

**DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS
REGULATÓRIAS**

2017



ÍNDICE

Relatório da Administração	Pág.
Carta do Presidente	1
Prêmios e Reconhecimentos	3
Geração e Transmissão de Energia Elétrica	3
Geração	3
Modernização do Sistema de Geração	9
Usina Termelétrica	9
Geração Distribuída	10
Transmissão	10
Qualidade do Fornecimento	26
Tecnologia da Informação	29
Novos Negócios e Parcerias	30
Composição Acionária	30
Relacionamento com Acionistas	30
Investimentos	30
Conjuntura Econômica	32
Programa Chesf Solar	32
Desempenho Econômico-Financeiro	32
Alienação de Bens	37
Relacionamento com Auditores Independentes	38
Gestão	38
Informações de Natureza Social e Ambiental	41
Demonstrações Financeiras	
Balanço Patrimonial	
Ativo	44
Passivo e Patrimônio Líquido	45
Demonstração do Resultado	46
Demonstração do Resultado Abrangente	47
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido	48
Demonstração do Fluxo de Caixa	49
Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras	50
Composição da Diretoria e dos Conselhos de Administração e Fiscal	152
Parecer dos Auditores Independentes	

CARTA DO PRESIDENTE

A BUSCA DO EQUILÍBRIO E UM OLHAR PARA O FUTURO

Em 2018 a Chesf completa 70 anos de história. Uma data marcante para uma empresa que cresceu junto com o Nordeste, superou vários desafios e agora trabalha com afinco para se tornar cada vez mais moderna e mais eficiente.

Os últimos anos têm sido desafiadores para a Chesf. Mas nos desafios encontramos também oportunidades de mudança, superação e reinvenção. Em 2017 isso não foi diferente, mas enfrentamos os desafios com um espírito renovado e com a vontade de deixar novamente nossa marca em todo o Nordeste.

Para que a estratégia fosse alcançada, foi elaborado um planejamento econômico-financeiro, que viabilizou recursos para as necessidades definidas. O recebimento de receitas das instalações da Rede Básica do Sistema Existente (RBSE), a partir do mês de julho, e a dação em pagamento de algumas Sociedades de Propósito Específico (SPE) formaram o principal pilar para a execução do planejado. Também foi executado um rígido controle das despesas, de forma a contribuir com os recursos necessários.

Com esse foco, implantamos o Plano de Obras e de Modernização, importante iniciativa que mobilizou toda a nossa equipe e nossos públicos de relacionamento para a entrega dos empreendimentos nos prazos estabelecidos ou antecipando as datas previstas.

É importante destacar o recorde anual de entregas de obras de transmissão e a inauguração dos primeiros parques eólicos da Chesf, Casa Nova II e III (BA).

Com essas entregas, garantimos uma maior capacidade de transformação, permitindo a transmissão de mais energia e com melhor qualidade para consumidores residenciais, comerciais e industriais. No Nordeste, entre os destaques, estão o reforço no atendimento às regiões metropolitanas de Fortaleza, Teresina, Aracaju e Salvador, além da melhoria na confiabilidade de todo o sistema da região.

E esse trabalho de modernização do sistema elétrico e a busca constante pela melhoria no desempenho já trouxeram resultados positivos, fazendo com que obtivéssemos os melhores índices de desempenho operacional em cinco anos e alcançássemos uma redução significativa no número de acidentes de trabalho com afastamento.

Outra iniciativa com foco no futuro e que merece destaque em 2017 é o lançamento de nosso Centro de Referência em Energia Solar de Petrolina (Cresp) voltado ao desenvolvimento do conhecimento científico e tecnológico em geração de energia solar. Com um investimento de R\$ 54,3 milhões, demos início à construção de uma planta fotovoltaica para geração de 3 MWp para a realização de pesquisas de geração, tendo em vista que o centro se localizará na região com o maior potencial para aproveitamento da energia solar no país.

Nossa área de Pesquisa & Desenvolvimento ganhou destaque no ano também com a obtenção da primeira Carta Patente da Chesf, com o “Aplicativo para Regulação e Paralelismo de Transformadores de Potência”. A tecnologia executa função de regular o nível de tensão que é entregue pela Chesf às concessionárias de energia. Mais uma prova de nossa forte capacidade de reinvenção, criatividade e eficiência.

Todo processo de mudança exige adaptações a uma nova realidade. Por isso, em 2017, lançamos o Plano de Aposentadoria Extraordinária (PAE), que resultou na adesão de 464 empregados de julho a dezembro. Também implantamos, de forma efetiva, nosso projeto de Reestruturação Organizacional, um importante passo para a modernização da Chesf e que integra uma série de medidas para otimizar custos e retomar a sustentabilidade empresarial. Esse novo organograma representou uma redução de 42,5% das funções gratificadas, com economia de cerca de 30% com esse custo.

Outra iniciativa que trará muitos bons frutos para nossa eficiência operacional, agilidade e economia de recursos é o início da implantação – junto com todas as empresas Eletrobras – de um Centro de Serviços Compartilhados para áreas comuns como Suprimentos, Compras, Contabilidade e Jurídica, que evitará a sobreposição de funções e dará a possibilidade de contratos mais benéficos para as empresas, seguindo o exemplo de sucesso de muitas grandes corporações.

Além de nossas questões internas, em 2017 também tivemos um papel muito importante frente a maior crise hídrica vivenciada pela Bacia do Rio São Francisco em 80 anos. Passando pelo quinto ano seguido de escassez, o rio chegou ao seu volume mínimo de água. Para garantir o uso múltiplo das águas pelas populações ribeirinhas e seguindo as determinações do Ibama e da Agência Nacional das Águas (ANA), temos gerenciado, desde 2013, a vazão do Rio São Francisco a partir do Reservatório de Sobradinho. O reservatório tem sido fundamental para a segurança hídrica da Região, em especial para os mais de três milhões de habitantes do Médio e Baixo São Francisco.

Em paralelo, com a integração da área de Sustentabilidade à área de Planejamento e Inovação, iremos fortalecer as questões ligadas ao tema. Aproveito para reiterar que o desenvolvimento do nosso negócio só é válido com base em valores e princípios éticos e o pleno respeito pelos direitos humanos em toda a sua expressão.

Sabemos que 2018 continuará sendo um ano de muitos desafios a serem superados. As discussões que se desenvolverão durante o ano de 2018 sobre o modelo do Setor Elétrico deverão resultar no equacionamento do maior desafio da Chesf, o aumento de sua receita. Mas hoje temos mais clareza de quais são os obstáculos e as melhores formas de enfrentá-los para levar a Chesf novamente a um cenário de crescimento e de destaque na região Nordeste. Continuaremos com os nossos compromissos relacionados aos Princípios do Pacto Global, do Pacto Nacional pela Erradicação do Trabalho Escravo, dos Princípios de Empoderamento das Mulheres, do Programa Pró-Equidade de Gênero e Raça e no Enfrentamento à Violência Sexual Contra Crianças e Adolescentes. Vamos chegar aos nossos 70 anos de história com energia para mudar, crescer e reinventar. E para isso, contamos com uma equipe engajada, que demonstra todos os dias seu compromisso em contribuir com o crescimento da Chesf, do Nordeste e de todo o país.

Boa leitura!

Sinval Zaidan Gama
Diretor-Presidente

PRÊMIOS E RECONHECIMENTOS

Em 2017, a Chesf recebeu os seguintes prêmios e reconhecimentos:

- Prêmio Jorge Furtado de Desenvolvimento Regional, na categoria Projetos Inovadores para Implantação no Território, com o projeto de responsabilidade social “Desenvolvimento de ações para produtores agropecuários e pescadores do território no entorno da barragem de Sobradinho-BA”, em parceria com a Embrapa Semiárido.
- IV Prêmio Melhores Empresas para Trabalhadores com Deficiência. Sendo esta a sua primeira participação, a Empresa foi uma das três selecionadas na categoria “Boas Práticas”, entre 52 importantes instituições, destacando-se pelo conjunto de suas práticas promotoras de inclusão e acessibilidade.
- Premiada no 15º Benchmarking Brasil, ficando entre os Top Ten com o Programa Vivendo e Aprendendo, fazendo da Chesf uma Empresa-Cidadã, pelo resgate da dignidade de homens e mulheres pela apropriação da palavra falada e escrita.
- Trabalho apresentado no XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNTPEE foi premiado com Menção Honrosa, evidenciando que o “Investimento em Segurança e Saúde no Trabalho como Estratégia Empresarial”, favorece a sustentabilidade da Empresa, através da redução dos custos associados à ocorrência de acidentes do trabalho e de doenças ocupacionais.
- Premiada como empresa com maior número de participantes na Corrida Circuito das Estações – Etapa Primavera, em Recife/PE.
- A Chesf obteve sua primeira Carta Patente. Os Estados Unidos e, de forma subsequente, a China, publicaram a concessão da carta patente relativa à inovação tecnológica que está sendo utilizada em subestações. O “Aplicativo para Regulação e Paralelismo de Transformadores de Potência” foi desenvolvido dentro do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação da Empresa. A tecnologia executa função de extrema importância para o sistema elétrico, pois regula o nível de tensão que é entregue pela Chesf às concessionárias de energia, que por sua vez chega ao consumidor final.

GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

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

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

GERAÇÃO

Em 31/12/2017, a Concessionária detinha 15.489,94 MW de potência instalada em operação, 10.670,23 MW em base de controladora (propriedade integral) e 4.819,71 MW por meio da participação em SPEs, conforme quadro 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	10.670,23	6.260,75		10.670,23	6.260,75		
UHE Paulo Afonso I	180	2.225,00	100,00%	180	2.225,00	dez/54	dez/42
UHE Paulo Afonso II	443		100,00%	443		out/61	dez/42
UHE Paulo Afonso III	794,2		100,00%	794,2		out/71	dez/42
UHE Paulo Afonso IV	2.462,40		100,00%	2.462,40		dez/79	dez/42
UHE Apolônio Sales	400		100,00%	400		abr/77	dez/42
UHE Luiz Gonzaga	1.479,60	959	100,00%	1.479,60	959	jun/88	dez/42
UHE Xingó	3.162,00	2.139,00	100,00%	3.162,00	2.139,00	dez/94	dez/42

UHE Sobradinho	1.050,30	531	100,00%	1.050,30	531	nov/79	fev/52
UHE Boa Esperança	237,3	143	100,00%	237,3	143	out/70	dez/42
UHE Funil	30	10,91	100,00%	30	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	100,00%	3,52	1	jan/57	nov/24
UTE Camaçari (*)	346,8	229,8	100,00%	346,8	229,8	set/79	ago/27
UEE Casa Nova II	32,9	8,9	100,00%	32,9	8,9	nov/17	mai/49
UEE Casa Nova III (**)	28,2	9,4	100,00%	28,2	9,4	dez/17	mai/49
Sociedade de Propósito Específico	4.819,71	2.522,10		1.182,39	615,26		
UHE Dardanelos (Energética Águas da Pedra S.A.)	261	154,9	24,50%	63,95	37,95	ago/11	jul/42
UHE Jirau (ESBR Participações S.A.)	3750	1975,3	20,00%	750	395,06	set/13	ago/43
UEE (EOL) Pedra Branca (Pedra Branca S.A.)	30	12,2	49,00%	14,7	5,98	mar/13	fev/46
UEE (EOL) São Pedro do Lago (São Pedro do Lago S.A.)	30	13,5	49,00%	14,7	6,62	mar/13	fev/46
UEE (EOL) Sete Gameleiras (Sete Gameleiras S.A.)	30	12,6	49,00%	14,7	6,17	mar/13	fev/46
UEE (EOL) Baraúnas I (Baraúnas Energética S.A.)	32,9	12,4	49,00%	16,12	6,08	set/15	fev/49
UEE (EOL) Morro Branco I (Morro Branco I Energética S.A.)	32,9	12,7	49,00%	16,12	6,22	set/15	fev/49
UEE (EOL) Mussambê (Mussambê Energética S.A.)	32,9	11,5	49,00%	16,12	5,64	set/15	fev/49
UEE (EOL) Banda de Couro (Banda de Couro Energética S.A.)	32,9	12,9	1,70%	0,579	0,23	abr/16	jun/49
UEE (EOL) Baraúnas II (Baraúnas II Energética S.A.)	25,85	7,8	1,50%	0,403	0,12	abr/16	jul/49
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana IX (Ventos de Santa Joana IX Energias Renováveis S.A.)	29,6	15,8	49,00%	14,5	7,74	jul/15	mar/49
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana X (Ventos de Santa Joana X Energias Renováveis S.A.)	29,6	16	49,00%	14,5	7,84	jul/15	mar/49
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana XI (Ventos de Santa Joana XI Energias Renováveis S.A.)	29,6	16	49,00%	14,5	7,84	jul/15	mar/49
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana XII (Ventos de Santa Joana XII Energias Renováveis S.A.)	28,9	16,9	49,00%	14,16	8,28	jul/15	mar/49
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana XIII (Ventos de Santa Joana XIII Energias Renováveis S.A.)	29,6	16	49,00%	14,5	7,84	jul/15	mar/49
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana XV (Ventos de Santa Joana XV Energias Renováveis S.A.)	28,9	16,2	49,00%	14,16	7,94	jul/15	mar/49
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana XVI (Ventos de Santa Joana XVI Energias Renováveis S.A.)	28,9	17,4	49,00%	14,16	8,53	jul/15	mar/49
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana I (Ventos de Santa Joana I Energias Renováveis S.A.)	28,9	14,7	49,00%	14,161	7,203	jan/16	jun/49
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana III (Ventos de Santa Joana III Energias Renováveis S.A.)	29,6	14,3	49,00%	14,504	7,007	jan/16	jun/49
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana IV (Ventos de Santa Joana IV Energias Renováveis S.A.)	27,2	14,2	49,00%	13,328	6,958	jan/16	jun/49
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana V (Ventos de Santa Joana V Energias Renováveis S.A.)	28,9	14,1	49,00%	14,161	6,909	jan/16	jun/49
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana VII (Ventos de Santa Joana VII Energias Renováveis S.A.)	28,9	14,8	49,00%	14,161	7,252	jan/16	jun/49
UEE (EOL) Ventos de Santo Augusto IV (Ventos de Santo Augusto IV Energias Renováveis S.A.)	28,9	15,7	49,00%	14,161	7,693	jan/16	jun/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) Serra das Vacas I (Serra das Vacas I S.A.)	23,92	12,2	49,00%	11,72	5,98	nov/15	mai/49
UEE (EOL) Serra das Vacas II (Serra das Vacas II S.A.)	22,3	9,9	49,00%	10,93	4,85	nov/15	mai/49

UEE (EOL) Serra das Vacas III (Serra das Vacas III S.A.)	22,24	11	49,00%	10,9	5,39	nov/15	jun/49
UEE (EOL) Serra das Vacas IV (Serra das Vacas IV S.A.)	22,3	10,5	49,00%	10,92	5,15	nov/15	jun/49
Total	15.489,94	8.782,85		11.852,62	6.876,01		

(*) Em processo de encerramento da concessão. Todas as unidades com operação comercial suspensas.

(**) Em fase de teste operacional, com entrada em operação comercial em fev/18.

Com relação aos empreendimentos corporativos em dezembro de 2017, entrou em operação comercial o parque eólico de Casa Nova II (32,9 MW) e, em fase de teste operacional, o parque eólico Casa Nova III (28,2 MW), com entrada em operação comercial em fevereiro de 2018. Esses dois parques eólicos tiveram energia comercializada no Leilão A-5/2013.

Na UHE Belo Monte, entraram em operação comercial 4 unidades geradoras no Sítio Belo Monte, totalizando 2.444,40 MW de potência instalada, e 2 unidades geradoras no Sítio Pimental, somando 77,70 MW, o que totalizou 2.522,10 MW. A participação acionária da Chesf nesse empreendimento é de 15%.

Dessa forma, as ações desenvolvidas pela Chesf em Sociedades de Propósito Específico propiciaram o acréscimo de 2.522,10 MW de potência instalada de geração no sistema elétrico brasileiro, sendo que o equivalente de potência à participação da Chesf nessas sociedades corresponde a 378,32 MW.

