros	6.914	8.465
	29.554	28.875
<u>Não Circulante</u>		
Provisão E.S.S.	15.114	15.114
FGTS Conta-Empresa	5.247	4.991
	20.361	20.105
Total	49.915	48.980

32 – RISCOS TRIBUTÁRIOS, CÍVEIS, TRABALHISTAS E AMBIENTAIS

	Provisão em 31/12/2019	Adições (reversões)	Baixas	(-) Depósitos Judiciais	Incorporação SPE	Provisão em 31/12/2020
Trabalhistas	129.335	109.818	(36.003)	(42.830)	-	160.320
Cíveis	2.924.089	599.271	(9.066)	(98.055)	13.513	3.429.752
Ambientais	115	-	-	-	-	115
Fiscais	61.336	21.649	(707)	(80.024)	-	2.254
Total	3.114.875	730.738	(45.776)	(220.909)	13.513	3.592.441

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 reconvidas), 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). Em 03/03/2020 apresentação do “voto vista” do ministro Herman Benjamin, dando provimento ao REsp da Chesf, seguido de debate inicial com o relator originário, ministro Mauro Campbell Marques, e suspensão do julgamento para eventual revisão pelo indicado relator originário de seu voto inicial, à vista do agora referido “voto vista” - sem antecipação de votos de outros ministros . Em 31/12/2020 ainda se aguarda a retomada do julgamento, suspenso em razão da pandemia.

A Administração da Companhia, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, atualizou a provisão em seu passivo não circulante, no montante de R\$ 1.500.395 e outros adicionais de R\$ 151.235, 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 31/12/2020, referida Ação Rescisória ainda encontra-se pendente de julgamento.
- 1.3) 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\$ 1.446.623, 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:

	31/12/2020	31/12/2019
Trabalhistas	133.195	134.435
Ambientais	286.860	5.561
Cíveis e fiscais	5.923.782	9.297.519
Total	6.343.837	9.437.515

- 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\$ 559.699.

- 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. Em 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 improvou 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. Os recursos das empresas chegaram a ser pautados para o dia 10/06/2019, contudo, a desembargadora federal relatora determinou que estes fossem retirados de pauta em decisão publicada em 14/06/2019. Em 05/07/2019, foi determinada a remessa dos autos para a Procuradoria Regional da República da 1.ª Região, para manifestação, tendo os autos retornado ao gabinete da desembargadora federal relatora aos 11/10/2019, não tendo sido novamente pautado o feito. Em 16/03/2020 foi determinada a migração do processo para o sistema PJe. Em 16/11/2020, digitalização, os autos se encontravam conclusos para a desembargadora relatora. Essa posição se mantém inalterada em 31/12/2020, 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 - concluso para despacho desde 02/04/2018. Em 21/02/2020, o processo foi migrado para o sistema PJe. Essa posição permanece inalterada em 31/12/2020.

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 0048611-24.2014.8.07.0001, 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., Portal 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 consequente 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 impugnam 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 o 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. Interpostos novos embargos de declaração por parte da parte autora aos 29/01/2020, ainda pendentes de julgamento. Em 18/02/2020 determinou-se a digitalização dos autos a fim de que estes sejam incluídos no sistema PJe. Em 18/10/2020, publicada a pauta de julgamento dos embargos de declaração para o dia 28/10/2020. Essa posição, se mantém inalterada em 31/12/2020.

Com base na avaliação de seus consultores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante estimado de R\$ 512.152.

- 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 em 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. Em 07/11/2019, foi interposta apelação pela Aneel. Em 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. Em 26/03/2020 as partes foram intimadas a se manifestar sobre a conformidade dos

autos digitais com os autos físicos e o cumprimento de eventual ato já praticado nos autos físicos. Em 08/05/2020 a Chesf interpôs embargos de declaração. Em 31/12/2020, a Aneel apresentou impugnação aos embargos de declaração opostos pela Chesf.

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 0800066-80.2017.4.05.8501 (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. Em 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. Em 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. Em 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. Em 10/03/2020 foram julgados os agravos de instrumento, reconhecendo a competência da Justiça Federal para o processamento do feito. Em 28/08/2020, sobreveio sentença, corrigindo o valor da causa para R\$ 52.970.536,71 (cinquenta e dois milhões, novecentos e setenta mil, quinhentos e trinta e seis reais e setenta e um centavos) e julgando improcedente o pedido do Município de Canindé do São Francisco. A sentença está sujeita ao duplo grau obrigatório de jurisdição. O Município de Canindé do São Francisco apresentou recurso de apelação em 21/10/2020. Em 11/11/2020 a Chesf apresentou contrarrrazões e recurso de apelação adesivo quanto aos honorários advocatícios. Em 17/12/2020 o Município de Canindé do São Francisco, a União e o Estado de Sergipe foram intimados para contrarrazoar o recurso de apelação adesiva da Chesf, estando ainda no prazo de apresentação de contrarrrazões.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante estimado de R\$ 52.970.

- 2.1.8)** 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. 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 os autos para a Justiça Estadual, decisão da qual a AGU interpôs recurso, pendente de julgamento.

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

3.1) 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 Recurso 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. Em 23/04/2020, dado provimento ao recurso especial da Hidroservice, determinando o retorno dos autos ao TRF5 para julgamento dos embargos de declaração por ela (Hidroservice) opostos. Agravos internos da Hidroservice e da Eletrobras aos quais foi negado provimento, em decisão de 08/10/2020. O processo foi remetido ao TRF da 5.ª Região aos 16/11/2020, para julgamento dos anteriores embargos de declaração opostos pela Hidroservice perante o TRF da 5.ª Região. Essa posição, se mantém inalterada em 31/12/2020.

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\$ 2.102.844, 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 31/12/2020.

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.

33 – 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:

	31/12/2020	31/12/2019
Jirau	100.478	39.150
Total	100.478	39.150

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 6,11% e os períodos de vigência dos respectivos contratos.

34 – 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.

34.1 – Compra de energia (não auditada)

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

Posições compradas		2021/2022	2023/2024	2025	A partir de 2026 (pagamento remanescente)
Contratos firmados	Volume (MW)	2.026.725	2.015.998	967.595	8.952.954
	Preço médio (R\$)	227,41	221,41	230,34	229,53

34.2 – Venda de energia (não auditada)

Posições vendidas		2021/2022	2023/2024	2025	A partir de 2026 (pagamento remanescente)
Contratos firmados	Volume (MW)	10.029.851	10.048.031	5.022.388	43.631.065
	Preço médio (R\$)	71,03	71,03	71,03	71,03

34.3 - Compromissos com aportes em SPEs

SPE	2021/2022
Complexo Eólico Pindaí I	230
Complexo Eólico Pindaí II	67
Complexo Eólico Pindaí III	20.318
Total	20.615

34.4 – Imobilizado

Fornecedor	2022/2023	2024/2026
Andritz Construções e Montagens	84.627	38.274
Andritz Hydro Ltda.	73.447	11.620
Gevisa S.A.	60.621	2.333
Jpw Engenharia Eletrica Ltda	53.081	-
Siemens Ltda	19.232	-
Wobben Windpower Industria e Comerc	14.820	-
Abb Ltda	12.556	-
Erel Construcoes e Empreendimentos	10.575	-
Total	328.959	52.227