Tabela 2 - Projetos de Usinas – Características Físicas

Usina	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médios)	Propriedade	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Início de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Integral e Compartilhada	180,00	61,40		180,00	61,40		
UEE (EOL) Casa Nova I (180 MW)- 1a Etapa (54 MW) 2a Etapa (126 MW)	180,00	61,40	100,00%	180,00	61,40	(*)	jan/2043
Sociedade de Propósito Específico	11.743,10	4.863,70		1.942,82	796,04		
UHE Belo Monte (Norte Energia S.A)	11.233,10	4.571,00	15,00%	1.684,97	685,65	nov/2015	ago/2045
UHE Sinop (Companhia Energética Sinop S.A. - CES)	400,00	239,80	24,50%	98,00	58,75	dez/2018	fev/2049
UEE (EOL) Acauã (Acauã Energia S.A.)	6	3,10	99,93%	5,996	3,10	mai/2018	abr/2049
UEE (EOL) Angical 2 (Angical 2 Energia S.A.)	10	5,10	99,96%	9,996	5,10	mai/2018	abr/2049
UEE (EOL) Arapapá (Arapapá Energia S.A.)	4	2,20	99,90%	3,996	2,20	mai/2018	abr/2049
UEE (EOL) Caititu 2 (Caititu 2 Energia S.A.)	10	5,10	99,96%	9,996	5,10	mai/2018	abr/2049
UEE (EOL) Caititu 3 (Caititu 3 Energia S.A.)	10	4,70	99,96%	9,996	4,70	mai/2018	abr/2049
UEE (EOL) Carcará (Carcará Energia S.A.)	10	4,60	99,96%	9,996	4,60	mai/2018	abr/2049
UEE (EOL) Corrupião 3 (Corrupião 3 Energia S.A.)	10	4,20	99,96%	9,996	4,20	mai/2018	abr/2049
UEE (EOL) Teiú 2 (Teiú 2 Energia S.A.)	8	4,20	99,95%	7,996	4,20	mai/2018	abr/2049
UEE (EOL) Papagaio (Papagaio Energia S.A.)	10	4,90	99,96%	9,996	4,90	abr/2018	mai/2049
UEE (EOL) Coqueirinho 2 (Coqueirinho 2 Energia S.A.)	16	7,40	99,98%	15,997	7,399	abr/2018	mai/2049
UEE (EOL) Tamanduá Mirim 2 (Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.)	16	7,40	83,01%	13,282	6,143	abr/2018	jun/2049
Total	11.923,10	4.925,10		2.122,82	857,40		

(*) Empreendimento paralisado em virtude da recuperação judicial da líder do consórcio construtor (WPE). Presentemente, está sendo reavaliada a atratividade de retomar este empreendimento, sem data prevista para a sua conclusão.

Até o fim de 2018, deverão entrar em operação comercial através de Sociedades de Propósito Específico - SPes mais 11 parques (110,0 MW), referentes ao complexo Eólico Pindaí I (Acauã, Angical 2, Arapapá, Caititu 2, Caititu 3, Carcará, Corrupião 3 e Teiú 2), Pindaí II (Papagaio e Coqueirinho 2), e Pindaí III (Tamanduá Mirim 2). O equivalente à participação da Companhia nessas sociedades, em média, 97,49% é de 107,24 MW nesses 11 parques eólicos.

Em dezembro de 2018 entrará em operação comercial, através de Sociedades de Propósito Específico – SPE, a Usina Hidrelétrica de Sinop, com 408 MW de potência instalada. Considerando o equivalente à participação da Companhia nessa sociedades, 24,5%, a Chesf possui 99,96 MW nesse empreendimento.

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

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2016	Investimento Realizado até 31/dez/2016	Evolução Física em 31/dez/2017	Investimento Realizado até 31/dez/2017
Integral		741.621		973.850
UEE (EOL) Casa Nova I (180 MW)	40,00%	665.600	40,00%	684.120
UEE (EOL) Casa Nova II e III (52 MW)	10,40%	76.021	99,50%	289.730
SPE Proporcional		2.482.337		2.878.318
UHE Belo Monte (Norte Energia S.A.)	90,10%	1.695.000	95,70%	1.868.700
UHE Sinop (Companhia Energética Sinop S.A.)	81,30%	218.785	96,80%	379.799
UEE (EOL) Acauã (Acauã Energia S.A.)	80,40%	34.666	82,60%	37.754
UEE (EOL) Angical 2 (Angical 2 Energia S.A.)	78,20%	51.230	80,90%	57.747
UEE (EOL) Arapapá (Arapapá Energia S.A.)	53,60%	19.820	85,30%	32.190
UEE (EOL) Caititu 2 (Caititu 2 Energia S.A.)	65,20%	47.701	65,80%	51.759
UEE (EOL) Caititu 3 (Caititu 3 Energia S.A.)	65,60%	44.002	66,20%	50.320
UEE (EOL) Carcará (Carcará Energia S.A.)	75,40%	51.879	77,50%	56.038
UEE (EOL) Corrupião 3 (Corrupião 3 Energia S.A.)	69,60%	52.439	70,60%	52.439
UEE (EOL) Teiú 2 (Teiú 2 Energia S.A.)	64,00%	39.530	82,30%	46.167
UEE (EOL) Papagaio (Papagaio Energia S.A.)	67,40%	57.917	74,50%	58.966
UEE (EOL) Coqueirinho 2 (Coqueirinho 2 Energia S.A.)	81,20%	92.118	82,20%	104.491
UEE (EOL) Tamanduá Mirim 2 (Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.)	72,70%	77.250	81,50%	81.948
Total		3.223.958		3.852.168

Para os parques Casa Nova I, II e III, foi investido em 2017 um total de R\$ 232,2 milhões, perfazendo um acumulado de R\$ 973,9 milhões até 31/12/2017.

Em relação aos aportes de recursos realizados pela Companhia nas SPEs relacionadas na Tabela anterior, foram investidos em 2017 um total de R\$ 396 milhões, resultando num investimento acumulado até 31/12/2017 de R\$ 2.878,3 milhões.

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

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2016	Investimento Realizado até 31/dez/2016	Evolução Física em 31/dez/2017	Investimento Realizado até 31/dez/2017
Integral		741.621		973.850
UEE (EOL) Casa Nova I (180 MW)	40,00%	665.600	40,00%	684.120
UEE (EOL) Casa Nova II e III (52 MW)	10,40%	76.021	1,00%	289.730
SPE Proporcional		38.313.411		41.391.084
UHE Belo Monte (Norte Energia S.A.)	90,10%	36.345.981	95,70%	39.112.347
UHE Sinop (Companhia Energética Sinop S.A.)	81,30%	1.420.658	96,80%	1.678.890
UEE (EOL) Acauã (Acauã Energia S.A.)	80,40%	32.669	82,60%	35.044
UEE (EOL) Angical 2 (Angical 2 Energia S.A.)	78,20%	47.938	80,90%	50.764
UEE (EOL) Arapapá (Arapapá Energia S.A.)	53,60%	19.794	85,30%	29.085
UEE (EOL) Caititu 2 (Caititu 2 Energia S.A.)	65,20%	44.453	65,80%	46.754
UEE (EOL) Caititu 3 (Caititu 3 Energia S.A.)	65,60%	43.753	66,20%	45.715
UEE (EOL) Carcará (Carcará Energia S.A.)	75,40%	53.272	77,50%	55.303
UEE (EOL) Corrupião 3 (Corrupião 3 Energia S.A.)	69,60%	47.787	70,60%	50.350
UEE (EOL) Teiú 2 (Teiú 2 Energia S.A.)	64,00%	35.415	82,30%	43.982
UEE (EOL) Papagaio (Papagaio Energia S.A.)	67,40%	49.743	74,50%	55.236

UEE (EOL) Coqueirinho 2 (Coqueirinho 2 Energia S.A.)	81,20%	87.939	82,20%	91.874
UEE (EOL) Tamanduá Mirim 2 (Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.)	72,70%	84.009	81,50%	95.740
Total		39.055.032		42.364.934

Em bases totais, o valor dos investimentos em projetos de geração totalizaram R\$ 42.364,9 milhões até 31/12/2017 dos quais, R\$ 3.077,7 milhões se referem ao incremento de Ativo Imobilizado em Serviço e ao Ativo Imobilizado em Curso das SPEs, conforme demonstrado na tabela 4 acima.

Tabela 5 - Garantia Física Esperada e Realizada

Usina - Garantia Física GWh/ano Proporcional	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Controladora							
Integral	53.217	52.673	50.136	50.136	50.136	50.136	50.136
UHE Boa Esperança	1.256	1.253	1.190	1.190	1.190	1.190	1.190
UHE Complexo P. Afonso	19.544	19.491	18.517	18.517	18.517	18.517	18.517
UHE Funil	96	96	96	96	96	96	96
UHE Luiz Gonzaga	8.424	8.401	7.981	7.981	7.981	7.981	7.981
UHE Pedra	33	33	33	33	33	33	33
UHE Xingó	18.789	18.738	17.891	17.891	17.891	17.891	17.891
UHE Sobradinho	4.664	4.652	4.419	4.419	4.419	4.419	4.419
UHE Curemas	9	9	9	9	9	9	9
UTE Camaçari (*)	402	0	0	0	0	0	0
Sociedade de Propósito Específico	7.149	7.149	7.442	7.442	7.442	7.442	7.442
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
Complexo Eólico Sento Sé I	38	38	38	38	38	38	38
Complexo Eólico Sento Sé II	36	36	36	36	36	36	36
Complexo Eólico Sento Sé III	23	23	23	23	23	23	23
UHE Belo Monte (Norte Energia S.A.)	4.419	4.419	4.419	4.419	4.419	4.419	4.419
VamCruz I Participações S.A.	50	50	50	50	50	50	50
Complexo Eólico Pindaí I	0	0	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2
Complexo Eólico Pindaí II	0	0	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
Complexo Eólico Pindaí III	0	0	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
Chapada do Piauí I Holding S.A.	115	115	115	115	115	115	115
Chapada do Piauí II Holding S.A.	87	87	87	87	87	87	87
UHE Sinop (Companhia Energética Sinop S.A.)	0	0	240	240	240	240	240
Serra das Vacas Holding S.A.	43	43	43	43	43	43	43

(*) Em processo de encerramento da concessão. Todas as unidades com operação comercial suspensa.

Em 31/12/2017, 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 31/12/2017	Preço no ACR em 01/07/2017	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/2017) R\$ 49.738.046,59	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/2017) R\$ 534.795.902,05	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Funil	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2017) R\$ 7.544.717,12	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/2017) R\$ 211.140.037,48	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Pedra	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2017) R\$ 3.773.741,69	1º/jul - IPCA
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Xingó	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2017) R\$ 402.791.727,70	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
UTE Camaçari (Bicombustível - óleo diesel e gás)	100% ACL até o vencimento da outorga	Não aplicável	Não aplicável
Sociedade de Propósito Específico			
Energética Águas da Pedra S.A	100 ACR	R\$ 206,86 MWh	Diversas Datas
Santa Joana IX	100% ACR	R\$ 143,22 / Mwh	Setembro, IPCA
Santa Joana X	100% ACR	R\$ 143,22 / Mwh	Setembro, IPCA
Santa Joana XI	100% ACR	R\$ 143,22 / Mwh	Setembro, IPCA
Santa Joana XII	100% ACR	R\$ 143,22 / Mwh	Setembro, IPCA
Santa Joana XIII	100% ACR	R\$ 143,22 / Mwh	Setembro, IPCA
Santa Joana XV	100% ACR	R\$ 143,22 / Mwh	Setembro, IPCA
Santa Joana XVI	100% ACR	R\$ 143,22 / Mwh	Setembro, IPCA
Santa Joana I	100% ACR	R\$ 167,45 / Mwh	Janeiro, IPCA
Santa Joana III	100% ACR	R\$ 166,97 / Mwh	Janeiro, IPCA
Santa Joana IV	100% ACR	R\$ 167,21 Mwh	Janeiro, IPCA
Santa Joana V	100% ACR	R\$ 167,17 / Mwh	Janeiro, IPCA
Santa Joana VII	100% ACR	R\$ 167,20 / Mwh	Janeiro, IPCA
Santo Augusto IV	100% ACR	R\$ 165,46 / Mwh	Janeiro, IPCA
Pedra Branca S.A.	Contrato LFA	R\$ 208,81 / Mwh	Novembro-IPCA
São Pedro do Lago S.A.	Contrato LFA	R\$ 208,81 / Mwh	Novembro-IPCA
Sete Gameleiras S.A.	Contrato LFA	R\$ 208,81 / Mwh	Novembro-IPCA
Baraúnas I Energética S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 150,83 / Mwh	Setembro-IPCA
Mussambê Energética S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 150,83 / Mwh	Setembro-IPCA
Morro Branco I Energética S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 150,83 / Mwh	Setembro-IPCA
Baraúnas II Energética S.A.	Contrato A-5	R\$ 151,57 / Mwh	Janeiro-IPCA
Banda de Couro Energética S.A.	Contrato A-5	R\$ 153,86 / Mwh	Janeiro-IPCA
Acauã Energia S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 139,8 / Mwh	Setembro, IPCA
Angical 2 Energia S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 139,8 / Mwh	Setembro, IPCA
Arapapá Energia S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 139,8 / Mwh	Setembro, IPCA
Caititú 2 Energia S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 139,8 / Mwh	Setembro, IPCA
Caititú 3 Energia S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 139,8 / Mwh	Setembro, IPCA
Carcará Energia S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 139,8 / Mwh	Setembro, IPCA
Corrupião 3 Energia S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 139,8 / Mwh	Setembro, IPCA
Teiú 2 Energia S.A.	Contrato de Energia de Reserva - CER	R\$ 139,8 / Mwh	Setembro, IPCA
Coqueirinho 2 Energia S.A.	Contrato de Compra de Energia do Ambiente Regulado - CCEAR	R\$ 159,77 / Mwh	Dezembro, IPCA
Papagaio Energia S.A.	Contrato de Compra de Energia do Ambiente Regulado - CCEAR	R\$ 159,41/MWh	Dezembro, IPCA
Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.	Contrato de Compra de Energia do Ambiente Regulado - CCEAR	R\$ 154,24 / MWh	Janeiro, IPCA

MODERNIZAÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO

Em 2017, a Companhia investiu R\$ 19,5 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 Boa Esperança: Conclusão da Implantação dos sistemas digitais MPCCSR nas máquinas 01G1 e 01G2 e na Subestação;

Usina Paulo Afonso IV: Desenvolvimento do Projeto Básico para implantação dos sistemas digitais, com equipe própria, a ser concluído em junho de 2018;

Modernização da Ponte Rolante da UHE PA-IV e o Pórtico da UHE Apolônio Sales: Concluída a contratação dos serviços em dezembro de 2017. Previsão de início dos serviços em 2018.

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 final de vida útil.

Principais serviços executados:

- Conclusão da modernização do mancal de escora das máquinas 3 e 6 de Paulo Afonso IV;
- Reparo do transformador elevador reserva da UHE Xingó;
- Adequações de natureza civil na UHE Boa Esperança e Paulo Afonso III;
- Modernização do controle do GGE da UHE Xingó.

Principais bens adquiridos:

- Aquisição de equipamentos para reserva técnica;
- Aquisição de transformador elevador reserva para a UHE Pedra;
- Aquisição de equipamentos para modernização de reguladores de velocidade, de tensão e proteção de geradores;
- Aquisição de materiais e equipamentos para teleassistência da UHE Pedra a partir da SE Funil;
- Aquisição de materiais do sistema de acionamento das comportas da tomada d'água da UHE Apolônio Sales;
- Aquisição de estação de programação dos cubículos de média tensão da UHE Apolônio Sales.

USINA TERMELÉTRICA

A concessão da Usina Térmica de Camaçari - UTC, localizada no Município de Dias D'Ávila no Estado da Bahia, foi inicialmente outorgada à Chesf por meio da Portaria DNAEE n.º 1.068, de 10 de agosto de 1977. Essa outorga foi prorrogada até 11 de agosto de 2027, conforme o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Geração nº 006/2004-ANEEL.

A deterioração dos equipamentos da usina, que em sua maioria, já se encontravam com a vida útil ultrapassada, ocasionou a deterioração das unidades geradoras e, conseqüentemente da eficiência e confiabilidade da usina. Assim, em agosto de 2016 a ANEEL, através do Despacho nº 258/2016, suspendeu a operação comercial desta usina.

Atualmente, a UTC encontra-se em processo de distrato da sua concessão em análise pelo Ministério de Minas e Energia – MME.

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Com um parque de edificações situadas em localidades do Nordeste brasileiro, muitas delas na região semiárida, favorável à geração solar fotovoltaica, a Chesf possui planejamento com vistas ao desenvolvimento de projetos para implantação de sistemas de micro e minigeração de energia em instalações próprias.

A implantação de Sistemas de Micro e Minigeração Fotovoltaica conectados à rede em instalações próprias da Chesf tornará possível suprir energia elétrica aos 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 alternativa, sintonizada com políticas de combate às mudanças de clima. Esta alternativa tornou-se viável pelas normas de nº 482/2012 e 678/2016 da ANEEL.

Estima-se, por exemplo, que em 50 subestações da Chesf existem áreas (acima de 900m²) suficientes para a instalação de minigeração solar fotovoltaica de 75 a 5.000 kWp (limite para minigeração conectada à rede). Dentre estas subestações, 38 possuem conexão com a concessionária de energia local e apresentam ótimos índices de radiação solar.

TRANSMISSÃO

Contando com 119 subestações e 20.531,9 km de linhas de transmissão, nas tensões de 500, 230 e inferiores à 230 kV, a área de transmissão da Outorgada transporta tanto a energia gerada pelas usinas próprias quanto a recebida do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Concessionária de serviço público de transmissão de energia, a Companhia detém as concessões de linhas de transmissão da Rede Básica que compreendem 110 subestações e 19.814,8 km de linhas de transmissão, nas tensões de 500 e 230 kV, conforme quadro a seguir:

Tabela 7 - Linhas de Transmissão em Operação - Características Físicas

Linha de Transmissão	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Integral			20.531,9	45.533,8		
Abaixadora-Moxoto, 69 Kv, C1	C1	69 kV	5,3	-	out/70	dez/42
Abaixadora-Mulungu, 69 Kv, C1	C1	69 kV	6,5	-	mai/75	dez/42
Abaixadora-Zebu, 69 Kv, C1	C1	69 kV	5,4	-	out/72	dez/42
Acaraú II-Sobral III, 230 Kv, C2	C2	230 kV	91,3	-	set/15	nov/40
Angelim II-Pau Ferro, 500 Kv, C1	C1	500 kV	219,4	-	ago/77	dez/42
Angelim II-Recife II, 500 Kv, C2	C2	500 kV	170,7	-	mar/80	dez/42
Angelim-Messias, 230 Kv, C1	C1	230 kV	78,9	-	abr/77	dez/42
Angelim-Messias, 230 Kv, C2	C2	230 kV	78,5	-	out/76	dez/42
Angelim-Messias, 230 Kv, C3	C3	230 kV	79,1	-	ago/86	dez/42
Angelim-Recife II, 230 Kv, C2	C2	230 kV	171,7	-	jan/67	dez/42
Angelim-Recife II, 230 Kv, C3	C3	230 kV	171,7	-	jan/61	dez/42
Angelim-Ribeirao, 230 Kv, C1	C1	230 kV	115,7	-	jan/53	dez/42
Angelim-Tacaimbo, 230 Kv, C1	C1	230 kV	63,9	-	mar/63	dez/42
Angelim-Tacaimbo, 230 Kv, C2	C2	230 kV	64,1	-	mar/73	dez/42
Angelim-Tacaimbo, 230 Kv, C3	C3	230 kV	65,7	-	jun/98	dez/42
Aquiraz II-Banabuiu, 230 Kv, C1	C1	230 kV	181,8	-	ago/78	dez/42
Aquiraz II-Fortaleza, 230 Kv, C1	C1	230 kV	30,1	-	ago/78	dez/42
Arapiraca III-Penedo, 230 Kv, C1	C1	230 kV	89,6	-	jan/98	dez/42
Banabuiu-Fortaleza, 230 Kv, C1	C1	230 kV	177,2	-	out/65	dez/42
Banabuiu-Fortaleza, 230 Kv, C2	C2	230 kV	176,0	-	jul/78	dez/42
Banabuiu-Mossoró II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	177,2	-	jul/03	dez/42
Banabuiu-Mossoró II, 230 Kv, C2	C2	230 kV	177,2	-	abr/16	dez/42
Banabuiu-Russas II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	110,4	-	mai/71	dez/42
Boa Esperança-Teresina, 230 Kv, C1	C1	230 kV	198,0	-	mar/70	dez/42
Boa Esperança-Teresina, 230 Kv, C2	C2	230 kV	198,0	-	dez/81	dez/42
Bom Jesus Da Lapa-Barreiras, 230 Kv, C1	C1	230 kV	233,5	-	dez/90	dez/42
Bom Jesus Da Lapa-Igaporã II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	115,0	-	mai/14	nov/40
Bom Nome-Milagres, 230 Kv, C1	C1	230 kV	83,7	-	set/61	dez/42
Bom Nome-Milagres, 230 Kv, C2	C2	230 kV	84,1	-	dez/74	dez/42
Bom Nome-Milagres, 230 Kv, C3	C3	230 kV	83,9	-	set/79	dez/42
Bongi-Açonorte, 230 Kv, C1	C1	230 kV	6,0	-	ago/76	dez/42
Brotas De Macaúbas-B.J.Da Lapa, 230 Kv,	C1	230 kV	204,6	-	set/81	dez/42

C1						
Brotas De Macaúbas-Irecê, 230 Kv, C1	C1	230 kV	135,4	-	set/81	dez/42
C.Formoso-Irece, 230 Kv, C1	C1	230 kV	158,2	-	set/81	dez/42
C.Grande II-C.Grande III, 230 Kv, C1	C1	230 kV	10,6	-	out/99	dez/42
C.Grande II-C.Grande III, 230 Kv, C2	C2	230 kV	10,6	-	out/02	dez/42
C.Grande III-Extremoz II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	191,4	-	out/99	dez/42
C.Grande III-Natal III, 230 Kv, C1	C1	230 kV	175,8	-	out/02	-
C.Grande II-Paraiso, 230 Kv, C1	C1	230 kV	118,1	-	mai/79	dez/42
C.Grande II-Paraiso, 230 Kv, C2	C2	230 kV	119,0	-	abr/79	dez/42
C.Grande II-Pilões II, 138 Kv, C1	C1	138 kV	79,3	-	jan/68	dez/42
C.Grande II-S.Cruz II, 138 Kv, C1	C1	138 kV	117,3	-	abr/63	dez/42
C.Grande-Coteminas, 230 Kv, C1	C1	230 kV	2,5	-	out/99	dez/42
C.Grande-Goianinha, 230 Kv, C1	C1	230 kV	99,3	-	fev/70	dez/42
C.Novos II-Santana Do Matos II, 138 Kv, C1	C1	138 kV	38,8	-	dez/67	dez/42
Camaçari II-C.Metais, 230 Kv, C1	C1	230 kV	3,2	-	fev/82	dez/42
Camacari II-Camacari II, 69 Kv, C2	C2	69 kV	1,4	-	jun/60	dez/42
Camaçari II-Cotegipe, 230 Kv, C2	C2	230 kV	23,5	-	out/76	dez/42
Camaçari II-Cqr, 230 Kv, C1	C1	230 kV	7,2	-	mai/92	dez/42
Camaçari II-Gov. Mangabeira, 230 Kv, C1	C1	230 kV	83,7	-	set/82	dez/42
Camaçari II-Gov. Mangabeira, 230 Kv, C2	C2	230 kV	83,7	-	set/82	dez/42
Camaçari II-Matatu, 230 Kv, C1	C1	230 kV	47,0	-	ago/53	dez/42
Camaçari II-Pituacu, 230 Kv, C2	C2	230 kV	39,2	-	jan/02	dez/42
Camaçari IV-Camaçari II, 500 Kv, C1	C1	500 kV	0,3	-	nov/12	dez/42
Camaçari IV-Cotegipe, 230 Kv, C1	C1	230 kV	22,9	-	jun/70	dez/42
Camaçari IV-Jacaracanga, 230 Kv, C1	C1	230 kV	19,2	-	jul/77	dez/42
Camaçari IV-Jacaracanga, 230 Kv, C2	C2	230 kV	19,2	-	mar/77	dez/42
Camaçari IV-Pituacu, 230 Kv, C1	C1	230 kV	39,2	-	out/84	dez/42
Casa Nova II-Sobradinho, 230 Kv, C1	C1	230 kV	67,1	-	set/17	dez/42
Catu-Camaçari IV, 230 Kv, C1	C1	230 kV	25,0	-	jun/70	dez/42
Catu-Camaçari IV, 230 Kv, C2	C2	230 kV	25,0	-	ago/53	dez/42
Catu-Gov.Mangabeira,230 Kv,C1	C1	230 kV	77,2	-	ago/67	dez/42
Cauipe-Fortaleza II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	58,2	-	nov/73	dez/42
Ceará Mirim II-João Câmara II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	74,5	-	fev/14	nov/40
Cícero Dantas-Catu, 230 Kv, C1	C1	230 kV	200,7	-	mar/68	dez/42
Cícero Dantas-Catu, 230 Kv, C2	C2	230 kV	201,3	-	abr/72	dez/42
Cotegipe-Catu, 69 Kv, C1	C1	69 kV	48,7	-	jun/60	dez/42
Cotegipe-Catu, 69 Kv, C2	C2	69 kV	48,7	-	jun/60	dez/42
Cotegipe-Jacaracanga, 230 Kv, C1	C1	230 kV	15,2	-	dez/71	dez/42
Cotegipe-Matatu, 230 Kv, C1	C1	230 kV	30,0	-	mai/77	dez/42
Extremoz II-Ceará Mirim II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	31,4	-	fev/14	nov/40
Floresta II-Bom Nome, 230 Kv, C1	C1	230 kV	92,2	-	dez/74	dez/42
Fortaleza II-Cauipe, 230 Kv, C1	C1	230 kV	58,0	-	nov/03	dez/42
Fortaleza II-Cauipe, 230 Kv, C2	C2	230 kV	58,0	-	nov/03	dez/42
Fortaleza II-D.Gouveia, 230 Kv, C1	C1	230 kV	7,1	-	jun/89	dez/42
Fortaleza II-D.Gouveia, 230 Kv, C2	C2	230 kV	7,1	-	jun/89	dez/42
Fortaleza II-Fortaleza, 230 Kv, C1	C1	230 kV	0,3	-	fev/00	dez/42
Fortaleza II-Fortaleza, 230 Kv, C2	C2	230 kV	0,3	-	fev/00	dez/42
Fortaleza II-Fortaleza, 230 Kv, C3	C3	230 kV	0,3	-	out/05	dez/42
Fortaleza II-Pici II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	27,5	-	mai/09	dez/42
Fortaleza II-Pici II, 230 Kv, C2	C2	230 kV	27,5	-	mai/09	dez/42
Funil-Itapebi, 230 Kv, C1	C1	230 kV	198,1	-	jul/90	dez/42
Funil-Itapebi, 230 Kv, C2	C2	230 kV	198,1	-	jul/90	dez/42
Garanhuns II-Angelim II, 500 Kv,C1	C1	500 kV	13,2	-	fev/77	dez/42
Garanhuns II-Angelim, 230 Kv, C1	C1	230 kV	12,3	-	jan/61	dez/42
Garanhuns II-Angelim, 230 Kv, C2	C2	230 kV	11,6	-	dez/73	dez/42
Goianinha-Mussure II, 230 Kv, C2	C2	230 kV	50,6	-	out/77	dez/42
Goianinha-Santa Rita II. 230 Kv, C1	C1	230 kV	59,0	-	out/77	dez/42
Gov.Mangabeira-Sapeaçu, 230 Kv, C2	C2	230 kV	22,5	-	fev/84	dez/42
Gov.Mangabeira-Sapeaçu, 230 Kv, C3	C3	230 kV	22,6	-	fev/84	dez/42
Ibiapina II-Piripiri, 230 Kv, C1	C1	230 kV	86,0	-	ago/73	dez/42
Ibiapina II-Sobral II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	103,0	-	ago/73	dez/42
Ibicoara-Brumado II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	94,5	-	mar/12	jun/37
Ico-Banabuiu, 230 Kv, C1	C1	230 kV	124,7	-	dez/77	dez/42
Igaporã III-Igaporã II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	5,4	-	out/15	jun/42
Igaporã III-Igaporã II, 230 Kv, C2	C2	230 kV	5,4	-	out/15	jun/42
Igaporã III-Pindai II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	49,5	-	out/15	jun/42
Irecê-Morro Do Chapeú, 230 Kv, C1	C1	230 kV	63,8	-	dez/17	-
Itabaiana-Itabaianinha, 230 Kv, C1	C1	230 kV	76,8	-	ago/53	dez/42
Itabaiana-Jardim, 230 Kv, C1	C1	230 kV	44,0	-	ago/79	dez/42
Itabaiana-Jardim, 230 Kv, C2	C2	230 kV	44,0	-	ago/79	dez/42
Itabaianinha-Catu, 230 Kv, C1	C1	230 kV	143,9	-	ago/53	dez/42
Itapebi-Eunapolis, 230 Kv, C1	C1	230 kV	47,0	-	jul/90	dez/42
Itapebi-Eunapolis, 230 Kv, C2	C2	230 kV	47,0	-	jul/90	dez/42