35 – 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	Total
Em serviço		342.761	342.761
Participação da União, Estados e Municípios	4,66	276.041	276.041
Participação Financeira do Consumidor	5,75	53.539	53.539
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	3,22	12.801	12.801
Pesquisa e Desenvolvimento	7,36	380	380
(-) Amortização Acumulada - AIS		(130.637)	(130.637)
Participação da União, Estados e Municípios		(109.720)	(109.720)
Participação Financeira do Consumidor		(20.876)	(20.876)
Pesquisa e Desenvolvimento		(41)	(41)
Em curso		680	680
Pesquisa e Desenvolvimento		680	680
Total		212.804	212.804

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

	Saldo inicial em 31/12/2019	Adição	Saldo final em 31/12/2020
Em serviço	339.489	3.272	342.761
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	9.529	-	9.529
Pesquisa e Desenvolvimento	380	3.272	3.652
(-) Amortização Acumulada - AIS	(102.156)	(28.481)	(130.637)
Participação da União, Estados e Municípios	(87.028)	(22.692)	(109.720)
Participação Financeira do Consumidor	(15.115)	(5.761)	(20.876)
Pesquisa e Desenvolvimento	(13)	(28)	(41)
Em curso	-	680	680
Pesquisa e Desenvolvimento	-	680	680
Total	237.333	(24.529)	212.804

36- PATRIMÔNIO LÍQUIDO

36.1 - Capital social

O capital social, no valor de R\$ 9.753.953 (R\$ 9.753.953, em 2019), é constituído por ações sem valor nominal com a seguinte distribuição:

31/12/2020						
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

31/12/2019						
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

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.

36.2- Reservas de Capital

	31/12/2020	31/12/2019
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

36.3- Reservas de Lucros

	31/12/2020	31/12/2019 (Reapresentado)
Legal	387.566	301.490
Incentivos fiscais	950.136	510.102
	1.337.702	811.592

A Reserva Legal é constituída com base em 5% do lucro líquido do exercício, de acordo com a legislação societária, limitada a 20% do capital social.

36.4 - 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, líquidas do imposto de renda e da contribuição social diferidos, em Outros resultados abrangentes, no valor de R\$ 1.672.255 (perdas de R\$ 361.513, em 2019), perfazendo um montante acumulado de R\$ 89.771 (R\$ 2.028.996, em 2019).

No exercício de 2020, a Companhia registrou o montante de R\$ 446.512 (R\$ 594.349, em 2019) referente a realização da reavaliação de ativos – RBSE, líquido do imposto de renda e da contribuição social diferidos, 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.

37 – 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.

	31/12/2020	31/12/2019
RECEITA OPERACIONAL BRUTA		
GERAÇÃO		
Fornecimento de energia elétrica	585.719	618.668
Operação e manutenção de usinas e suprimento	2.713.160	2.287.656
Energia elétrica de curto prazo (CCEE)	597.206	608.524
Outras receitas operacionais	4.193	4.622
TRANSMISSÃO		
Operação e manutenção do sistema de transmissão	4.373.877	3.545.786
Outras receitas operacionais	16.709	18.416
	8.290.864	7.083.672
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL		
Encargos setoriais		
Reserva Global de Reversão – RGR	(50.396)	(41.128)
Pesquisa e Desenvolvimento	(65.276)	(56.627)
Outros encargos CCEE	97	(97)
Taxa de fiscalização da Aneel	(21.722)	(18.742)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(74.790)	(66.436)
Compensação financeira p/ utilização de recursos hídricos	(183.091)	(109.277)
Proinfra	(38.292)	(51.587)
ICMS sobre energia elétrica	(94.026)	(97.033)
ISS	(460)	(730)
PIS/Pasep	(129.247)	(106.804)
Cofins	(610.569)	(491.988)
	(1.267.772)	(1.040.449)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	7.023.092	6.043.223

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 28 de julho de 2020, foi publicada pela ANEEL, a Resolução Homologatória nº 2.746, que homologou as Receitas Anuais de Geração – RAG para o ciclo 2020/2021 referentes aos ativos de geração renovados pela Lei 12.783 de 2013 e que estabeleceu reajuste na Taxa Regulatória de Remuneração de Capital de Geração (WACC) de 7,16% para 7,71%, afetando direta e positivamente os valores considerados na GAG Melhorias e no CAIMI, retroativos aos ciclos 2018/2019 e 2019/2020. Adicionalmente, houve uma melhoria dos índices de indisponibilidade das usinas cotistas, implicando em um adicional de receita proveniente dos Ajustes por Indisponibilidade – AjI. Adicionalmente, em 2020, houve um aumento expressivo do nível de geração hidráulica das usinas cotistas ao longo do ano de 2020,

o que acarretou aumento na receita destinada para o pagamento das obrigações relativas à Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos – CFURH.

Comparativamente ao ano de 2019, houve, também, aumento nos montantes de energia vendida em 2020, acarretando a elevação da receita proveniente dos contratos de suprimento.

O recebimento dos montantes da GAG melhoria até 31 de dezembro 2020 corresponde ao montante de R\$ 722.494.

38 – ENCARGOS SETORIAIS

A Companhia incorreu, no exercício, em encargos setoriais que totalizaram R\$ 433.567 (R\$ 343.797, em 2019) com a seguinte composição:

	31/12/2020	31/12/2019
Reserva Global de Reversão – RGR	50.396	41.128
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	65.276	56.627
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	74.790	66.436
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – Proinfa	38.292	51.587
Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica – TFSEE	21.722	18.742
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH	183.091	109.277
Total	433.567	343.797

39 - CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

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

	31/12/2020	31/12/2019
	Total	Total
Energia elétrica comprada para revenda	351.735	298.903
Encargos de uso da rede de transmissão	807.515	712.357
Pessoal	1.056.497	1.359.524
Material	32.487	39.730
Serviço de terceiros	261.257	247.794
Depreciação e amortização	385.318	382.730
Provisão (reversão) contrato oneroso	61.328	(132.120)
Arrendamentos e aluguéis	15.328	14.832
Tributos	11.043	11.818
Provisões para contingências	730.738	416.895
Provisão impairment	(523.244)	(699.125)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	309.969	97.097
Provisão para créditos de liquidação duvidosa - Leniência	-	10.518
Provisão para perdas na realização de investimentos	(58.188)	262.071
Perdas com ativo imobilizado - Camaçari	233.136	-
Outros	100.879	(4.369)
Total	3.775.798	3.018.655

40 - PESSOAL E ADMINISTRADORES

Pessoal e Administradores	2020	2019
Pessoal		
Remuneração	528.899	725.163
Encargos	191.944	234.809
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	78.915	27.926
Programa de demissão voluntária	-	192.975
Participação nos lucros e resultados - PLR	148.018	64.387
Outros	101.291	109.814
Administradores		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	7.430	4.450
Total	1.056.497	1.359.524

41 – RESULTADO FINANCEIRO

	31/12/2020	31/12/2019
<u>Receitas Financeiras</u>		
Resultado de aplicações financeiras	71.178	57.782
Variações monetárias e acréscimos moratórios - energia vendida	294.888	133.781
Outras variações monetárias ativas	78.887	50.898
Outras receitas financeiras	14.701	5.286
	459.654	247.747
<u>Despesas Financeiras</u>		
Encargos de dívidas	(81.265)	(89.181)
Variações monetárias sobre financiamentos e empréstimos	(6.907)	(601)
Juros sobre remuneração aos acionistas	(77.294)	(13.022)
Outras despesas financeiras	(15.186)	(33.400)
	(180.652)	(136.204)
Total	279.002	111.543