Jaboatão-Recife II, 69 Kv, C1	C1	69 kV	3,1	-	jan/65	dez/42
Jacaracanga-Dow, 230 Kv, C1	C1	230 kV	7,9	-	jul/77	dez/42
Jacaracanga-Dow, 230 Kv, C2	C2	230 kV	7,8	-	mar/77	dez/42
Jacararacanga-Alunordeste, 230 Kv, C1	C1	230 kV	1,8	-	mai/83	dez/42
Jaguarari-Senhor Do Bonfim, 230 Kv, C1	C1	230 kV	80,7	-	jan/80	dez/42
Jardim-Camacari IV, 500 Kv, C1	C1	500 kV	249,6	-	mai/00	dez/42
Jardim-Cia. Vale Do Rio Doce, 230 Kv, C1	C1	230 kV	0,8	-	fev/07	dez/42
Jardim-Fafen, 230 Kv, C1	C1	230 kV	12,5	-	ago/81	dez/42
Jardim-Penedo, 230 Kv, C1	C1	230 kV	110,0	-	mar/14	mar/38
Joairam-Bongi, 230 Kv, C1	C1	230 kV	6,3	-	jan/53	dez/42
Joairam-Bongi, 230 Kv, C2	C2	230 kV	6,4	-	jan/67	dez/42
Joairam-Bongi, 230 Kv, C3	C3	230 kV	6,4	-	jan/61	dez/42
Juazeiro II-Jaguarari, 230 Kv, C1	C1	230 kV	88,0	-	jan/80	dez/42
Juazeiro II-Senhor Do Bonfim, 230 Kv, C2	C2	230 kV	148,6	-	abr/81	dez/42
Libra-Libra, 230 Kv, C1	C1	230 kV	1,5	-	dez/91	dez/42
Luiz Gonzaga-Garanhuns II, 500 Kv, C1	C1	500 kV	238,7	-	fev/77	dez/42
Luiz Gonzaga-Milagres, 500 Kv, C1	C1	500 kV	230,8	-	fev/02	dez/42
Luiz Gonzaga-Olindina, 500 Kv, C1	C1	500 kV	248,6	-	mai/76	dez/42
Luiz Gonzaga-Sobradinho, 500 Kv, C1	C1	500 kV	290,6	-	out/79	dez/42
M.Reduzido-M.Reduzido, 69 Kv, C1	C1	69 kV	0,5	-	abr/73	dez/42
Matatu-Pituacu, 69 Kv, C1	C1	69 kV	7,5	-	jun/60	dez/42
Matatu-Pituacu, 69 Kv, C2	C2	69 kV	7,4	-	jun/60	dez/42
Messias-Maceio, 230 Kv, C1	C1	230 kV	25,9	-	nov/96	dez/42
Messias-Maceio, 230 Kv, C2	C2	230 kV	25,9	-	nov/96	dez/42
Messias-Rio Largo, 230 Kv, C1	C1	230 kV	11,9	-	ago/86	dez/42
Messias-Rio Largo, 230 Kv, C2	C2	230 kV	11,6	-	out/76	dez/42
Messias-Rio Largo, 230 Kv, C3	C3	230 kV	11,6	-	abr/77	dez/42
Messias-Suape II, 500 Kv, C1	C1	500 kV	176,6	-	dez/98	dez/42
Milagres-Banabuiu, 230 Kv, C1	C1	230 kV	225,9	-	fev/65	dez/42
Milagres-Banabuiu, 230 Kv, C3	C3	230 kV	225,1	-	dez/77	dez/42
Milagres-Coremas, 230 Kv, C1	C1	230 kV	119,4	-	nov/86	dez/42
Milagres-Coremas, 230 Kv, C2	C2	230 kV	119,8	-	jun/09	mar/35
Milagres-Ico, 230 Kv, C1	C1	230 kV	103,4	-	dez/77	dez/42
Milagres-Quixada, 500 Kv, C1	C1	500 kV	268,0	-	set/03	dez/42
Milagres-Tauá II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	208,1	-	dez/07	mar/35
Mirueira II-Goianinha, 230 Kv, C1	C1	230 kV	50,1	-	dez/89	dez/42
Mirueira II-Pau Ferro, 230 Kv, C1	C1	230 kV	23,1	-	out/99	dez/42
Mossoró II - Mossoró IV, 230 Kv, C1	C1	230 kV	36,1	-	out/17	dez/42
Mossoro II-Acu II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	71,3	-	jul/87	dez/42
Natal III-Extremoz II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	17,0	-	fev/14	dez/42
Natal III-Natal II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	11,6	-	out/99	dez/42
Natal III-Natal II, 230 Kv, C2	C2	230 kV	11,6	-	out/02	dez/42
Olindina-Camacari II, 500 Kv, C1	C1	500 kV	147,2	-	out/76	dez/42
Olindina-Camacari II, 500 Kv, C2	C2	500 kV	146,9	-	set/78	dez/42
Olindina-Olindina, 230 Kv, C1	C1	230 kV	0,2	-	mai/80	dez/42
Olindina-Olindina, 230 Kv, C2	C2	230 kV	0,2	-	mai/80	dez/42
P.Afonso III-Angelim, 230 Kv, C1	C1	230 kV	221,3	-	jan/53	dez/42
P.Afonso III-Bom Nome, 230 Kv, C3	C3	230 kV	170,8	-	nov/78	dez/42
P.Afonso III-C.Dantas, 230 Kv, C1	C1	230 kV	134,2	-	mar/68	dez/42
P.Afonso III-C.Dantas, 230 Kv, C2	C2	230 kV	133,8	-	jun/72	dez/42
P.Afonso III-Floresta II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	79,0	-	dez/74	dez/42
P.Afonso III-Garanhuns II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	209,3	-	jan/67	dez/42
P.Afonso III-Garanhuns II, 230 Kv, C2	C2	230 kV	209,3	-	jan/61	dez/42
P.Afonso III-Garanhuns II, 230 Kv, C3	C3	230 kV	214,1	-	dez/73	dez/42
P.Afonso III-Itabaiana, 230 Kv, C2	C2	230 kV	162,5	-	abr/87	dez/42
P.Afonso III-Itabaiana, 230 Kv, C3	C3	230 kV	162,5	-	set/85	dez/42
P.Afonso III-Zebu II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	5,4	-	ago/12	ago/39
P.Afonso III-Zebu II, 230 Kv, C2	C2	230 kV	5,4	-	ago/12	ago/39
P.Afonso IV-Angelim II, 500 Kv, C2	C2	500 kV	221,5	-	jul/79	dez/42
P.Afonso IV-Luiz Gonzaga, 500 Kv, C1	C1	500 kV	37,4	-	out/79	dez/42
P.Afonso IV-Olindina, 500 Kv, C2	C2	500 kV	212,8	-	jun/78	dez/42
P.Afonso IV-P.Afonso III, 230 Kv, C1	C1	230 kV	1,1	-	out/79	dez/42
P.Afonso IV-P.Afonso III, 230 Kv, C2	C2	230 kV	1,4	-	fev/81	dez/42
P.Afonso IV-Xingo, 500 Kv, C1	C1	500 kV	53,8	-	fev/93	dez/42
P.Dutra-Teresina II, 500 Kv, C1	C1	500 kV	207,9	-	mai/00	dez/42
P.Dutra-Teresina II, 500 Kv, C2	C2	500 kV	207,7	-	abr/03	dez/42
Paraiso-Açu II, 230 Kv, C2	C2	230 kV	132,8	-	set/10	jun/37
Paraiso-Lagoa Nova II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	65,4	-	dez/16	ago/41
Paraiso-Natal II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	96,2	-	mai/79	dez/42
Paraiso-Natal II, 230 Kv, C2	C2	230 kV	97,2	-	abr/79	dez/42
Paraiso-Santa Cruz II, 138 Kv, C1	C1	138 kV	8,7	-	jan/68	dez/42
Pau Ferro-C.Grande II, 230 Kv, C2	C2	230 kV	125,9	-	out/99	dez/42
Pau Ferro-Coteminas, 230 Kv, C1	C1	230 kV	123,9	-	out/99	dez/42

Pecem II-Fortaleza II, 500 Kv, C1	C1	500 kV	73,1	-	mai/00	dez/42
Picos-Tauá II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	183,2	-	fev/13	jun/37
Pilões II-Paraiso, 138 Kv, C1	C1	138 kV	107,9	-	jan/68	dez/42
Pirapama II-Recife II, 69 Kv, C1	C1	69 kV	21,3	-	jan/65	dez/42
Pirapama II-Suape II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	20,9	-	dez/12	jan/39
Pirapama II-Suape II, 230 Kv, C2	C2	230 kV	20,9	-	dez/12	jan/39
Pituaçu-Cotegipe, 69 Kv, C1	C1	69 kV	22,1	-	jun/60	dez/42
Pituaçu-Cotegipe, 69 Kv, C2	C2	69 kV	21,9	-	jun/60	dez/42
Pituaçu-Narandiba, 230 Kv, C1	C1	230 kV	3,6	-	nov/83	dez/42
Pituaçu-Narandiba, 230 Kv, C2	C2	230 kV	3,6	-	nov/83	dez/42
Pituaçu-Pituaçu, 230 Kv, C1	C1	230 kV	2,0	-	jan/77	dez/42
Quixada-Fortaleza II, 500kv,C1	C1	500 kV	136,5	-	set/03	dez/42
Quixere-Mossoro II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	50,2	-	abr/81	dez/42
Recife II-Goianinha, 230 Kv, C1	C1	230 kV	71,4	-	fev/72	dez/42
Recife II-Goianinha, 230 Kv, C2	C2	230 kV	71,5	-	fev/72	dez/42
Recife II-Joairam, 230 Kv, C1	C1	230 kV	7,4	-	jan/67	dez/42
Recife II-Joairam, 230 Kv, C2	C2	230 kV	7,4	-	jan/67	dez/42
Recife II-Joairam, 230 Kv, C3	C3	230 kV	7,4	-	jan/61	dez/42
Recife II-Mirueira, 230 Kv, C1	C1	230 kV	31,0	-	jun/80	dez/42
Recife II-Mirueira, 230 Kv, C2	C2	230 kV	31,5	-	jun/80	dez/42
Recife II-Mirueira, 230 Kv, C3	C3	230 kV	31,5	-	jun/86	dez/42
Recife II-Pau Ferro, 230 Kv, C1	C1	230 kV	33,2	-	set/04	dez/42
Recife II-Pau Ferro, 230 Kv, C2	C2	230 kV	33,2	-	set/04	dez/42
Recife II-Pau Ferro, 500 Kv, C1	C1	500 kV	114,5	-	ago/77	dez/42
Recife II-Pirapama II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	27,6	-	jun/80	dez/42
Recife II-Pirapama II, 230 Kv, C2	C2	230 kV	27,6	-	jun/80	dez/42
Ribeirao-Recife II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	56,6	-	jan/53	dez/42
Rio Largo II-Arapiraca III, 230 Kv, C1	C1	230 kV	124,7	-	jan/98	dez/42
Rio Largo-Braskem, 230 Kv, C1	C1	230 kV	23,2	-	jun/76	dez/42
Russas II-Quixere, 230 Kv, C1	C1	230 kV	25,4	-	abr/81	dez/42
S.A.De Jesus-Funil, 230 Kv, C2	C2	230 kV	162,6	-	fev/84	dez/42
S.A.De Jesus-Funil, 230 Kv, C3	C3	230 kV	162,1	-	fev/84	dez/42
S.J.Piauí-Boa Esperança, 500 Kv, C1	C1	500 kV	233,5	-	dez/80	dez/42
S.J.Piauí-E.Martins, 230 Kv, C1	C1	230 kV	172,9	-	fev/98	dez/42
S.J.Piauí-Picos, 230 Kv, C1	C1	230 kV	167,8	-	jul/85	dez/42
Santa Cruz II-C.Novos II, 138 Kv, C1	C1	138 kV	55,0	-	out/65	dez/42
Santa Rita II-Mussure II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	17,0	-	out/77	dez/42
Santana Do Matos II-Acu II, 138 Kv, C1	C1	138 kV	49,6	-	dez/67	dez/42
Sapeaçu-Funil, 230 Kv, C1	C1	230 kV	195,7	-	dez/68	dez/42
Sapeaçu-Gov.Mangabeira, 230 Kv, C1	C1	230 kV	23,5	-	dez/68	dez/42
Sapeaçu-S.A.De Jesus, 230 Kv, C2	C2	230 kV	32,0	-	fev/84	dez/42
Sapeacu-S.A.De Jesus, 230 Kv, C3	C3	230 kV	32,0	-	fev/84	dez/42
Sobradinho-Juazeiro II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	42,5	-	jan/80	dez/42
Sobradinho-Juazeiro II, 230 Kv, C2	C2	230 kV	42,5	-	abr/81	dez/42
Sobradinho-Luiz Gonzaga, 500 Kv,C2	C2	500 kV	316,0	-	jun/88	dez/42
Sobradinho-S.J.Piauí, 500 Kv, C1	C1	500 kV	211,0	-	dez/80	dez/42
Sobral II-Cauípe, 230 Kv, C1	C1	230 kV	177,4	-	nov/73	dez/42
Sobral II-Cccp, 230 Kv, C1	C1	230 kV	2,9	-	jun/01	dez/42
Sobral III-Pecem II, 500 Kv, C1	C1	500 kV	176,6	-	mai/00	dez/42
Sobral III-Sobral II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	13,8	-	mai/09	dez/42
Sobral III-Sobral II, 230 Kv, C2	C2	230 kV	13,8	-	mai/09	dez/42
Sr. Do Bonfim-C.Formoso, 230 Kv, C1	C1	230 kV	64,7	-	set/81	dez/42
Suape II-Recife II, 500 Kv, C1	C1	500 kV	45,4	-	dez/98	dez/42
Suape II-Suape III, 230 Kv, C1	C1	230 kV	3,6	-	dez/12	jan/39
Suape II-Suapeiii, 230 Kv, C2	C2	230 kV	3,6	-	dez/12	jan/39
Tacaimbo-C.Grande II, 230 Kv, C1	C1	230 kV	124,7	-	mar/63	dez/42
Tacaimbo-C.Grande II, 230 Kv, C2	C2	230 kV	124,7	-	mar/73	dez/42
Tacaratu-Bom Nome, 230 Kv, C1	C1	230 kV	137,1	-	out/61	dez/42
Tacaratu-P.Afonso III, 230 Kv, C1	C1	230 kV	47,4	-	out/61	dez/42
Teresina II-Sobral III, 500 Kv, C1	C1	500 kV	334,2	-	mai/00	dez/42
Teresina II-Teresina III, 230 Kv, C1	C1	230 kV	22,8	-	out/17	dez/42
Teresina II-Teresina III, 230 Kv, C2	C2	230 kV	22,8	-	out/17	dez/42
Teresina II-Teresina, 230 Kv, C1	C1	230 kV	25,3	-	set/02	dez/42
Teresina II-Teresina, 230 Kv, C2	C2	230 kV	25,3	-	set/02	dez/42
Teresina-Piripiri, 230 Kv, C1	C1	230 kV	154,7	-	nov/71	dez/42
Touros-Ceará Mirim II, 230kv, C1	C1	230 kV	61,5	-	mai/17	dez/42
Uina Apo.Sales-P.Afonso III, 230 Kv, C1	C1	230 kV	5,8	-	out/77	dez/42
Uina Apo.Sales-P.Afonso III, 230 Kv, C2	C2	230 kV	5,7	-	mar/77	dez/42
Usina B.Esperança-B.Esperança, 230 Kv, C1	C1	230 kV	2,8	-	dez/80	dez/42
Usina De Pedra-Jequié, 69 Kv, C1	C1	69 kV	20,5	-	nov/78	dez/42
Usina III-P.Afonso III, 230 Kv, C1	C1	230 kV	0,6	-	out/71	dez/42
Usina III-P.Afonso III, 230 Kv, C2	C2	230 kV	0,6	-	abr/72	dez/42
Usina III-P.Afonso III, 230 Kv, C3	C3	230 kV	0,6	-	abr/74	dez/42

Usina III-P.Afonso III, 230 Kv, C4	C4	230 kV	0,6	-	ago/74	dez/42
Usina II-P.Afonso III, 230 Kv, C1	C1	230 kV	0,7	-	out/61	dez/42
Usina II-P.Afonso III, 230 Kv, C3	C3	230 kV	0,7	-	mai/67	dez/42
Usina II-P.Afonso III, 230 Kv, C4	C4	230 kV	0,7	-	mai/67	dez/42
Usina II-P.Afonso III, 230 Kv, C5	C5	230 kV	0,7	-	dez/67	dez/42
Usina II-Zebu, 138 Kv, C1	C1	138 kV	6,0	-	dez/64	dez/42
Usina I-P.Afonso III, 230 Kv, C1	C1	230 kV	0,6	-	jan/55	dez/42
Usina I-P.Afonso III, 230 Kv, C2	C2	230 kV	0,6	-	jan/55	dez/42
Usina IV-P.Afonso IV, 500 Kv, C1	C1	500 kV	0,6	-	dez/79	dez/42
Usina IV-P.Afonso IV, 500 Kv, C2	C2	500 kV	0,6	-	mai/80	dez/42
Usina IV-P.Afonso IV, 500 Kv, C3	C3	500 kV	0,6	-	out/80	dez/42
Usina IV-P.Afonso IV, 500 Kv, C4	C4	500 kV	0,6	-	jul/81	dez/42
Usina IV-P.Afonso IV, 500 Kv, C5	C5	500 kV	0,6	-	dez/81	dez/42
Usina IV-P.Afonso IV, 500 Kv, C6	C6	500 kV	0,6	-	mai/83	dez/42
Usina L. Gonzaga-Luiz Gonzaga, 500 Kv, C1	C1	500 kV	0,6	-	mai/79	dez/42
Usina L. Gonzaga-Luiz Gonzaga, 500 Kv, C2	C2	500 kV	0,6	-	mai/79	dez/42
Usina L. Gonzaga-Luiz Gonzaga, 500 Kv, C3	C3	500 kV	0,6	-	mai/79	dez/42
Usina Sobradinho-Sobradinho, 500 Kv, C1	C1	500 kV	0,4	-	out/79	dez/42
Usina Sobradinho-Sobradinho, 500 Kv, C2	C2	500 kV	0,3	-	out/79	dez/42
Usina Sobradinho-Sobradinho, 500 Kv, C3	C3	500 kV	0,3	-	out/79	dez/42
Usina Xingo-Xingo, 500 Kv, C1	C1	500 kV	0,9	-	out/95	dez/42
Usina Xingo-Xingo, 500 Kv, C2	C2	500 kV	0,9	-	out/95	dez/42
Usina Xingo-Xingo, 500 Kv, C3	C3	500 kV	0,9	-	out/95	dez/42
Usina Xingo-Xingo, 500 Kv, C4	C4	500 kV	0,9	-	out/95	dez/42
Usina Xingo-Xingo, 500 Kv, C5	C5	500 kV	0,8	-	mar/94	dez/42
Usina Xingo-Xingo, 500 Kv, C6	C6	500 kV	0,8	-	nov/94	dez/42
Vila Zebu-Itaparica, 69 Kv, C1	C1	69 kV	27,0	-	jul/77	dez/42
Xingo-Jardim, 500 Kv, C1	C1	500 kV	159,8	-	mai/00	dez/42
Xingo-Messias, 500 Kv, C1	C1	500 kV	219,0	-	fev/93	dez/42
Zebu-Moxoto, 69 Kv, C1	C1	69 kV	7,2	-	abr/83	dez/42
SE Abaixadora	-	-	-	110,0	out/67	dez/42
SE Acaraú II	-	-	-	200,0	abr/14	nov/40
SE Açú II	-	-	-	378,0	nov/89	dez/42
SE Angelim	-	-	-	310,0	jan/56	dez/42
SE Angelim II	-	-	-	-	jan/80	dez/42
SE Aquiraz II (1)	-	-	-	-	dez/13	-
SE Arapiraca III	-	-	-	200,0	jun/13	out/40
SE Banabuiú	-	-	-	121,0	jan/64	dez/42
SE Barreiras	-	-	-	401,0	jun/96	dez/42
SE Boa Esperança 230 kV	-	-	-	127,0	mar/70	dez/42
SE Boa Esperança 500 kV	-	-	-	300,0	nov/80	dez/42
SE Bom Jesus da Lapa	-	-	-	162,0	set/81	dez/42
SE Bom Jesus da Lapa II	-	-	-	-	dez/15	nov/40
SE Bom Nome	-	-	-	388,0	out/63	dez/42
SE Bongi	-	-	-	530,0	mai/56	dez/42
SE Brotas de Macaúbas	-	-	-	-	jul/12	dez/42
SE Brumado II (1)	-	-	-	-	ago/10	jun/37
SE Camaçari II	-	-	-	2.605,0	jan/79	dez/42
SE Camaçari IV	-	-	-	2.400,0	nov/12	jul/40
SE Campina Grande II	-	-	-	410,0	mai/64	dez/42
SE Campina Grande III (1)	-	-	-	-	dez/15	out/41
SE Campo Formoso	-	-	-	-	dez/15	dez/42
SE Casa Nova II	-	-	-	180,0	nov/17	-
SE Catu	-	-	-	300,0	mai/56	dez/42
SE Cauípe	-	-	-	201,0	mar/01	dez/42
SE Ceará Mirim II (1)	-	-	-	-	set/14	-
SE Cícero Dantas	-	-	-	101,0	mai/56	dez/42
SE Coremas	-	-	-	300,0	dez/90	dez/42
SE Cotegipe	-	-	-	402,0	jan/56	dez/42
SE Coteminas	-	-	-	-	dez/09	dez/42
SE Currais Novos II	-	-	-	103,0	nov/75	dez/42
SE Delmiro Gouveia	-	-	-	401,0	jun/89	dez/42
SE Elizeu Martins	-	-	-	101,0	jan/06	dez/42
SE Eunápolis	-	-	-	400,0	set/98	dez/42
SE Extremoz II	-	-	-	150,0	fev/14	nov/40
SE Floresta II	-	-	-	-	out/14	-
SE Fortaleza	-	-	-	405,0	jan/64	dez/42
SE Fortaleza II	-	-	-	2.400,0	mai/00	dez/42
SE Funil	-	-	-	550,0	jan/56	dez/42
SE Garanhuns II (1)	-	-	-	-	dez/15	dez/41
SE Goianinha	-	-	-	300,0	jan/61	dez/42
SE Gov. Mangabeira	-	-	-	200,0	mar/60	dez/42
SE Ibiapina II	-	-	-	200,0	dez/16	ago/41

SE Ibicoara (1)	-	-	-	410,0	jan/11	jun/37
SE Icó	-	-	-	200,0	mai/97	dez/42
SE Igaporã	-	-	-	450,0	jun/14	nov/40
SE Igaporã III	-	-	-	1.500,0	dez/15	jun/42
SE Irecê	-	-	-	229,0	set/81	dez/42
SE Itabaiana	-	-	-	200,0	mai/57	dez/42
SE Itabaianinha	-	-	-	240,0	fev/96	dez/42
SE Itaparica	-	-	-	10,0	jan/83	dez/42
SE Itapebi	-	-	-	-	jan/03	dez/42
SE Jacaracanga	-	-	-	301,0	jan/82	dez/42
SE Jaguarari	-	-	-	-	jan/80	dez/42
SE Jardim	-	-	-	2.201,0	ago/79	dez/42
SE Joairam	-	-	-	451,0	jul/06	dez/42
SE João Câmara	-	-	-	360,0	fev/14	nov/40
SE Juazeiro da Bahia II	-	-	-	402,0	abr/81	dez/42
SE Lagoa Nova II	-	-	-	450,0	dez/15	out/41
SE Luiz Gonzaga 500kV	-	-	-	-	mai/88	dez/42
SE Maceió	-	-	-	400,0	set/02	dez/42
SE Matatu	-	-	-	380,0	jan/65	dez/42
SE Messias	-	-	-	1.201,0	nov/94	dez/42
SE Milagres	-	-	-	2.120,0	jan/64	dez/42
SE Mirueira	-	-	-	401,0	ago/78	dez/42
SE Mirueira II	-	-	-	300,0	fev/16	jun/42
SE Modelo Reduzido	-	-	-	12,5	jan/67	dez/42
SE Morro do Chapéu	-	-	-	150,0	jul/17	out/41
SE Mossoró II	-	-	-	400,0	jan/77	dez/42
SE Mossoró IV	-	-	-	100,0	out/17	-
SE Moxotó	-	-	-	20,0	jan/72	dez/42
SE Mulungú	-	-	-	10,0	mai/75	dez/42
SE Mussurê II	-	-	-	401,0	mar/79	dez/42
SE Natal II	-	-	-	401,0	jan/79	dez/42
SE Natal III	-	-	-	300,0	ago/12	ago/39
SE Olindina	-	-	-	40,0	abr/80	dez/42
SE Paraíso	-	-	-	200,0	fev/04	dez/42
SE Pau Ferro	-	-	-	301,0	ago/02	dez/42
SE Paulo Afonso III	-	-	-	-	mar/74	dez/42
SE Paulo Afonso IV	-	-	-	1.200,0	jan/79	dez/42
SE Pecém II (1)	-	-	-	-	out/13	-
SE Penedo	-	-	-	302,0	mai/97	dez/42
SE Pici II	-	-	-	500,0	mai/05	dez/42
SE Picos	-	-	-	173,0	jul/92	dez/42
SE Pilões II	-	-	-	-	out/12	dez/42
SE Pindaí II	-	-	-	300,0	dez/15	jun/42
SE Pirapama II	-	-	-	400,0	fev/72	dez/42
SE Piripiri	-	-	-	335,0	ago/73	dez/42
SE Pituaçu	-	-	-	402,0	mar/83	dez/42
SE Polo	-	-	-	100,0	abr/16	out/40
SE Quixadá	-	-	-	-	jul/03	dez/42
SE Quixerê	-	-	-	-	nov/14	dez/42
SE Recife II	-	-	-	2.410,0	jan/79	dez/42
SE Ribeirão	-	-	-	400,0	out/94	dez/42
SE Rio Largo II	-	-	-	301,0	dez/62	dez/42
SE Russas II	-	-	-	300,0	nov/82	dez/42
SE S. João do Piauí	-	-	-	418,0	nov/80	dez/42
SE Santa Cruz II	-	-	-	100,0	mar/63	dez/42
SE Santa Rita II	-	-	-	450,0	jul/12	ago/39
SE Santana dos Matos II	-	-	-	50,0	nov/75	dez/42
SE Sapeaçu (1)	-	-	-	-	mai/03	dez/42
SE Senhor Do Bonfim II	-	-	-	433,3	mai/81	dez/42
SE Sobradinho	-	-	-	900,0	out/79	dez/42
SE Sobral II	-	-	-	400,0	nov/73	dez/42
SE Sobral III	-	-	-	1.200,0	abr/00	dez/42
SE Sto. Antonio de Jesus	-	-	-	301,0	mar/97	dez/42
SE Suape II	-	-	-	1.200,0	dez/12	jan/39
SE Suape III	-	-	-	300,0	jul/12	jan/39
SE Tabocas do Brejo Velho	-	-	-	-	jun/17	-
SE Tacaimbó	-	-	-	301,0	jun/85	dez/42
SE Tacaratu	-	-	-	-	dez/14	dez/42
SE Tauá II	-	-	-	202,0	dez/07	mar/35
SE Teresina	-	-	-	590,0	abr/70	dez/42
SE Teresina II	-	-	-	900,0	mai/00	dez/42
SE Teresina III	-	-	-	400,0	mai/17	-
SE Touros	-	-	-	150,0	mai/17	jun/42

SE Xingó 500 kV	-	-	-	-	nov/94	dez/42
SE Zebu	-	-	-	38,0	nov/76	dez/42
SE Zebu II	-	-	-	200,0	jul/12	ago/39
Sociedade de Propósito Específico			5.282,0	10.500,0		
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN LT Teresina II/ Sobral III/Pecem II/Fortaleza II	CS	500 kV	546,0	-	jan/06	fev/34
Integração Transmissora de Energia S.A. - INTESA LT Colinas/Miracema, LT Miracema/Gurupi/LT Gurupi/Peixe II, LT Peixe II/Serra da Mesa II	CS	500 kV	695,0	-	mai/08	abr/36
Manaus Transmissora de Energia S.A. LT 500 kV Oriximiná/Itacoatiara, LT 500 kV Itacoatiara/Cariri/SE Itacoatiara 500/138 kV, SE Cariri 500/230 kV	CD	500 kV	559,0	1.950,0	mar/13	out/38
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	2.375,0	-	mai/14	fev/39
Transmissora Delmiro Gouveia S.A. - TDG SE Aquiraz II e SE Pecém II	CS	230 kV	156,0	4.050,0	dez/13	jul/40
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. - LT 500 kV Luis Gonzaga – Garanhuns, LT 500 kV Garanhuns II – Campina Grande III, LT 500 kV Garanhuns II – Pau Ferro, LT 230 kV Garanhuns – Angelim I, SE Garanhuns, SE Pau Ferro	CS	500/230 kV	666,0	2.100,0	nov/15	dez/41
Extremoz Transmissora do Nordeste S.A. – ETN LT 500kV Ceará Mirim – João Câmara II, LT 500kV Ceará Mirim – Campina Grande III, LT 230kV Ceará Mirim – Extremoz II, LT 230kV Campina Grande III – Campina Grande II, Secc. LT 230kV J. Camara II – Extremoz – Ceará Mirim Secc. LT 230kV C. Grande II - Extremoz II, SE João Câmara II, SE Campina Grande III, SE Ceará Mirim	CS	500/230 kV	285,0	2.400,0	mai/15	mai/45

(1) Subestação pertencente a terceiros, em que a Chesf possui equipamentos próprios instalados de pelo menos uma entrada de linha.

O sistema físico da Chesf é composto também por 14 subestações elevadoras das usinas com 11.787,70 MVA que somadas às subestações de potência acima, totalizam 57.321,54 MVA de capacidade de transformação.

Tabela 8 - Linhas de Transmissão em Operação - 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		3.115.730,94	3.115.730,94			
ABAIXADORA-MOXOTÓ,69KV,C1	100,0%	52,13	52,13	Não aplicável	jun-17	IPCA
ABAIXADORA-MULUNGU,69KV,C1	100,0%	63,93	63,93	Não aplicável	jun-17	IPCA
ABAIXADORA-ZEBU,69KV,C1	100,0%	53,11	53,11	Não aplicável	jun-17	IPCA
ACARAÚ II-SOBRAL III, 230 KV,C2	100,0%	2.661,60	2.661,60	Não aplicável	jun-17	IPCA
ANGELIM II-PAU FERRO,500 KV,C1	100,0%	29.996,62	29.996,62	Não aplicável	jun-17	IPCA
ANGELIM II-RECIFE II,500KV,C2	100,0%	31.415,96	31.415,96	Não aplicável	jun-17	IPCA
ANGELIM-MESSIAS,230KV,C1	100,0%	4.695,44	4.695,44	Não aplicável	jun-17	IPCA
ANGELIM-MESSIAS,230KV,C2	100,0%	4.671,63	4.671,63	Não aplicável	jun-17	IPCA
ANGELIM-MESSIAS,230KV,C3	100,0%	5.963,93	5.963,93	Não aplicável	jun-17	IPCA
ANGELIM-RECIFE II,230KV,C2	100,0%	1.880,57	1.880,57	Não aplicável	jun-17	IPCA
ANGELIM-RECIFE II,230KV,C3	100,0%	1.880,57	1.880,57	Não aplicável	jun-17	IPCA
ANGELIM-RIBEIRÃO,230KV,C1	100,0%	4.762,67	4.762,67	Não aplicável	jun-17	IPCA
ANGELIM-TACAIMBO,230KV,C1	100,0%	886,70	886,70	Não aplicável	jun-17	IPCA
ANGELIM-TACAIMBO,230KV,C2	100,0%	889,48	889,48	Não aplicável	jun-17	IPCA
ANGELIM-TACAIMBO,230KV,C3	100,0%	4.953,61	4.953,61	Não aplicável	jun-17	IPCA
AQUIRAZ II-BANABUIU, 230 KV, C1	100,0%	9.704,70	9.704,70	Não aplicável	jun-17	IPCA
AQUIRAZ II-FORTALEZA, 230 KV, C1	100,0%	769,28	769,28	Não aplicável	jun-17	IPCA
ARAPIRACA III-PENEDO, 230 KV, C1	100,0%	2.654,05	2.654,05	Não aplicável	jun-17	IPCA
BANABUIU-FORTALEZA,230KV,C1	100,0%	2.516,44	2.516,44	Não aplicável	jun-17	IPCA
BANABUIU-FORTALEZA,230KV,C2	100,0%	10.557,88	10.557,88	Não aplicável	jun-17	IPCA
BANABUIU-MOSSORO II, 230KV, C2	100,0%	2.812,37	2.812,37	Não aplicável	jun-17	IPCA
BANABUIU-MOSSORO II,230KV,C1	100,0%	16.647,07	16.647,07	Não aplicável	jun-17	IPCA
BANABUIU-RUSSAS II,230KV,C1	100,0%	1.531,95	1.531,95	Não aplicável	jun-17	IPCA
B.ESPERANÇA-TERESINA,230KV,C1	100,0%	2.747,52	2.747,52	Não aplicável	jun-17	IPCA
B.ESPERANÇA-TERESINA,230KV,C2	100,0%	14.928,68	14.928,68	Não aplicável	jun-17	IPCA
B.J.DA LAPA-BARREIRAS,230KV,C1	100,0%	17.605,29	17.605,29	Não aplicável	jun-17	IPCA
BOM JESUS DA LAPA II-IGAPORÁ II, 230 KV, C1	100,0%	2.895,34	2.895,34	Não aplicável	jun-17	IPCA
BOM NOME-MILAGRES,230KV,C1	100,0%	1.161,45	1.161,45	Não aplicável	jun-17	IPCA
BOM NOME-MILAGRES,230KV,C2	100,0%	1.167,00	1.167,00	Não aplicável	jun-17	IPCA