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

	31/12/2020	31/12/2019
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	3.525.446	3.300.220
Encargo total do imposto de renda e da contribuição social	(1.198.652)	(1.122.075)
Efeitos fiscais sobre adições ou exclusões temporárias	(523.644)	480.803
Efeitos fiscais sobre outras adições ou exclusões	370.752	24.214
Ajuste IR diferido	641.881	795.951
Incentivo fiscal	386.262	-
Imposto de renda e contribuição social apurados	(323.401)	178.893
<u>Imposto de renda e contribuição social corrente</u>	(546.510)	(617.058)
Contribuição Social	(251.606)	(267.004)
Imposto de Renda	(294.904)	(350.054)
<u>Imposto de renda e contribuição social diferidos</u>	223.109	795.951
Contribuição Social	131.671	469.702
Imposto de Renda	91.438	326.249
Imposto de renda do período e contribuição social	(323.401)	178.893

43 – 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 I, II, III e 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; Os contratos de transmissão 008/2005, 010/2007, 014/2008, 017/2011 e 018/2009 tem o direito ao incentivo da redução concedido para o período de 2020 a 2029. 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; 014/2010; 006/2004 e 021/2010 têm o direito ao incentivo da redução de 75% do imposto para o período de 2018 a 2027. Os Contratos de Transmissão números 009/2011, 013/2010 e 061/2001 tem 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.

Em virtude de trabalho de otimização tributária que vem sendo realizado, a Companhia incrementou o incentivo fiscal de Redução de 75% do imposto de renda, referente ao ano calendário 2017, em R\$ 160.139; em 2018 R\$ 40.476; e em 2019 R\$ 282.469. Esse benefício foi possível em consequência da análise minuciosa das receitas líquidas incentivadas da Companhia de acordo com os laudos obtidos junto à Sudene e ratificados pela Receita Federal do Brasil em seus atos concessórios.

No ano de 2020, 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\$ 386.262.

44 – REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

	31/12/2020	31/12/2019 (Reapresentado)
Lucro líquido do exercício - Regulatório	3.202.045	3.479.113
Ajustes - nota 54	(1.094.271)	(645.465)
Lucro líquido do exercício - Societário	2.107.774	2.833.648
Constituição da Reserva de Incentivos Fiscais	(386.262)	(282.469)
Constituição da Reserva legal	(86.076)	(174.307)
Lucro líquido ajustado - base de cálculo da remuneração	1.635.436	2.376.872
Dividendos mínimos obrigatórios (25%)	408.859	
Base para remuneração aos acionistas	1.635.436	2.376.872
Dividendos mínimos obrigatórios	408.859	757.339
Constituição de reserva especial de dividendos não distribuídos	1.226.577	2.272.016
Remuneração proposta:		
Dividendos mínimos obrigatórios	408.859	757.339
Dividendos propostos - Reserva Especial de dividendos não distribuídos de exercícios anteriores	1.398.023	418.225
Remuneração líquida	1.806.882	1.175.564
Dividendos brutos por ação ordinária e preferencial (R\$)	7,31	13,55

De acordo com o Estatuto da Companhia é assegurado aos acionistas, dividendo mínimo obrigatório de 25% sobre o lucro líquido do exercício, ajustado na forma da Lei. Em 2020, a Administração propôs o pagamento dos dividendos aos acionistas preferencialistas no valor de R\$ 408.859, como dividendo mínimo obrigatório e R\$ 1.398.023 (ações preferenciais e ordinárias) decorrente de reserva especial de dividendos não distribuídos. Considerando que a atual situação financeira da Companhia é incompatível com o pagamento da totalidade dos dividendos, nos termos do Art. 202, da Lei 6.404/76, foi constituída a reserva especial de dividendos não distribuídos no montante de R\$ 1.226.577, os quais serão pagos quando da reversão dessa situação financeira da Companhia.

Os dividendos constituídos serão pagos na data que vier a ser fixada na Assembleia Geral Ordinária - AGO de acionistas, ou de acordo com a Lei Societária, no caso de a AGO não se pronunciar sobre a matéria, e terão os seus valores atualizados monetariamente a partir da data de encerramento do exercício a que se referem, até a data do pagamento, com base na variação da taxa Selic.

De acordo com o artigo 43 do Estatuto Social da Companhia os dividendos não reclamados no prazo de 3 (três) anos, contados a partir da data em que foram disponibilizados, reverterão em favor da Companhia.

45 – 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 2020 e 2019, apresentando, portanto, lucro diluído igual ao lucro básico.

	31/12/2020			31/12/2019		
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total
Básico/Diluído						
Numerador						
Lucro/Prejuízo líquido atribuível aos acionistas	3.101.582	100.463	3.202.045	3.397.737	110.056	3.507.793
Denominador						
Quantidade de ações	54.151	1.754	55.905	54.151	1.754	55.905
Lucro/Prejuízo básico por ação em R\$	57,28	57,28	57,28	62,75	62,75	62,75