BOM NOME-MILAGRES,230KV,C3	100,0%	6.325,84	6.325,84	Não aplicável	jun-17	IPCA
BONGI-AÇONORTE,230KV,C1	100,0%	542,86	542,86	Não aplicável	jun-17	IPCA
BROTAS DE MACAÚBAS -BOM JESUS DA LAPA, 230 kv, C1	100,0%	22.944,38	22.944,38	Não aplicável	jun-17	IPCA
BROTAS DE MACAÚBAS-IRECÊ, 230 kv, C1	100,0%	9.366,36	9.366,36	Não aplicável	jun-17	IPCA
C. FORMOSO-IRECÊ,230KV,C1	100,0%	8.067,52	8.067,52	Não aplicável	jun-17	IPCA
C. GRANDE II - COTEMINAS, 230 KV, C1	100,0%	146,01	146,01	Não aplicável	jun-17	IPCA
C. GRANDE II-C. GRANDE III, 230 KV, C1	100,0%	148,18	148,18	Não aplicável	jun-17	IPCA
C. GRANDE II-C. GRANDE III, 230 KV, C2	100,0%	297,71	297,71	Não aplicável	jun-17	IPCA
C. GRANDE III-EXTREMOZ II, 230 KV, C1	100,0%	10.152,74	10.152,74	Não aplicável	jun-17	IPCA
C. GRANDE II-NATAL III, 230 KV, C1	100,0%	10.122,29	10.122,29	Não aplicável	jun-17	IPCA
CAMAÇARI II-CAMAÇARI II,69KV,C2	100,0%	14,83	14,83	Não aplicável	jun-17	IPCA
CAMAÇARI II-C.METAIS,230KV,C1	100,0%	313,65	313,65	Não aplicável	jun-17	IPCA
CAMAÇARI II-COTEGIPE,230KV,C2	100,0%	1.949,02	1.949,02	Não aplicável	jun-17	IPCA
CAMAÇARI II-GOV.MANG,230KV,C1	100,0%	4.981,09	4.981,09	Não aplicável	jun-17	IPCA
CAMAÇARI II-GOV.MANG.230KV,C2	100,0%	5.037,06	5.037,06	Não aplicável	jun-17	IPCA
CAMAÇARI II-MATATU,230KV,C1	100,0%	652,19	652,19	Não aplicável	jun-17	IPCA
CAMAÇARI II-PITUAÇU,230KV,C2	100,0%	2.332,84	2.332,84	Não aplicável	jun-17	IPCA
CAMAÇARI IV-CAMAÇARI II, 500kv, C1	100,0%	183,02	183,02	Não aplicável	jun-17	IPCA
CAMAÇARI IV-COTEGIPE, 230 KV, C1	100,0%	1.309,20	1.309,20	Não aplicável	jun-17	IPCA
CAMAÇARI IV-JACARACANGA, 230 KV, C1	100,0%	2.036,96	2.036,96	Não aplicável	jun-17	IPCA
CAMAÇARI IV-JACARACANGA, 230 KV, C2	100,0%	2.036,96	2.036,96	Não aplicável	jun-17	IPCA
CAMAÇARI IV-PITUAÇU,230 KV,C1	100,0%	3.092,22	3.092,22	Não aplicável	jun-17	IPCA
CAMPINA GRANDE-PILÕES, 138 KV, C1	100,0%	1.438,91	1.438,91	Não aplicável	jun-17	IPCA
CASA NOVA II-SOBRADINHO, 230 KV, C1 ***	100,0%	0,00	0,00	Não aplicável	jun-17	IPCA
CATU-CAMAÇARI IV,230 KV,C1	100,0%	449,92	449,92	Não aplicável	jun-17	IPCA
CATU-CAMAÇARI IV,230 KV,C2	100,0%	449,92	449,92	Não aplicável	jun-17	IPCA
CATU-GOV.MANGABEIRA,230KV,C1	100,0%	1.089,80	1.089,80	Não aplicável	jun-17	IPCA
CEARÁ MIRIM II-JOÃO CÂMARA II, 230 KV, C2	100,0%	1.909,29	1.909,29	Não aplicável	jun-17	IPCA
C.GRANDE II /PARAISO C-1 PB/RN	100,0%	7.028,28	7.028,28	Não aplicável	jun-17	IPCA
C.GRANDE II /PARAISO C-2 PB/RN	100,0%	7.081,84	7.081,84	Não aplicável	jun-17	IPCA
C.GRANDE II-GOIANINHA,230KV,C1	100,0%	1.377,92	1.377,92	Não aplicável	jun-17	IPCA
C.GRANDE II-S.CRUZ II,138KV,C1	100,0%	886,18	886,18	Não aplicável	jun-17	IPCA
CÍCERO DANTAS-CATU,230KV,C1	100,0%	2.790,70	2.790,70	Não aplicável	jun-17	IPCA
CÍCERO DANTAS-CATU,230KV,C2	100,0%	2.824,23	2.824,23	Não aplicável	jun-17	IPCA
CAMAÇARI II /BRAS.C.SODA BA	100,0%	651,43	651,43	Não aplicável	jun-17	IPCA
C.NOVOS II-S.MATOS II138KV,C1	100,0%	370,80	370,80	Não aplicável	jun-17	IPCA
COTEGIPE-CATU,69KV,C1	100,0%	390,94	390,94	Não aplicável	jun-17	IPCA
COTEGIPE-CATU,69KV,C2	100,0%	390,94	390,94	Não aplicável	jun-17	IPCA
COTEGIPE-JACARACANGA,230KV,C1	100,0%	305,55	305,55	Não aplicável	jun-17	IPCA
COTEGIPE-MATATU,230KV,C1	100,0%	2.488,11	2.488,11	Não aplicável	jun-17	IPCA
CAUIPE /FORTALEZA II C-3 CE	100,0%	4.373,05	4.373,05	Não aplicável	jun-17	IPCA
EXTREMOZ II-CEARÁ MIRIM II, 230 KV, C1	100,0%	615,90	615,90	Não aplicável	jun-17	IPCA
FLORESTA II-BOM NOME,230 KV,C1	100,0%	1.184,35	1.184,35	Não aplicável	jun-17	IPCA
FORTALEZA II-FORTALEZA, 230kv, C3	100,0%	5,41	5,41	Não aplicável	jun-17	IPCA
FORTALEZA II-FORTALEZA,230KV,C1	100,0%	5,41	5,41	Não aplicável	jun-17	IPCA
FORTALEZA II-FORTALEZA,230KV,C2	100,0%	5,41	5,41	Não aplicável	jun-17	IPCA
FORTALEZA-D.GOUVEIA,230KV,C1	100,0%	507,04	507,04	Não aplicável	jun-17	IPCA
FORTALEZA-D.GOUVEIA,230KV,C2	100,0%	507,04	507,04	Não aplicável	jun-17	IPCA
FUNIL-ITAPEBI,230KV,C1	100,0%	11.789,17	11.789,17	Não aplicável	jun-17	IPCA
FUNIL-ITAPEBI,230KV,C2	100,0%	11.789,17	11.789,17	Não aplicável	jun-17	IPCA
CAUIPE /FORTALEZA II C-1 CE	100,0%	665,92	665,92	Não aplicável	jun-17	IPCA
CAUIPE /FORTALEZA II C-2 CE	100,0%	635,25	635,25	Não aplicável	jun-17	IPCA
FORTALEZA II /PICI II C-1 CE	100,0%	1.800,21	1.800,21	Não aplicável	jun-17	IPCA
FORTALEZA II /PICI II C-2 CE	100,0%	1.800,21	1.800,21	Não aplicável	jun-17	IPCA
GARANHUNS II- ANGELIM II, 500 KV, C1	100,0%	2.969,91	2.969,91	Não aplicável	jun-17	IPCA
GARANHUNS II-ANGELIM, 230 KV, C1	100,0%	164,29	164,29	Não aplicável	jun-17	IPCA
GARANHUNS II-ANGELIM, 230 KV, C2	100,0%	164,29	164,29	Não aplicável	jun-17	IPCA
GOIANINHA-MUSSURÉ II,230KV,C2	100,0%	3.011,27	3.011,27	Não aplicável	jun-17	IPCA
GOIANINHA-SANTA RITA II, 230kv, C1	100,0%	2.657,00	2.657,00	Não aplicável	jun-17	IPCA
GOV.MANG.-SAPEAÇU,230KV,C2	100,0%	1.472,90	1.472,90	Não aplicável	jun-17	IPCA
GOV.MANG.-SAPEAÇU,230KV,C3	100,0%	1.479,45	1.479,45	Não aplicável	jun-17	IPCA
IBIAPINA II-PIRIPIRI,230 KV,C1	100,0%	1.053,98	1.053,98	Não aplicável	jun-17	IPCA
IBIAPINA II-SOBRAL II,230 KV,C1	100,0%	1.268,93	1.268,93	Não aplicável	jun-17	IPCA
IBICOARA-BRUMADO,230KV,C1	100,0%	3.024,42	3.024,42	2027	jun-17	IPCA
ICO-BANABUIU, 230kv, C1	100,0%	6.784,75	6.784,75	Não aplicável	jun-17	IPCA
IGAPORÁ II-IGAPORÁ III, 230 KV, C1'	100,0%	99,43	99,43	Não aplicável	jun-17	IPCA
IGAPORÁ II-IGAPORÁ III, 230 KV, C2	100,0%	99,43	99,43	Não aplicável	jun-17	IPCA
IGAPORÁ III-PINDAI II,230KV,C1	100,0%	2.286,88	2.286,88	Não aplicável	jun-17	IPCA
IRECÊ-MORRO DO CHAPÉU II, 230 KV, C1 ****	100,0%	0,00	0,00	Não aplicável	jun-17	IPCA
ITABAIANA-ITABAIANINHA,230KV,C1	100,0%	1.461,88	1.461,88	Não aplicável	jun-17	IPCA
ITABAIANA-JARDIM,230KV,C1	100,0%	2.618,49	2.618,49	Não aplicável	jun-17	IPCA
ITABAIANA-JARDIM,230KV,C2	100,0%	2.618,49	2.618,49	Não aplicável	jun-17	IPCA

ITAPEBI-EUNÁPOLIS,230KV,C1	100,0%	2.797,03	2.797,03	Não aplicável	jun-17	IPCA
ITAPEBI-EUNÁPOLIS,230KV,C2	100,0%	2.797,03	2.797,03	Não aplicável	jun-17	IPCA
ITABAIANINHA /CATU C-1 SE/BA	100,0%	2.052,63	2.052,63	Não aplicável	jun-17	IPCA
JABOATÃO-RECIFE II,69KV,C1	100,0%	33,03	33,03	Não aplicável	jun-17	IPCA
JACARAC.-ALUNORDESTE,230KV,C1	100,0%	169,10	169,10	Não aplicável	jun-17	IPCA
JACARACANGA-DOW,230KV,C1	100,0%	714,77	714,77	Não aplicável	jun-17	IPCA
JACARACANGA-DOW,230KV,C2	100,0%	705,72	705,72	Não aplicável	jun-17	IPCA
JAGUARI-SENHOR DO BONFIM, 230 kV, C1	100,0%	5.543,68	5.543,68	Não aplicável	jun-17	IPCA
JARDIM - C. VALE DO RIO DOCE, 230 KV, C1 **	100,0%	0,00	0,00	Não aplicável	jun-17	IPCA
JARDIM-CAMAÇARI IV, 500KV, C1	100,0%	45.753,85	45.753,85	Não aplicável	jun-17	IPCA
JARDIM-FAFEN,230KV,C1	100,0%	1.130,96	1.130,96	Não aplicável	jun-17	IPCA
JARDIM-PENEDO, 230 KV, C1	100,0%	2.709,01	2.709,01	Não aplicável	jun-17	IPCA
JOAIRAM-BONGI,230KV,C1	100,0%	104,91	104,91	Não aplicável	jun-17	IPCA
JOAIRAM-BONGI,230KV,C2	100,0%	84,12	84,12	Não aplicável	jun-17	IPCA
JOAIRAM-BONGI,230KV,C3	100,0%	84,12	84,12	Não aplicável	jun-17	IPCA
JUAZEIRO II-SR.BONFIM II,230KV,C2	100,0%	8.843,37	8.843,37	Não aplicável	jun-17	IPCA
JUAZEIRO-JAGUARI, 230 kV, C1	100,0%	4.750,59	4.750,59	Não aplicável	jun-17	IPCA
L. GONZAGA-GARANHUNS II, 500 KV, C1	100,0%	43.409,56	43.409,56	Não aplicável	jun-17	IPCA
L.GONZAGA-OLINDINA II,500KV,C1	100,0%	45.752,82	45.752,82	Não aplicável	jun-17	IPCA
L.GONZAGA-SOBRADINHO,500KV,C1	100,0%	53.482,59	53.482,59	Não aplicável	jun-17	IPCA
LUIZ GONZAGA-MILAGRES,500KV,C1	100,0%	42.476,88	42.476,88	Não aplicável	jun-17	IPCA
MATATU-PITUAÇU,69KV,C1	100,0%	176,18	176,18	Não aplicável	jun-17	IPCA
MATATU-PITUAÇU,69KV,C2	100,0%	58,74	58,74	Não aplicável	jun-17	IPCA
MESSIAS-MACEIÓ,230KV,C1	100,0%	1.695,47	1.695,47	Não aplicável	jun-17	IPCA
MESSIAS-MACEIÓ,230KV,C2	100,0%	1.695,47	1.695,47	Não aplicável	jun-17	IPCA
MESSIAS-RIO LARGO,230KV,C1	100,0%	1.076,67	1.076,67	Não aplicável	jun-17	IPCA
MESSIAS-RIO LARGO,230KV,C2	100,0%	828,40	828,40	Não aplicável	jun-17	IPCA
MESSIAS-RIO LARGO,230KV,C3	100,0%	828,40	828,40	Não aplicável	jun-17	IPCA
MESSIAS-SUAPE II, 500kV, C1	100,0%	29.332,19	29.332,19	Não aplicável	jun-17	IPCA
MILAGRES-COREMAS, 230 KV, C1	100,0%	6.850,57	6.850,57	2024	jun-17	IGPM
Milagres - Tauá, 230 kV, C1	100,0%	10.061,63	10.061,63	2022	jun-17	IGPM
MILAGRES-BANABUIU,230KV,C1	100,0%	3.141,85	3.141,85	Não aplicável	jun-17	IPCA
MILAGRES-BANABUIU,230KV,C3	100,0%	13.403,16	13.403,16	Não aplicável	jun-17	IPCA
MILAGRES-COREMAS,230KV,C1	100,0%	9.002,45	9.002,45	Não aplicável	jun-17	IPCA
MILAGRES-ICO, 230kV, C1	100,0%	6.784,75	6.784,75	Não aplicável	jun-17	IPCA
MILAGRES-QUIXADA,500KV,C1	100,0%	49.323,24	49.323,24	Não aplicável	jun-17	IPCA
MIRUEIRA II-GOIANINHA, 230 KV, C1	100,0%	3.777,41	3.777,41	Não aplicável	jun-17	IPCA
MIRUEIRA II-PAU FERRO, 230 KV, C1 ****	100,0%	0,00	0,00	Não aplicável	jun-17	IPCA
MOSSORÓ II - MOSSORÓ IV, 230 KV, C1 ****	100,0%	0,00	0,00	Não aplicável	jun-17	IPCA
MOSSORO II-AÇU II,230KV,C1	100,0%	5.375,83	5.375,83	Não aplicável	jun-17	IPCA
M.REDUZIDO-M.REDUZIDO,69KV,C1	100,0%	5,33	5,33	Não aplicável	jun-17	IPCA
NATAL III-EXTREMOZ II, 230 KV, C1	100,0%	119,09	119,09	Não aplicável	jun-17	IPCA
NATAL III-NATAL II, 230 kV, C1	100,0%	893,14	893,14	Não aplicável	jun-17	IPCA
NATAL III-NATAL II, 230 kV, C2	100,0%	893,14	893,14	Não aplicável	jun-17	IPCA
OLINDINA II-CAMAÇARI II,500KV,C1	100,0%	27.090,97	27.090,97	Não aplicável	jun-17	IPCA
OLINDINA II-CAMAÇARI II,500KV,C2	100,0%	27.035,76	27.035,76	Não aplicável	jun-17	IPCA
OLINDINA II-OLINDINA II,230KV,C1	100,0%	19,60	19,60	Não aplicável	jun-17	IPCA
OLINDINA II-OLINDINA II,230KV,C2	100,0%	19,60	19,60	Não aplicável	jun-17	IPCA
P. AFONSO-GARANHUNS II, 230 KV, C1	100,0%	2.247,48	2.247,48	Não aplicável	jun-17	IPCA
P. AFONSO-GARANHUNS II, 230 KV, C2	100,0%	2.247,48	2.247,48	Não aplicável	jun-17	IPCA
P. AFONSO-GARANHUNS II, 230 KV, C3	100,0%	2.844,66	2.844,66	Não aplicável	jun-17	IPCA
P.AFONSO III-ANGELIM,230KV,C1	100,0%	3.070,84	3.070,84	Não aplicável	jun-17	IPCA
P.AFONSO III-BOM NOME,230KV,C3	100,0%	12.909,72	12.909,72	Não aplicável	jun-17	IPCA
P.AFONSO III-C.DANTAS,230KV,C1	100,0%	1.910,96	1.910,96	Não aplicável	jun-17	IPCA
P.AFONSO III-C.DANTAS,230KV,C2	100,0%	1.910,75	1.910,75	Não aplicável	jun-17	IPCA
P.AFONSO IV-ANGELIM II,500KV,C2	100,0%	40.765,29	40.765,29	Não aplicável	jun-17	IPCA
P.AFONSO IV-L.GONZAGA,500KV,C1	100,0%	6.883,17	6.883,17	Não aplicável	jun-17	IPCA
P.AFONSO IV-OLINDINA II,500KV,C2	100,0%	39.164,12	39.164,12	Não aplicável	jun-17	IPCA
P.AFONSO IV-P.AFONSO,230KV,C1	100,0%	107,82	107,82	Não aplicável	jun-17	IPCA
P.AFONSO IV-P.AFONSO,230KV,C2	100,0%	137,22	137,22	Não aplicável	jun-17	IPCA
P.AFONSO IV-XINGÓ,500KV,C1	100,0%	9.901,46	9.901,46	Não aplicável	jun-17	IPCA
P.AFONSO-FLORESTA II,230 KV,C1	100,0%	1.184,35	1.184,35	Não aplicável	jun-17	IPCA
P.AFONSO-ITABAIANA,230KV,C2	100,0%	9.754,79	9.754,79	Não aplicável	jun-17	IPCA
P.AFONSO-ITABAIANA,230KV,C3	100,0%	9.755,19	9.755,19	Não aplicável	jun-17	IPCA
PARAISO-AÇU II, 230 kv, C2	100,0%	3.842,46	3.842,46	2025	jun-17	IPCA
PARAISO - LAGOA NOVA II, 230 KV, C1	100,0%	2.857,81	2.857,81	Não aplicável	jun-17	IPCA
PARAISO-SANTA CRUZ II, 138 KV, C1	100,0%	220,89	220,89	Não aplicável	jun-17	IPCA
PAU FERRO-COTEMINAS, 230 KV, C1	100,0%	7.436,93	7.436,93	Não aplicável	jun-17	IPCA
PAU FERRO-C.GRANDE II,230KV,C2	100,0%	1.378,94	1.378,94	Não aplicável	jun-17	IPCA
PAULO AFONSO III-ZEBU II, 230 kV, C1	100,0%	152,73	152,73	Não aplicável	jun-17	IPCA
PAULO AFONSO III-ZEBU II, 230 kV, C2	100,0%	152,73	152,73	Não aplicável	jun-17	IPCA
P.DUTRA II-TERESINA II,500KV,W1	100,0%	38.375,65	38.375,65	Não aplicável	jun-17	IPCA
P.DUTRA II-TERESINA II,500KV,W2	100,0%	7.035,15	7.035,15	Não aplicável	jun-17	IPCA