46 – 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	31/12/2020			31/12/2019		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Eletrobras	Clientes	174	-	-	3.024	-	-
	Contas a receber	794	-	-	-	-	-
	Contas a pagar	-	605	-	-	-	-
	Dividendos a Pagar	-	1.800.853	-	-	1.171.447	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	402	-	-	485
	Outras Despesas Operacionais	-	-	(9.943)	-	-	-
		968	1.801.458	(9.541)	3.024	1.171.447	485
Furnas	Clientes	8.341	-	-	8.330	-	-
	Fornecedores	-	10.223	-	-	8.407	-
	Dividendos a Pagar	-	179	-	-	-	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	88.086	-	-	74.754
	Encargo de uso de rede de transmissão	-	-	(118.278)	-	-	(114.695)
	Outras Despesas Operacionais	-	-	(162)	-	-	-
		8.341	10.402	(30.354)	8.330	8.407	(39.941)
Eletrosul	Clientes	-	-	-	174	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	3.205	-
	Encargo de uso de rede de transmissão	-	-	-	-	-	(44.957)
		-	-	-	174	3.205	(44.957)
CGT Eletrosul	Clientes	508	-	-	-	-	-
	Contas a receber	24	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	3.072	-	-	-	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	5.705	-	-	3.126
	Energia Comprada para Revenda	-	-	(4.397)	-	-	-
	Encargo de uso de rede de transmissão	-	-	(40.287)	-	-	-
		532	3.072	(38.979)	-	-	3.126
Eletronorte	Clientes	8.040	-	-	6.966	-	-
	Contas a receber	42	-	-	86	-	-
	Fornecedores	-	6.007	-	-	4.645	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	90.235	-	-	83.094
	Energia Comprada para Revenda	-	-	(16.904)	-	-	-
	Encargo de uso de rede de transmissão	-	-	(72.128)	-	-	(69.189)
Outras Despesas Operacionais	-	-	(479)	-	-	-	
		8.082	6.007	724	7.052	4.645	13.905
Eletronuclear	Clientes	1.524	-	-	1.429	-	-
	Dividendos a Pagar	-	14	-	-	-	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	17.742	-	-	15.758
		1.524	14	17.742	1.429	-	15.758
CGTEE	Clientes	-	-	-	266	-	-
		-	-	-	266	-	-
Fachesf	Fornecedores	-	20.398	-	-	-	-
	Despesas operacionais	-	-	-	-	-	(51.685)
	Contratos atuariais	-	-	(37.590)	-	-	-
	Contribuição normal	-	-	-	-	21.794	-
	Receita Financeira	-	-	90	-	-	-
	Recuperação Despesas Financeiras	-	-	2.477	-	-	-
		-	20.398	(35.023)	-	21.794	(51.685)
STN	Contas a receber	344	-	-	346	-	-
	Partic. societária permanente	254.183	-	-	213.480	-	-
	Fornecedores	-	365	-	-	529	-
	Receita de Prestação de Serviço	-	-	4.321	-	-	4.039
	Encargo de uso de rede de transmissão	-	-	(5.835)	-	-	(7.501)
	Equivalência patrimonial	-	-	69.637	-	-	63.775
		254.527	365	68.123	213.826	529	60.313
Energética Águas da Pedra S.A.	Partic. societária permanente	125.102	-	-	116.345	-	-
	Clientes	357	-	-	303	-	-
	Dividendos a Receber	7.017	-	-	6.675	-	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	4.008	-	-	3.732
	Equivalência patrimonial	-	-	29.544	-	-	29.135
		132.476	-	33.552	123.323	-	32.867
Energia Sustentável do Brasil S.A.	Clientes	11.465	-	-	9.844	-	-
	Partic. societária permanente	1.625.197	-	-	1.420.422	-	-
	Fornecedores	-	14.178	-	-	13.592	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	128.768	-	-	118.767
	Energia Comprada para Revenda	-	-	(209.165)	-	-	(218.793)
	AFAC	-	-	-	66.200	-	-
	Receita Financeira	-	-	1	-	-	-
Equivalência patrimonial	-	-	(61.847)	-	-	(19.149)	
		1.636.662	14.178	(142.243)	1.496.466	13.592	(119.175)
I.E. Madeira	Partic. societária permanente	687.660	-	-	755.531	-	-
	Fornecedores	-	2.032	-	-	993	-
	Dividendos a Receber	2.858	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	12.035	-	-	66.539
	Encargo de uso de rede de transmissão	-	-	(19.455)	-	-	(21.305)
		690.518	2.032	(7.420)	755.531	993	45.234

Continuação

Empresas	Natureza da operação	31/12/2020			31/12/2019		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Manaus Construtora	Partic. societária permanente	7.761	-	-	7.701	-	-
	Dividendos a Receber	9.178	-	-	9.178	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	60	-	-	193
		16.939	-	60	16.879	-	193
TDG	Partic. societária permanente	-	-	-	152.670	-	-
	Contas a receber	-	-	-	431	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	62	-
	Receita de Prestação de Serviço	-	-	1.236	-	-	2.901
	Encargo de uso de rede de transmissão	-	-	(322)	-	-	(947)
	Equivalência patrimonial	-	-	(4.082)	-	-	(21.806)
	-	-	(3.168)	153.101	62	(19.852)	
Norte Energia S.A.	Clientes	14.468	-	-	12.179	-	-
	Partic. societária permanente	1.980.979	-	-	2.110.038	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(129.059)	-	-	51.363
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	146.279	-	-	109.719
	Energia Comprada para Revenda	-	-	(22.885)	-	-	(12.107)
	Receita Financeira	-	-	373	-	-	-
	1.995.447	-	(5.292)	2.122.217	-	148.975	
IE Garanhuns	Partic. societária permanente	324.875	-	-	338.623	-	-
	Fornecedores	-	262	-	-	269	-
	Dividendos a Receber	8.055	-	-	-	-	-
	Encargo de uso de rede de transmissão	-	-	(3.404)	-	-	(3.624)
	Equivalência patrimonial	-	-	36.913	-	-	36.484
	332.930	262	33.509	338.623	269	32.860	
VamCruz I	Partic. societária permanente	123.674	-	-	-	-	-
	Ativos não circ. mantidos p/ venda	-	-	-	125.816	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(2.142)	-	-	-
	123.674	-	(2.142)	125.816	-	-	
Extremoz	Equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	33.129
		-	-	-	-	-	33.129
Cia. Energética SINOP S.A.	Partic. societária permanente	277.892	-	-	242.412	-	-
	Contas a Receber	657	-	-	557	-	-
	Fornecedores	-	374	-	-	-	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	5.618	-	-	3.146
	Energia Comprada para Revenda	-	-	(4.621)	-	-	(4.471)
	Equivalência patrimonial	-	-	44.070	-	-	(28.962)
	278.549	374	45.067	242.969	-	(30.287)	
Amazonas G&T	Clientes	438	-	-	421	-	-
	Fornecedores	-	86	-	-	72	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	4.913	-	-	3.410
	Receita Financeira	-	-	2	-	-	-
	Encargo de uso de rede de transmissão	-	-	(1.027)	-	-	(1.049)
	Outras Despesas Operacionais	-	-	(302)	-	-	-
	438	86	3.586	421	72	2.361	
Complexo Eólico Pindaí I	Partic. societária permanente	401.236	-	-	428.340	-	-
	Clientes	117	-	-	39	-	-
	Contas a Receber	6	-	-	-	-	-
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	370	-	-	246
	Equivalência patrimonial	-	-	(7.834)	-	-	(15.254)
	Receita Financeira	-	-	3	-	-	-
	Receita Prestação de Serviço	-	-	70	-	-	45
	401.359	-	(7.391)	428.379	-	(14.963)	
Complexo Eólico Pindaí II	Partic. societária permanente	201.714	-	-	194.074	-	-
	Clientes	11	-	-	10	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	7.640	-	-	(1.406)
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	132	-	-	109
	201.725	-	7.772	194.084	-	(1.297)	
Complexo Eólico Pindaí III	Partic. societária permanente	103.556	-	-	99.341	-	-
	Clientes	7	-	-	6	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	4.215	-	-	(1.252)
	Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	85	-	-	73
	103.563	-	4.300	99.347	-	(1.179)	

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

Eletrobras (Controladora)

- Ressarcimento dos contratos da auditoria e atuarial;
- Ressarcimento de despesas de empregados cedidos;
- Remuneração pelo capital investido.

Furnas

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

CGT Eletrosul

- 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.

Fachesf

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

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;
- Remuneração pelo capital investido.

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;
- 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;
- 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.

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.

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.

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. - Corrupião 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. - Papaiaio 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 2020 está demonstrado a seguir:

	31/12/2020	31/12/2019
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	4.135	3.202
Encargos Sociais	1.296	878
Benefícios	399	370
Total	5.830	4.450

Os administradores não possuem pagamentos baseados em ações da Companhia.

47 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

47.1 – 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 2020 e 31 de dezembro de 2019.