PECEM II-FORTELEZA II, 500 KV, C1	100,0%	8.090,17	8.090,17	Não aplicável	jun-17	IPCA
PICOS-TAUÁ II, 230 KV, C1	100,0%	5.123,29	5.123,29	2029	jun-17	IPCA
PILÕES-PARAISO, 138 KV, C1	100,0%	1.527,00	1.527,00	Não aplicável	jun-17	IPCA
PIRAPAMA II-RECIFE II,69KV,C1 **	100,0%	0,00	0,00	Não aplicável	jun-17	IPCA
PIRAPAMA II-SUAPE II, 230 KV, C2	100,0%	871,95	871,95	Não aplicável	jun-17	IPCA
PIRAPAMA II-SUAPE II, 230KV, C1	100,0%	871,95	871,95	Não aplicável	jun-17	IPCA
PITUAÇU I PITUAÇU, 230 KV, C1	100,0%	196,03	196,03	Não aplicável	jun-17	IPCA
PITUAÇU-COTEGIPE,69KV,C1	100,0%	160,81	160,81	Não aplicável	jun-17	IPCA
PITUAÇU-COTEGIPE,69KV,C2	100,0%	159,36	159,36	Não aplicável	jun-17	IPCA
PARAISO /NATAL II C-2 RN	100,0%	5.784,49	5.784,49	Não aplicável	jun-17	IPCA
PARAISO /NATAL II C-1 RN	100,0%	5.724,98	5.724,98	Não aplicável	jun-17	IPCA
PITUACU /NARANDIBA C-1 BA	100,0%	51,26	51,26	Não aplicável	jun-17	IPCA
PITUACU /NARANDIBA C-2 BA	100,0%	278,51	278,51	Não aplicável	jun-17	IPCA
QUIXADA-FORTELEZA II,500KV,C1	100,0%	25.132,22	25.132,22	Não aplicável	jun-17	IPCA
QUIXERE-MOSSORO II,230 KV,C1	100,0%	2.827,40	2.827,40	Não aplicável	jun-17	IPCA
RECIFE II /PAU FERRO C-1 PE	100,0%	1.975,77	1.975,77	Não aplicável	jun-17	IPCA
RECIFE II /PAU FERRO C-2 PE	100,0%	1.975,77	1.975,77	Não aplicável	jun-17	IPCA
RECIFE II-GOIANINHA,230KV,C1	100,0%	782,02	782,02	Não aplicável	jun-17	IPCA
RECIFE II-GOIANINHA,230KV,C2	100,0%	782,02	782,02	Não aplicável	jun-17	IPCA
RECIFE II-JOAIRAM,230KV,C1	100,0%	123,22	123,22	Não aplicável	jun-17	IPCA
RECIFE II-JOAIRAM,230KV,C2	100,0%	97,26	97,26	Não aplicável	jun-17	IPCA
RECIFE II-JOAIRAM,230KV,C3	100,0%	97,26	97,26	Não aplicável	jun-17	IPCA
RECIFE II-MIRUEIRA,230KV,C1	100,0%	1.864,68	1.864,68	Não aplicável	jun-17	IPCA
RECIFE II-MIRUEIRA,230KV,C2	100,0%	1.874,60	1.874,60	Não aplicável	jun-17	IPCA
RECIFE II-MIRUEIRA,230KV,C3	100,0%	2.375,02	2.375,02	Não aplicável	jun-17	IPCA
RECIFE II-PAU FERRO,500 KV,C1	100,0%	1.124,87	1.124,87	Não aplicável	jun-17	IPCA
RECIFE II-PIRAPAMA II,230KV,C1	100,0%	1.806,76	1.806,76	Não aplicável	jun-17	IPCA
RECIFE II-PIRAPAMA II,230KV,C2	100,0%	1.806,76	1.806,76	Não aplicável	jun-17	IPCA
RIBEIRÃO-RECIFE II,230KV,C1	100,0%	5.819,73	5.819,73	Não aplicável	jun-17	IPCA
RIO LARGO II-ARAPIRACA III, 230 KV, C1	100,0%	6.597,21	6.597,21	Não aplicável	jun-17	IPCA
RIO LARGO-BRASKEM, 230 KV, C1	100,0%	1.924,14	1.924,14	Não aplicável	jun-17	IPCA
RUSSAS II-QUIXERE,230 KV,C1	100,0%	2.827,40	2.827,40	Não aplicável	jun-17	IPCA
S.A.DE JESUS-FUNIL,230 KV,C3	100,0%	11.551,13	11.551,13	Não aplicável	jun-17	IPCA
S.A.JESUS-FUNIL,230KV,C2	100,0%	1.780,90	1.780,90	Não aplicável	jun-17	IPCA
SANTA RITA II-MUSSURÉ II, 230 KV, C1	100,0%	354,27	354,27	Não aplicável	jun-17	IPCA
SANTANA DO MATOS II-AÇU II,138KV,C1	100,0%	474,01	474,01	Não aplicável	jun-17	IPCA
SAPEAÇU-FUNIL,230KV,C1	100,0%	2.715,61	2.715,61	Não aplicável	jun-17	IPCA
SAPEAÇU-GOV.MANG.,230KV,C1	100,0%	358,70	358,70	Não aplicável	jun-17	IPCA
SAPEACU-S.A.DE JESUS,230 KV,C3	100,0%	1.904,36	1.904,36	Não aplicável	jun-17	IPCA
SAPEAÇU-S.A.JESUS,230KV,C2	100,0%	350,48	350,48	Não aplicável	jun-17	IPCA
SOBRAL II /SOBRAL III C-1 CE	100,0%	181,38	181,38	Não aplicável	jun-17	IPCA
SOBRAL II /SOBRAL III C-2 CE	100,0%	181,38	181,38	Não aplicável	jun-17	IPCA
S.CRUZ II-C.NOVOS II,138KV,C1	100,0%	525,61	525,61	Não aplicável	jun-17	IPCA
S.J.PIAUI-B.ESPERANÇA,500KV,C1	100,0%	42.973,79	42.973,79	Não aplicável	jun-17	IPCA
S.J.PIAUI-E.MARTINS,230KV,C1	100,0%	13.122,59	13.122,59	Não aplicável	jun-17	IPCA
S.J.PIAUI-PICOS, 230KV, C1	100,0%	12.651,68	12.651,68	Não aplicável	jun-17	IPCA
US. L.GONZAGA /U.SOBRADINHO C-2 PE/BA	100,0%	58.157,25	58.157,25	Não aplicável	jun-17	IPCA
SOBRADINHO-JUAZEIRO II,230KV,C1	100,0%	2.529,23	2.529,23	Não aplicável	jun-17	IPCA
SOBRADINHO-JUAZEIRO II,230KV,C2	100,0%	2.529,23	2.529,23	Não aplicável	jun-17	IPCA
SOBRADINHO-S.J.PIAUI,500KV,C1	100,0%	38.832,85	38.832,85	Não aplicável	jun-17	IPCA
SOBRAL II-CAUIPE,230KV,C1	100,0%	2.535,67	2.535,67	Não aplicável	jun-17	IPCA
SOBRAL III-PECEM II, 500 KV, C1	100,0%	30.705,87	30.705,87	Não aplicável	jun-17	IPCA
SR.DO BONFIM II-C. FORMOSO,230KV,C1	100,0%	8.067,52	8.067,52	Não aplicável	jun-17	IPCA
SUAPE II-RECIFE II, 500KV, C1	100,0%	3.059,19	3.059,19	Não aplicável	jun-17	IPCA
SUAPE II-SUAPE III, 230 KV, C1	100,0%	512,65	512,65	Não aplicável	jun-17	IPCA
SUAPE II-SUAPE III, 230 KV, C2	100,0%	512,65	512,65	Não aplicável	jun-17	IPCA
TACAIBÓ-C.GRANDE II,230KV,C1	100,0%	9.402,06	9.402,06	Não aplicável	jun-17	IPCA
TACAIBÓ-C.GRANDE II,230KV,C2	100,0%	9.402,06	9.402,06	Não aplicável	jun-17	IPCA
TACARATU- P.AFONSO, 230 KV, C1	100,0%	1.180,19	1.180,19	Não aplicável	jun-17	IPCA
TACARATU-BOM NOME, 230 KV, C1	100,0%	1.180,19	1.180,19	Não aplicável	jun-17	IPCA
TERESINA II - TERESINA III, 230 KV, C1 ****	100,0%	0,00	0,00	Não aplicável	jun-17	IPCA
TERESINA II - TERESINA III, 230 KV, C2 ****	100,0%	0,00	0,00	Não aplicável	jun-17	IPCA
TERESINA II-SOBRAL III,500KV,C1	100,0%	11.319,91	11.319,91	Não aplicável	jun-17	IPCA
TERESINA II-TERESINA,230KV,C1	100,0%	1.656,20	1.656,20	Não aplicável	jun-17	IPCA
TERESINA II-TERESINA,230KV,C2	100,0%	1.656,20	1.656,20	Não aplicável	jun-17	IPCA
TERESINA-PIRIPIRI,230KV,C1	100,0%	2.146,68	2.146,68	Não aplicável	jun-17	IPCA
TOUROS-CEARÁ MIRIM II, 230KV, C1	100,0%	2.265,36	2.265,36	Não aplicável	jun-17	IPCA
U.B.ESPERANÇA-B.ESPERANÇA	100,0%	274,45	274,45	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA A.SALES-SE III,230KV,C1	100,0%	524,77	524,77	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA A.SALES-SE III,230KV,C2	100,0%	515,72	515,72	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA DE PEDRA-JEQUIÉ,69KV,C1	100,0%	1.004,24	1.004,24	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA II-P.AFONSO III,230KV,C1	100,0%	10,82	10,82	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA II-P.AFONSO III,230KV,C3	100,0%	10,82	10,82	Não aplicável	jun-17	IPCA

USINA II-P.AFONSO III,230KV,C4	100,0%	12,63	12,63	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA II-P.AFONSO III,230KV,C5	100,0%	12,63	12,63	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA II-ZEBU, KV,C1	100,0%	68,81	68,81	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA I-P.AFONSO III,230KV,C1	100,0%	10,82	10,82	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA I-P.AFONSO III,230KV,C2	100,0%	10,82	10,82	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA IV-P.AFONSO IV,500KV,C1	100,0%	143,55	143,55	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA IV-P.AFONSO IV,500KV,C2	100,0%	143,55	143,55	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA IV-P.AFONSO IV,500KV,C3	100,0%	143,55	143,55	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA IV-P.AFONSO IV,500KV,C4	100,0%	143,55	143,55	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA IV-P.AFONSO IV,500KV,C5	100,0%	143,55	143,55	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA IV-P.AFONSO IV,500KV,C6	100,0%	143,55	143,55	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA L.GONZ.-L.GONZ,500KV,C1	100,0%	143,55	143,55	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA L.GONZ.-L.GONZ,500KV,C2	100,0%	143,55	143,55	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA L.GONZ.-L.GONZ,500KV,C3	100,0%	143,55	143,55	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA SOBRADINHO-SOBRADINHO, 500KV, C1	100,0%	143,55	143,55	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA SOBRADINHO-SOBRADINHO, 500KV, C2	100,0%	143,55	143,55	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA SOBRADINHO-SOBRADINHO, 500KV, C3	100,0%	143,55	143,55	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA XINGÓ-XINGÓ,500KV,C1	100,0%	183,82	183,82	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA XINGÓ-XINGÓ,500KV,C2	100,0%	183,82	183,82	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA XINGÓ-XINGÓ,500KV,C3	100,0%	183,82	183,82	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA XINGÓ-XINGÓ,500KV,C4	100,0%	183,82	183,82	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA XINGÓ-XINGÓ,500KV,C5	100,0%	163,40	163,40	Não aplicável	jun-17	IPCA
USINA XINGÓ-XINGÓ,500KV,C6	100,0%	163,40	163,40	Não aplicável	jun-17	IPCA
P.AFONSO III /USINA PA-III C-1 AL/BA	100,0%	10,82	10,82	Não aplicável	jun-17	IPCA
P.AFONSO III /USINA PA-III C-2 AL/BA	100,0%	10,82	10,82	Não aplicável	jun-17	IPCA
P.AFONSO III /USINA PA-III C-3 AL/BA	100,0%	10,82	10,82	Não aplicável	jun-17	IPCA
P.AFONSO III /USINA PA-III C-4 AL/BA	100,0%	10,82	10,82	Não aplicável	jun-17	IPCA
XINGÓ-JARDIM,500KV,C1	100,0%	29.409,90	29.409,90	Não aplicável	jun-17	IPCA
XINGÓ-MESSIAS,500KV,C1	100,0%	40.305,18	40.305,18	Não aplicável	jun-17	IPCA
ZEBU-ITAPARICA,69KV,C1	100,0%	1.322,66	1.322,66	Não aplicável	jun-17	IPCA
ZEBU-MOXOTÓ,69KV,C1	100,0%	384,77	384,77	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE ABAIXADORA	100,0%	5.296,94	5.296,94	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE ACARAU II	100,0%	3.920,24	3.920,24	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE AÇU II	100,0%	13.293,50	13.293,50	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE ANGELIM	100,0%	21.419,93	21.419,93	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE ANGELIM II	100,0%	11.487,68	11.487,68	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE ARAPIRACA III	100,0%	9.436,42	9.436,42	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE BANABUIÚ	100,0%	11.490,90	11.490,90	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE BARREIRAS	100,0%	11.029,93	11.029,93	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE BOA ESPERANÇA 230 kV	100,0%	9.813,64	9.813,64	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE BOA ESPERANÇA 500 kV	100,0%	32.201,21	32.201,21	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE BOM JESUS DA LAPA	100,0%	19.726,06	19.726,06	Não aplicável	jun-17	IPCA
SEBOM JESUS DA LAPA II	100,0%	201,83	201,83	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE BOM NOME	100,0%	11.603,50	11.603,50	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE BONGI	100,0%	15.837,29	15.837,29	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE BROTAS DE MACAÚBAS	100,0%	365,45	365,45	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE BRUMADO II (1)	100,0%	330,70	330,70	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE CAMAÇARI II	100,0%	87.733,79	87.733,79	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE CAMAÇARI IV	100,0%	18.564,66	18.564,66	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE CAMPINA GRANDE II	100,0%	43.656,64	43.656,64	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE CAMPO FORMOSO *	100,0%	0,00	0,00	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE CASA NOVA II **	100,0%	0,00	0,00	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE CATU	100,0%	11.559,14	11.559,14	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE CAUÍPE	100,0%	9.427,03	9.427,03	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE CERÁ MIRIM II (1) *****	100,0%	0,00	0,00	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE CÍCERO DANTAS	100,0%	5.313,01	5.313,01	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE COREMAS	100,0%	10.011,81	10.011,81	Não aplicável	jun-17	IGPM/IPCA
SE COTEGIPE	100,0%	9.566,38	9.566,38	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE COTEMINAS	100,0%	722,34	722,34	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE CURRAIS NOVOS	100,0%	3.273,05	3.273,05	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE DELMIRO GOUVEIA	100,0%	21.117,75	21.117,75	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE ELIZEU MARTINS	100,0%	1.553,10	1.553,10	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE EUNÁPOLIS	100,0%	17.359,53	17.359,53	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE EXTREMOZ II	100,0%	4.277,21	4.277,21	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE FLORESTA II *	100,0%	0,00	0,00	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE FORTALEZA	100,0%	39.270,71	39.270,71	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE FORTALEZA II	100,0%	58.653,57	58.653,57	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE FUNIL	100,0%	33.770,81	33.770,81	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE GOIANINHA	100,0%	15.124,47	15.124,47	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE GOV. MANGABEIRA	100,0%	11.242,93	11.242,93	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE IBIAPINA II	100,0%	3.379,16	3.379,16	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE IBICOARA (1)	100,0%	5.903,74	5.903,74	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE ICÓ	100,0%	7.833,56	7.833,56	Não aplicável	jun-17	IPCA