	31/12/2020	31/12/2019
<u>Ativos financeiros</u>		
Mensurados ao custo amortizado		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	2.124.067	1.532.167
Títulos e valores mobiliários	8.472	8.350
Cauções e depósitos vinculados	160.589	198.663
Valor justo por meio do resultado		
Caixa e equivalentes de caixa	9.256	1.312
Valor justo por meio de outros resultados abrangentes		
Investimentos (ativos mantidos para venda)	-	125.816
Total Ativos financeiros	2.302.384	1.866.308
<u>Passivos financeiros</u>		
Mensurados ao custo amortizado		
Financiamentos e empréstimos	1.103.581	1.027.798
Fornecedores	404.181	474.828
Debêntures	149.215	150.322
Total Passivos financeiros	1.656.977	1.652.948

47.2 - 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 2020, 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	31/12/2020	31/12/2019
Passivos		
TJLP	300.651	305.352
CDI	247.848	328.632
IPCA	276.212	223.803
Total	824.711	857.787
Passivo líquido exposto	824.711	857.787

- **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	31/12/2020	31/12/2019
Caixa e equivalente de caixa	5	9.256	1.312
Títulos e valores mobiliários	6	2.079.504	1.089.805
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	2.124.067	1.532.167

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 2020						
Fornecedores	404.181	404.181	404.181	-	-	-
Financiamentos e empréstimos	1.103.581	1.555.657	278.677	213.357	496.494	567.129
Obrigações estimadas	104.510	104.510	104.510	-	-	-
Debêntures	149.215	156.086	8.256	37.195	46.629	64.006
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

47.3 – 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 2020 e 31 de dezembro de 2019, podem ser assim sumarizados:

	31/12/2020	31/12/2019
Financiamentos e empréstimos e debêntures	1.252.796	1.178.120
(-)Caixa e equivalentes de caixa e TVM	2.088.760	1.091.117
Dívida líquida	(835.964)	87.003
Patrimônio líquido	13.866.990	14.590.593
Total do capital	13.031.026	14.677.596
Índice de alavancagem financeira	-6,4%	0,6%

47.4 – ESTIMATIVA DO VALOR JUSTO

Instrumentos Financeiros	31/12/2020		31/12/2019	
	Valor Contábil	Valor de Mercado	Valor Contábil	Valor de Mercado
Títulos e valores mobiliários	1.955.463	1.955.463	985.488	985.488
Aplicações financeiras	5.083	5.083	-	-
Total	1.960.546	1.960.546	985.488	985.488

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:

	31/12/2020			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Títulos e valores mobiliários	1.459.533	-	-	1.459.533
Aplicações financeiras	5.083	-	-	5.083
Total	1.464.616	-	-	1.464.616
	31/12/2019			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Títulos e valores mobiliários	659.488	-	-	659.488
Total	659.488	-	-	659.488

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.

47.5 – 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 31/12/2020	Índice			Valor		
		Cenário provável	Cenário I (-25%)	Cenário II (- 50%)	Cenário provável	Cenário I (-25%)	Cenário II (- 50%)
Passivos							
TJLP	300.651	4,55	3,41	2,28	314.331	310.903	307.506
IPCA	276.212	4,38	3,29	2,19	288.310	285.299	282.261
CDI	247.848	1,90	1,43	0,95	252.557	251.392	250.203
Efeito líquido	(824.711)				(855.198)	(847.594)	(839.970)

Apreciação dos índices

	Saldo em 31/12/2020	Índice			Valor		
		Cenário provável	Cenário I (+25%)	Cenário II (+ 50%)	Cenário provável	Cenário I (+25%)	Cenário II (+ 50%)
Passivos							
TJLP	300.651	4,55	5,69	6,83	314.331	317.758	321.185
IPCA	276.212	4,38	5,48	6,57	288.310	291.348	294.359
CDI	247.848	1,90	2,38	2,85	252.557	253.747	254.912
Efeito líquido	(824.711)				(855.198)	(862.853)	(870.456)

48 – 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	585.719	-	585.719	618.668	-	618.668
Suprimento de energia elétrica	2.713.160	-	2.713.160	2.287.656	-	2.287.656
Energia Elétrica de Curto Prazo	597.206	-	597.206	608.524	-	608.524
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	-	4.373.877	4.373.877	-	3.545.786	3.545.786
Outras receitas	4.193	16.709	20.902	4.622	18.416	23.038
	3.900.278	4.390.586	8.290.864	3.519.470	3.564.202	7.083.672
Tributos						
ICMS	(94.026)	-	(94.026)	(97.033)	-	(97.033)
PIS-PASEP	(58.678)	(70.569)	(129.247)	(48.489)	(58.315)	(106.804)
Cofins	(277.198)	(333.371)	(610.569)	(223.363)	(268.625)	(491.988)
ISS	(110)	(350)	(460)	(175)	(555)	(730)
ENCARGOS - PARCELA "A"						
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(26.385)	(38.891)	(65.276)	(22.889)	(33.738)	(56.627)
Outros encargos CCEE	97	-	97	(97)	-	-
Reserva Global de Reversão - RGR	(30.772)	(19.624)	(50.396)	(25.113)	(16.015)	(41.128)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE	-	(74.790)	(74.790)	-	(66.436)	(66.436)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	(183.091)	-	(183.091)	(109.277)	-	(109.277)
Taxa de Fiscalização da Aneel	(6.519)	(15.203)	(21.722)	(5.624)	(13.118)	(18.742)
Outros encargos	-	(38.292)	(38.292)	-	(51.587)	(51.587)
	(676.682)	(591.090)	(1.267.772)	(532.060)	(508.389)	(1.040.449)
RECEITA LÍQUIDA	3.223.596	3.799.496	7.023.092	2.987.410	3.055.813	6.043.223
CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS - PARCELA "A"						
Energia elétrica comprada para revenda	(351.735)	-	(351.735)	(298.903)	-	(298.903)
Encargo de transmissão, conexão e distribuição	(807.515)	-	(807.515)	(712.357)	-	(712.357)
	(1.159.250)	-	(1.159.250)	(1.011.260)	-	(1.011.260)
RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS	2.064.346	3.799.496	5.863.842	1.976.150	3.055.813	5.031.963
CUSTOS GERENCIÁVEIS - PARCELA "B"						
Pessoal e administradores	(253.559)	(802.938)	(1.056.497)	(326.286)	(1.033.238)	(1.359.524)
Material	(8.352)	(24.135)	(32.487)	(10.215)	(29.515)	(39.730)
Serviços de terceiros	(92.250)	(169.007)	(261.257)	(87.496)	(160.298)	(247.794)
Arrendamento e aluguéis	(5.313)	(10.015)	(15.328)	(5.141)	(9.691)	(14.832)
Seguros	(3.503)	(10.409)	(13.912)	(3.076)	(9.141)	(12.217)
Doações, contribuições e subvenções	(9.599)	(4.297)	(13.896)	(5.855)	(2.620)	(8.475)
Provisões	(644.812)	124.209	(520.603)	222.467	(177.803)	44.664
Perdas na alienação de bens e direitos						
(-) Recuperação de despesas	10.228	1.444	11.672	5.194	733	5.927
Tributos	(7.861)	(3.182)	(11.043)	(8.412)	(3.406)	(11.818)
Depreciação e amortização	(292.996)	(92.322)	(385.318)	(291.028)	(91.702)	(382.730)
Gastos diversos	(307.961)	(9.918)	(317.879)	18.540	594	19.134
	(1.615.978)	(1.000.570)	(2.616.548)	(491.308)	(1.516.087)	(2.007.395)
RESULTADO DA ATIVIDADE	448.368	2.798.926	3.247.294	1.484.842	1.539.726	3.024.568
Equivalência Patrimonial	(115.413)	114.563	(850)	14.475	149.634	164.109
Resultado Financeiro						
Receita financeira	303.139	156.515	459.654	147.485	100.262	247.747
Despesa financeira	(105.617)	(75.035)	(180.652)	(48.159)	(88.045)	(136.204)
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS SOBRE O LUCRO	530.477	2.994.969	3.525.446	1.598.643	1.701.577	3.300.220
Imposto de renda e contribuição social	(196.109)	(127.292)	(323.401)	(51.854)	230.747	178.893
LUCRO DO EXERCÍCIO	334.368	2.867.677	3.202.045	1.546.789	1.932.324	3.479.113
Lucro básico por ação (R\$)	5,98	51,30	57,28	27,67	34,56	62,23
Lucro diluído por ação (R\$)	5,98	51,30	57,28	27,67	34,56	62,23

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, perda no montante de R\$ 850 em 2020 (ganho de R\$ 164.109, em 2019).

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	3.896.085	-	-	3.896.085
Transmissão - T	-	4.373.877	-	4.373.877
Atividades não vinculadas - ANV	-	-	20.902	20.902
	3.896.085	4.373.877	20.902	8.290.864

Conciliação das Demonstrações de Resultado:

	Unidades de Negócio	Outorgada	Diferença
Receita	8.290.864	8.290.864	-
Deduções da receita	(1.267.772)	(1.267.772)	-
Receita líquida	7.023.092	7.023.092	-
Gastos	(3.775.798)	(3.775.798)	-
Resultado do serviço	3.247.294	3.247.294	-
Resultado financeiro	279.002	279.002	-
Equivalência patrimonial	-	(850)	850
Lucro antes da tributação e participações	3.526.296	3.525.446	850
Imposto de renda e contribuição social	(323.401)	(323.401)	-
Lucro do exercício	3.202.895	3.202.045	850

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\$ 850 refere-se ao resultado de equivalência patrimonial.

49 - 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 30/04/2020 e o das Eólicas a partir de 29/08/2020, 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:

<u>Apólices</u>	Importâncias Seguradas	Prêmios Anuais
- Riscos Nomeados:		
Incêndio, raio, explosão, danos elétricos, equipamentos eletrônicos	7.461.992	10.100
- Riscos operacionais (Eólicas)	116.400	162
- Riscos aeronáuticos	47.188	698
- Transporte	163.500	117
	7.789.080	11.077

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.

O objeto do seguro de riscos operacionais compreende a cobertura de danos materiais para os ativos das usinas eólicas de Casa Nova II e III e possui cobertura adicional de lucro cessantes no cujo limite máximo indenizável é de R\$ 25.000.

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.

50 - REMUNERAÇÃO DOS EMPREGADOS E ADMINISTRADORES (NÃO AUDITADO)

Em atendimento a Resolução nº 3, de 31/12/2010, 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 2020 e 2019:

	31/12/2020	31/12/2019
Remuneração de empregados (R\$)		
Maior remuneração de empregados	64.455,38	63.974,37
Menor remuneração de empregados	1.993,38	1.925,78
Remuneração média de empregados	11.255,99	10.856,86
Salário médio	8.033,35	7.975,47
Remuneração de dirigentes (R\$)		
Maior remuneração de administradores	71.699,70	53.717,86
Menor remuneração de administradores	4.595,75	50.023,61
Remuneração média de administradores	25.310,02	42.422,27

51 – 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	31/12/2020			31/12/2019
	Aplicação			Total
	Imobilizado	Resultado	Total	
Manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	1.124	4.618	5.742	7.696
Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	-	2.041	2.041	3.266
Educação ambiental para a comunidade	-	1.398	1.398	1.354
Outros projetos ambientais	-	81	81	170
Total	1.124	8.138	9.262	12.486

- *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\$ 48.840, com previsão de desembolso de R\$ 24.658 para o exercício de 2021 e R\$ 24.182 a partir de 2022.

52 - 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	31/12/2020	31/12/2019
Empregados treinados	2.111	3.051
Homem/hora treinados	68.415	120.023
Média/hora treinamento	21,43	31,45
Índice de empregados treinados (%)	66,11	79,95
Força de trabalho treinada (%)	1,12	1,64
Investimento total (R\$ mil)	2.457	3.615
Valor médio investido por empregado (R\$ 1,00)	769	947

53 – EVENTOS SUBSEQUENTES

53.1 – Aquisição de participação acionária de SPE

Em 26/01/2021, foi concluída a compra da totalidade das ações pertencentes a Sequoia Capital Ltda., nas Sociedades de Propósito Específico (“SPE”) dos Complexos Pindaí I, II e III. Pela compra mencionada, a Companhia pagou o valor de R\$ 20.615. A etapa seguinte será a incorporação das SPEs pela Companhia.

Em 31/03/2021 foram realizadas Assembleias Gerais Extraordinárias (“AGE”) dos Acionistas da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (“Chesf”) e dos Acionistas das 11 (onze) Sociedades de Propósito Específico (“SPEs”) dos Complexos Eólicos Pindaí I, II e III.

Esta operação é mais uma ação da iniciativa “Racionalização das Participações Societárias”, que integra a diretriz estratégica “Eficiência de Geração e Transmissão” do Plano Diretor de Negócios e Gestão (“PDNG”), e que inclui

incorporações, venda, troca de participações entre sócios e encerramentos de SPE's, visando a simplificação das estruturas societárias do Sistema Eletrobras.

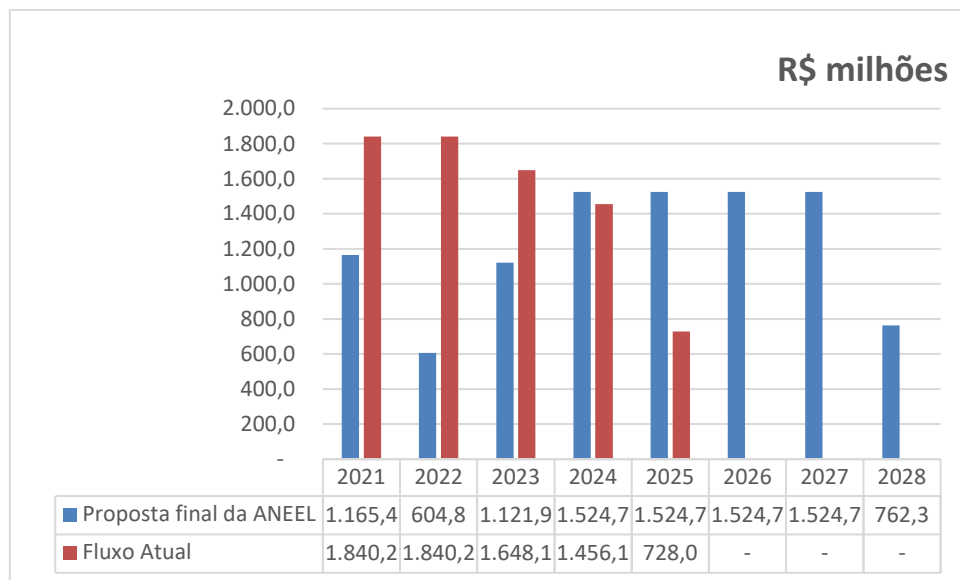
53.2 - Reperfilamento RBSE

Em 22 de abril de 2021, a Aneel, por meio da Resolução 2.853/2021, alterou a Resolução 2.717/2020, de 30 de junho de 2020, que homologou os resultados da revisão tarifária das RAPs associadas ao contrato de concessão renovado.

A decisão da Agência pelo reperfilamento do componente financeiro da RBSE prevê redução da curva de pagamento desses valores para os ciclos 2021/2022 e 2022/2023 e aumento no fluxo de pagamentos nos ciclos após 2023, estendendo tais parcelas até o ciclo 2027/2028, preservando, entretanto, a remuneração pelo WACC.

Como conhecido, a discussão a respeito da RBSE se estende desde 2017, quando foi reconhecida a sua inclusão na Base de Remuneração Regulatória das transmissoras e os critérios de atualização pela Portaria MME nº 120/2016. A discussão foi motivada em razão das medidas judiciais propostas por consumidores, que obtiveram decisões suspendendo o pagamento da parcela do custo de capital não incorporado desde as prorrogações das concessões até o processo tarifário (ke). O pagamento desta parcela somente retornou às RAPs em 2020, com a desconstituição das decisões judiciais, sem, entretanto, ter havido o reconhecimento da remuneração dos montantes não pagos de 2017 a 2020. Porém, a mesma decisão da ANEEL que promoveu o reperfilamento do componente financeiro, reconheceu o direito das transmissoras à remuneração dos valores cujo pagamento esteve suspenso judicialmente, acrescendo os montantes às respectivas RAPs, igualmente como componente financeiro da RBSE, acatando, assim, pedidos de reconsideração que foram apresentados.

A decisão da Aneel em referência traz os seguintes efeitos estimados para o fluxo de pagamento do componente financeiro da RBSE:



A companhia está analisando os reflexos contábeis advindos das alterações efetuadas pela ANEEL, que serão registrados quando da emissão da Resolução ANEEL com os valores das RAPs para o ciclo 2021/2022.

54 – 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	2020			2019		
		Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Ativos							
Ativo circulante							
Caixa e equivalência de caixa	5	9.256	-	9.256	1.312	-	1.312
Títulos e valores mobiliários	6	2.079.294	-	2.079.294	1.089.603	-	1.089.603
Consumidores, concessionárias e permissionárias	8	2.124.067	(179.540)	1.944.527	1.532.167	(174.601)	1.357.566
Tributos e contribuições a recuperar	9	255.129	3.940	259.069	823.348	-	823.348
Cauções e depósitos vinculados	11	31.890	-	31.890	32.876	-	32.876
Almoxarifado	12	89.610	(4.545)	85.065	82.337	(4.544)	77.793
Serviços em curso	13	332.140	-	332.140	361.709	-	361.709
Ativo da concessão de serviço público		-	3.108.499	3.108.499	-	2.068.579	2.068.579
Dividendos a receber	14	27.108	-	27.108	15.853	-	15.853
Fachef Saúde Mais	15	76.806	-	76.806	65.854	-	65.854
Ativos não circulantes mantidos para venda	17	-	-	-	125.816	-	125.816
Outros ativos circulantes	18	193.529	(28.277)	165.252	188.181	(29.343)	158.838
Ativo não circulante							
Títulos e valores mobiliários	6	210	-	210	202	-	202
Tributos compensáveis	9	201.189	-	201.189	198.689	-	198.689
Depósitos judiciais e cauções	11	488.241	-	488.241	695.538	-	695.538
Benefícios para reinvestimento	7	32.983	-	32.983	32.131	-	32.131
Tributos diferidos	10	1.035.146	(889.159)	145.987	421.787	(421.787)	-
Adiantamentos a investidas	16	-	-	-	66.200	-	66.200
Ativo da concessão de serviço público		-	11.610.045	11.610.045	-	12.767.296	12.767.296
Outros ativos não circulantes	18	25.911	537.143	563.054	20.504	487.821	508.325
Investimento	19	6.117.611	-	6.117.611	6.090.401	-	6.090.401
Imobilizado	20	12.046.993	(10.809.381)	1.237.612	11.725.556	(10.510.081)	1.215.475
Intangível	21	913.227	(796.396)	116.831	905.193	(782.002)	123.191
Total do ativo		26.080.340	2.552.329	28.632.669	24.475.257	3.401.338	27.876.595
Passivo							
Passivo circulante							
Fornecedores	22	404.181	(63.357)	340.824	474.828	(61.619)	413.209
Folha de pagamento		4.815	-	4.815	5.117	-	5.117
Tributos e contribuições sociais	23	149.398	-	149.398	845.723	28	845.751
Financiamentos e empréstimos	24	228.033	-	228.033	212.100	-	212.100
Remuneração aos acionistas	44	1.807.003	-	1.807.003	1.175.647	-	1.175.647
Outras provisões operacionais	26	120.382	-	120.382	91.774	-	91.774
Obrigações estimadas	27	104.510	-	104.510	122.504	-	122.504
Incentivo ao desligamento voluntário	28	122.420	-	122.420	105.700	-	105.700
Benefício pós-emprego	29	149.177	-	149.177	120.649	-	120.649
Encargos setoriais	30	73.516	-	73.516	153.334	-	153.334
Debêntures	25	11.224	-	11.224	10.923	-	10.923
Outros passivos circulantes	31	29.554	63.819	93.373	28.875	63.813	92.688
Passivo não circulante							
Tributos diferidos	10	-	-	-	-	329.301	329.301
Financiamentos e empréstimos	24	875.548	-	875.548	815.698	-	815.698
Benefício pós-emprego	29	3.522.069	-	3.522.069	1.621.816	-	1.621.816
Incentivo ao desligamento voluntário	28	57.506	-	57.506	113.048	-	113.048
Encargos setoriais	29	489.939	-	489.939	436.066	-	436.066
Provisões para contingências	32	3.592.441	-	3.592.441	3.114.875	-	3.114.875
Provisão contrato oneroso	33	100.478	-	100.478	39.150	4.059	43.209
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	35	212.804	(156.536)	56.268	237.333	(183.328)	54.005
Debêntures	25	137.991	-	137.991	139.399	-	139.399
Outros passivos não circulantes	31	20.361	256.366	276.727	20.105	149.287	169.392
Total do passivo		12.213.350	100.292	12.313.642	9.884.664	301.541	10.186.205
Patrimônio líquido							
Capital social	36	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		(89.771)	(3.664.701)	(3.754.472)	2.028.996	(4.111.213)	(2.082.217)
Reservas de lucros		1.337.702	4.065.645	5.403.347	811.592	4.290.863	5.102.455
Recursos destinados a aumento de capital		-	-	-	-	-	-
Prejuízos Acumulados		(2.051.093)	2.051.093	-	(2.920.147)	2.920.147	-
Total do patrimônio líquido		13.866.990	2.452.037	16.319.027	14.590.593	3.099.797	17.690.390
Total do passivo e do patrimônio líquido		26.080.340	2.552.329	28.632.669	24.475.257	3.401.338	27.876.595

	Nota	2020			2019		
		Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Operações em continuidade							
Receita							
	37						
Fornecimento de energia elétrica		585.719	-	585.719	618.668	-	618.668
Suprimento de energia elétrica		2.713.160	-	2.713.160	2.287.656	-	2.287.656
Energia Elétrica de Curto Prazo		597.206	-	597.206	608.524	-	608.524
Disponibilidade do sistema de transmissão e distribuição		4.373.877	(2.738.809)	1.635.068	3.545.786	(2.189.993)	1.355.793
Receita de construção - Geração/Transmissão		-	326.476	326.476	-	300.567	300.567
Receita financeira		-	1.916.370	1.916.370	-	666.566	666.566
Outras receitas vinculadas		20.902	50.675	71.577	23.038	-	23.038
Tributos							
	37						
ICMS		(94.026)	-	(94.026)	(97.033)	-	(97.033)
PIS-PASEP		(129.247)	-	(129.247)	(106.804)	-	(106.804)
Cofins		(610.569)	-	(610.569)	(491.988)	-	(491.988)
ISS		(460)	-	(460)	(730)	-	(730)
Encargos - Parcela "A"							
	37						
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(65.276)	-	(65.276)	(56.627)	-	(56.627)
Outros encargos CCEE		97	-	97	(97)	-	(97)
Reserva Global de Reversão - RGR		(50.396)	-	(50.396)	(41.128)	-	(41.128)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		(74.790)	-	(74.790)	(66.436)	-	(66.436)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH		(183.091)	-	(183.091)	(109.277)	-	(109.277)
Taxa de Fiscalização da Aneel		(21.722)	-	(21.722)	(18.742)	-	(18.742)
Outros Encargos		(38.292)	-	(38.292)	(51.587)	-	(51.587)
Receita líquida		7.023.092	(445.288)	6.577.804	6.043.223	(1.222.860)	4.820.363
Custos não gerenciáveis - Parcela "A"							
	39						
Energia elétrica comprada para revenda		(351.735)	-	(351.735)	(298.903)	-	(298.903)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição		(807.515)	-	(807.515)	(712.357)	-	(712.357)
Custo de Construção		-	(447.789)	(447.789)	-	(470.751)	(470.751)
Custo de Melhoria		-	(80.141)	(80.141)	-	(40.028)	(40.028)
Resultado antes dos custos gerenciáveis		5.863.842	(973.218)	4.890.624	5.031.963	(1.733.639)	3.298.324
Custos gerenciáveis - Parcela "B"							
	39						
Pessoal e administradores	40	(1.056.497)	-	(1.056.497)	(1.359.524)	-	(1.359.524)
Material		(32.487)	-	(32.487)	(39.730)	-	(39.730)
Serviços de terceiros		(261.257)	-	(261.257)	(247.794)	-	(247.794)
Arrendamento e aluguéis		(15.328)	248	(15.080)	(14.832)	247	(14.585)
Seguros		(13.912)	-	(13.912)	(12.217)	-	(12.217)
Doações, contribuições e subvenções		(13.896)	-	(13.896)	(8.475)	-	(8.475)
Provisões		(520.603)	(407.524)	(928.127)	44.664	(911.939)	(867.275)
Recuperação de despesas		11.672	-	11.672	5.927	-	5.927
Tributos		(11.043)	-	(11.043)	(11.818)	-	(11.818)
Depreciação e amortização		(385.318)	281.151	(104.167)	(382.730)	271.013	(111.717)
Gastos diversos da atividade vinculada		(317.879)	(47.945)	(365.824)	19.134	(128.083)	(108.949)
Resultado da Atividade		3.247.294	(1.147.288)	2.100.006	3.024.568	(2.502.401)	522.167
Equivalência patrimonial	19.5	(850)	-	(850)	164.109	-	164.109
Resultado Financeiro							
	41						
Receitas financeiras		459.654	(3.186)	456.468	247.747	(6.430)	241.317
Despesas financeiras	41	(180.652)	(220)	(180.872)	(136.204)	(222)	(136.426)
Resultado antes dos impostos	42	3.525.446	(1.150.694)	2.374.752	3.300.220	(2.509.053)	791.167
Imposto de renda e contribuição social		(323.401)	56.423	(266.978)	178.893	1.863.588	2.042.481
Resultado líquido das operações em continuidade	45	3.202.045	(1.094.271)	2.107.774	3.479.113	(645.465)	2.833.648
Resultado líquido do exercício		3.202.045	(1.094.271)	2.107.774	3.479.113	(645.465)	2.833.648
Lucro por ação	45	57,28		37,70	62,75		62,36

A seguir são detalhadas a natureza e explicações dos ajustes apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória:

54.1 - 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.

54.2 - Ativos da concessão de serviço público

Os ajustes são decorrentes de contabilização, na contabilidade societária, de obrigação de performance, 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\$ 14.718.544.

54.3. 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.

54.4 – 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.

54.5. Efeitos de contabilização de contratos de concessão (CPC 47)

54.5.1 - Receita e custo de construção

Os ajustes, no montante de R\$ 201.454, são decorrentes do andamento das obras do sistema de transmissão, e dos investimentos nas usinas prorrogadas, ambos abrangidos pelo CPC 47 – Receita de Contrato.

54.5.2 – Receita contratual (resultado)

Os ajustes, no montante de R\$ 1.916.370, são decorrentes de atualização do ativo financeiro da transmissão.

54.5.3 - Imposto de renda e contribuição social diferidos (resultado)

Os ajustes são decorrentes dos efeitos de diferenças temporárias de valores provenientes do CPC 33 e do CPC 47.

54.5.4 – Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	31/12/2020	31/12/2019
Saldos conforme contabilidade societária	16.319.027	17.690.390
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória	(2.452.037)	(3.099.797)
Remuneração do ativo da concessão de transmissão (IFRS 15)	(16.783.818)	(14.867.448)
Receita de O&M e Receita/Custo de construção (IFRS 15)	11.052.754	8.112.491
Ajustes CPCs	1.182.443	1.055.642
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis	1.127.976	1.184.398
Reavaliação de Ativos - RBSE	3.664.701	4.111.213
Ajuste de Exercícios anteriores (*)	(2.526.653)	(2.526.653)
Outros	(169.440)	(169.440)
Saldo conforme contabilidade regulatória	13.866.990	14.590.593

(*) Efeitos do ativo financeiro, equivalência e tributos.

54.5.5 – Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	31/12/2020	31/12/2019
Lucro/Prejuízo conforme contabilidade societária	2.107.774	2.833.648
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória	1.094.271	645.465
Remuneração do ativo da concessão de transmissão (IFRS 15)	(1.916.370)	(666.566)
Receita de O&M e Receita/Custo de construção (IFRS 15)	2.940.263	2.400.205
Outros (ajustes CPCs)	126.801	775.414
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis	(56.423)	(1.863.588)
Lucro/Prejuízo conforme contabilidade regulatória	3.202.045	3.479.113

DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS**EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020 E 2019****FÁBIO LOPES ALVES**Diretor-Presidente
CPF – 046.886.784-87**JENNER GUIMARÃES DO RÊGO**Diretor Financeiro
CPF – 168.807.904-10**ROBERTO PORDEUS NÓBREGA**Diretor de Regulação e Comercialização
CPF – 127.354.774-87**JOÃO HENRIQUE DE ARAÚJO FRANKLIN NETO**Diretor de Operação
CPF – 192.420.694-34**ADRIANO SOARES DA COSTA**Diretor de Gestão Corporativa
CPF – 619.661.504-15**REIVE BARROS DOS SANTOS**Diretor de Engenharia
CPF – 053.543.824-91**JOSÉ HENRIQUE MENDES DE OLIVEIRA**Superintendente de Contabilidade
Contador CRC – PE - 017904/O-0 – CPF - 948.785.104-63