SE IGAPORÃ	100,0%	6.044,58	6.044,58	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE IGAPORÃ III	100,0%	1.428,15	1.428,15	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE IRECÊ	100,0%	21.041,94	21.041,94	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE ITABAIANA	100,0%	10.876,54	10.876,54	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE ITABAININHA	100,0%	9.090,93	9.090,93	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE ITAPARICA	100,0%	1.736,20	1.736,20	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE ITAPEBI	100,0%	1.280,27	1.280,27	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE JACARACANGA	100,0%	11.617,91	11.617,91	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE JAGUARARI	100,0%	2.262,97	2.262,97	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE JARDIM	100,0%	48.080,16	48.080,16	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE JOAIRAM	100,0%	3.707,79	3.707,79	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE JOÃO CÂMARA	100,0%	3.440,98	3.440,98	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE JUAZEIRO DA BAHIA II	100,0%	11.479,49	11.479,49	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE LAGOA NOVA II	100,0%	5.470,24	5.470,24	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE LUIZ GONZAGA 500kV	100,0%	43.194,03	43.194,03	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE MACEIÓ	100,0%	11.190,04	11.190,04	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE MATATU	100,0%	17.820,41	17.820,41	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE MESSIAS	100,0%	48.563,53	48.563,53	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE MILAGRES	100,0%	62.599,16	62.599,16	Não aplicável	jun-17	IPCA/IGPM
SE MIRUEIRA	100,0%	13.430,40	13.430,40	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE MIRUEIRA II	100,0%	5.583,36	5.583,36	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE MODELO REDUZIDO	100,0%	413,03	413,03	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE MORRO DO CHAPÉU ****	100,0%	0,00	0,00	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE MOSSORÓ II	100,0%	20.547,65	20.547,65	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE MOSSORÓ IV ****	100,0%	0,00	0,00	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE MOXOTÓ	100,0%	1.975,22	1.975,22	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE MULUNGÚ	100,0%	1.651,35	1.651,35	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE MUSSURÉ II	100,0%	11.461,52	11.461,52	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE NATAL II	100,0%	24.258,53	24.258,53	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE NATAL III	100,0%	6.608,12	6.608,12	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE OLINDINA	100,0%	18.085,12	18.085,12	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE PARAISO	100,0%	4.418,17	4.418,17	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE PAU FERRO	100,0%	5.079,43	5.079,43	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE PAULO AFOSNO III	100,0%	13.174,83	13.174,83	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE PAULO AFONSO IV	100,0%	29.311,89	29.311,89	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE PENEDO	100,0%	10.198,96	10.198,96	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE PICI II	100,0%	10.130,35	10.130,35	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE PICOS	100,0%	9.340,94	9.340,94	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE PILÕES II	100,0%	2.028,42	2.028,42	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE PINDAÍ II	100,0%	4.039,92	4.039,92	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE PIRAPAMA II	100,0%	15.132,72	15.132,72	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE PIRIPIRI	100,0%	16.848,11	16.848,11	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE PITUAÇU	100,0%	17.019,60	17.019,60	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE POLO	100,0%	1.394,77	1.394,77	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE QUIXADÁ	100,0%	3.204,23	3.204,23	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE QUIXERÉ *	100,0%	0,00	0,00	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE RECIFE II	100,0%	87.703,94	87.703,94	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE RIBEIRÃO	100,0%	14.940,39	14.940,39	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE RIO LARGO II	100,0%	14.835,43	14.835,43	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE RUSSAS II	100,0%	7.538,12	7.538,12	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE S. JOÃO DO PIAUÍ	100,0%	31.275,68	31.275,68	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE SANTA CRUZ II	100,0%	1.954,68	1.954,68	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE SANTA RITA II	100,0%	7.410,74	7.410,74	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE SANTANA DO MATOS II	100,0%	2.460,06	2.460,06	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE SAPEAÇU (1)	100,0%	1.024,87	1.024,87	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE SENHOR DO BONFIM II	100,0%	6.284,28	6.284,28	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE SOBRADINHO	100,0%	50.557,06	50.557,06	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE SOBRAL II	100,0%	13.102,58	13.102,58	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE SOBRAL III	100,0%	27.126,96	27.126,96	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE STO.. ANTONIO DE JESUS	100,0%	11.880,23	11.880,23	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE SUAPE II	100,0%	12.897,00	12.897,00	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE SUAPE III	100,0%	4.420,00	4.420,00	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE TABOÇAS DO BREJO VELHO **	100,0%	0,00	0,00	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE TACAIBÓ	100,0%	13.399,18	13.399,18	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE TACARATU *	100,0%	0,00	0,00	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE TAUÁ II	100,0%	14.565,18	14.565,18	Não aplicável	jun-17	IGPM
SE TERESINA	100,0%	25.474,12	25.474,12	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE TERESINA II	100,0%	66.572,72	66.572,72	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE TERESINA III ****	100,0%	0,00	0,00	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE TOUROS	100,0%	3.425,56	3.425,56	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE XINGÓ 69 kV	100,0%	2.058,75	2.058,75	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE XINGÓ 500 kV	100,0%	36.544,77	36.544,77	Não aplicável	jun-17	IPCA
SE ZEBU	100,0%	1.475,97	1.475,97	Não aplicável	jun-17	IPCA

SE ZEBU II	100,0%	5.075,91	5.075,91			IPCA
Sociedade de Propósito Específico		1.256.180,79	403.912,66			
Propriedade		RAP (R\$ Mil)	RAP Proporc. (R\$ Mil)	Ano de degraú da RAP	Mês Base Reajuste	Mês Base Reajuste
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN LT Teresina II/ Sobral III/Pecem II/Fortaleza II	49,0%	180.122,32	88.259,94	2021	Julho	IGPM
Integração Transmissora de Energia S.A. - INTESA LT Colinas/Miracema, LT Miracema/Gurupi/LT Gurupi/Peixe II, LT Peixe II/Serra da Mesa II	12,0%	169.155,12	20.298,61	2024	Julho	IPCA
Manaus Transmissora de Energia S.A. LT 500 kV Oriximanã/Itacoatiara, LT 500 kV Itacoatiara/Cariri/SE Itacoatiara 500/138 kV, SE Cariri 500/230 kV	19,5%	172.825,84	33.701,04	Não aplicável	Julho	IPCA
Interligação Elétrica do Madeira LT Porto Velho/Araraquara II/Estação Retificadora/500/600 kV/3150 MW/Estação Inversora/600/500kV/2950 MW	24,5%	544.484,55	133.398,71	Não aplicável	Julho	IPCA
Transmissora Delmiro Gouveia S.A. - TDG SE Aquiraz II e SE Pecém II	49,0%	32.945,05	16.143,07	Não aplicável	Julho	IPCA
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	49,0%	87.326,72	42.790,09	Não aplicável	Julho	IPCA
Extremoz Transmissora do Nordeste S.A. – ETN LT 500kV Ceará Mirim – João Câmara II, LT 500kV Ceará Mirim – Campina Grande III, LT 230kV Ceará Mirim – Extremoz II, LT 230kV Campina Grande III – Campina Grande II, Secc. LT 230kV J. Camara II – Extremoz – Ceará Mirim Secc. LT 230kV C. Grande II - Extremoz II, SE João Câmara II, SE Campina Grande III, SE Ceará Mirim	100,0%	69.321,20	69.321,20	Não aplicável	Julho	IPCA

(*) Essas Subestações foram doadas à Chesf mas o processo ainda não está finalizado na ANEEL

(**) A Chesf irá analisar a solicitação da receita

(***) Essa LT é DIT de uso exclusivo de Central de Geração da Chesf e não terá receita homologada pela ANEEL. A Chesf deverá solicitar homologação da receita apenas para a entrada de linha na SE Sobradinho.

(****) Esses ativos estão como previsto na lista de módulo e por isso não está com o valor de RAP ativa

(*****) pertence a outra concessionária

Ao final do ano de 2017, o Sistema de Transmissão da Chesf foi ampliado, com a energização de 275 km de linhas de transmissão, seis novas subestações e reforços nas instalações resultando no aumento da capacidade de transformação em 3.135 MVA.

Para o horizonte de 2018-2022, a Companhia está concentrando esforços na construção de 8 linhas que adicionarão mais de 698 km de extensão e 5 novas subestações com 1.333 MVA de capacidade de transformação ao conjunto de linhas da Companhia. No quadro a seguir é apresentado os empreendimentos de transmissão em estágio de implantação.

Nas tabelas 9, 10, 11 e 12 a seguir, não contemplam sete projetos de linhas de transmissão que estão atualmente em negociação com ANEEL quanto a inviabilidade de implantação:

- LT 230 kV Funil / Itapebi C3
- LT 500 kV Recife II/Suape II C2
- LT 500 kV Camaçari IV / Sapeaçu
- LT 230 kV Sapeaçu/Santo Antônio de Jesus C3
- LT 230 kV Camaçari IV – Pirajá
- LT 230 kV Pituvaçu – Pirajá
- SE Pirajá 230/69 kV

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			698,30	1.333,00		
Jardim-N Sra do Socorro		230	1,3	-	jun/18	mai/42
Messias-Maceió II	CS	230	20	-	dez/18	mai/42

Russas II-Banabuiu C2	CS	230	110	-	dez/18	jun/42
Eunápolis-Teixeira Freitas II C2	CS	230	145	-	abr/19	ago/39
Eunápolis-Teixeira Freitas II C1	CS	230	145	-	abr/19	out/38
Pau Ferro-Santa Rita II	CS	230	85	-	mai/19	ago/39
Paraíso-Açu II	CS	230	123	-	mai/19	nov/40
Açu II-Mossoró II	CS	230	69	-	mai/19	nov/40
SE 230/69 kv N.S. Socorro	-	230	-	300	dez/17	mai/42
SE 230/69 kv Maceió II	-	230	-	400	ago/17	mai/42
SE 230/138 kv Poções II	-	230	-	200	dez/17	mai/42
SE 230/69 kv Jaboatão II	-	230	-	300	jul/18	jun/42
SE 230/138 kV Teixeira de Freitas II	-	230	-	133	dez/17	out/38
Sociedade de Propósito Específico			0	0		
Não se aplica						

Tabela 10 - Linhas de Transmissão em Projeto - 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		28.181,32	28.181,32			
LT 230 kV N.S.SOCORRO /JARDIM C-1 SE	100%	83,67	83,67	não aplicável	jun/17	IPCA
LT 230 kV N.S.SOCORRO /JARDIM C-2 SE	100%	83,67	83,67	não aplicável	jun/17	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO II C-1 AL	100%	484,98	484,98	não aplicável	jun/17	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO II C-2 AL	100%	484,98	484,98	não aplicável	jun/17	IPCA
LT 230 kV EUNAPOLIS /TEIX. FREITAS II C-1 BA	100%	2.724,69	2.724,69	não aplicável	jun/17	IPCA
LT 230 kV EUNAPOLIS /TEIX. FREITAS II C-2 BA	100%	6.585,92	6.585,92	não aplicável	jun/17	IPCA
LT 230 kV Russas II /Banabuiu C2	100%	2.433,79	2.433,79	não aplicável	jun/17	IPCA
LT 230 kV PARAISO /ACU II C-3 RN	100%	2.454,96	2.454,96	não aplicável	jun/17	IPCA
LT 230 kV MOSSORO II /ACU II C-2 RN	100%	1.641,21	1.641,21	não aplicável	jun/17	IPCA
LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II - Nova LT	100%	5.532,77	5.532,77	não aplicável	jun/17	IPCA
LT 230 kV Funil / Itapebi C3	100%	5.670,70	5.670,70	2036	jun/17	IPCA
Sociedade de Propósito Específico						
Não se aplica						

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

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2016	Investimento Realizado até 31/dez/2016	Evolução Física em 31/dez/2017	Investimento Realizado até 31/dez/2017
Integral		461.657		548.334
LT 230 kV Jardim / Nossa Senhora do Socorro, SE	56%	38.979	80%	51.488
Nossa Senhora do Socorro 230/69 KV				
SE Poções II - 230/138 KV	76%	29.116	76%	30.893
LT 230 kV Messias / Maceio II, SE Maceio II 230/69 kV	80%	44.187	80%	60.153
SE Jaboatão II 230/69 kV	69%	51.831	79%	60.064
LT 230 kV Eunápolis / Teixeira de Freitas II C1; SE Teixeira de Freitas II 230/138 kV	45%	76.282	56%	77.990
LT 230 kV Eunápolis/Teixeira de Freitas C2	57%	55.761	58%	64.724
LT 230 kV Russas II /Banabuiu C2	45%	29.323	57%	44.823
LT 230 kV Paraíso / Açú II / Mossoró II	50%	55.111	50%	63.877
LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II	25%	81.067	80%	94.322
SPE Proporcional		0		0
Não se aplica				

Total		461.657		548.334
--------------	--	----------------	--	----------------

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

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2016	Investimento Realizado até 31/dez/2016	Evolução Física em 31/dez/2017	Investimento Realizado até 31/dez/2017
Integral		461.657		548.334
LT 230 kV Jardim / Nossa Senhora do Socorro, SE Nossa Senhora do Socorro 230/69 KV	56%	38.979	80%	51.488
SE Poções II - 230/138 KV	76%	29.116	76%	30.893
LT 230 kV Messias / Maceio II, SE Maceio II 230/69 kV	80%	44.187	80%	60.153
SE Jaboatão II 230/69 kV	69%	51.831	79%	60.064
LT 230 kV Eunápolis / Teixeira de Freitas II C1; SE Teixeira de Freitas II 230/138 kV	45%	76.282	56%	77.990
LT 230 kV Eunápolis/Teixeira de Freitas C2	57%	55.761	58%	64.724
LT 230 kV Russas II /Banabuiu C2	45%	29.323	57%	44.823
LT 230 kV Paraíso / Açú II / Mossoró II	50%	55.111	50%	63.877
LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II	25%	81.067	80%	94.322
SPE Proporcional		0		0
Não se aplica				
Total		461.657		548.334

Tabela 13 - RAP Esperada - R\$ Mil

Linha de Transmissão - RAP Proporcional	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Sociedade de Propósito Específico							
STN - Sistema de Transmissão Nordeste	82.558	87.577	88.260	88.260	88.260	44.130	44.130
INTESA - Integração Transmissora de Energia	14.521	17.735	20.299	20.299	20.299	20.299	20.299
Manaus Transmissora de Energia	31.144	33.116	33.701	33.701	33.701	33.701	33.701
Interligação Elétrica do Madeira	123.277	131.083	133.399	133.399	133.399	133.399	133.399
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia	15.519	15.674	16.143	16.143	16.143	16.143	16.143
ETN - Extremoz Transmissora do Nordeste	70.714	73.706	69.321	69.321	69.321	69.321	69.321
IEG - Interligação Elétrica Garanhuns	45.281	45.044	42.790	42.790	42.790	42.790	42.790
Consolidado Proporcional	383.015	403.934	403.913	403.913	403.913	359.783	359.783

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

Tabela 15 - Mercado Atendido

Mercado Atendido - GWh	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Energia Faturada	42.963	53.656	53.982	51.317	51.997	51.994
Fornecimento	6.429	6.507	6.847	5.919	4.918	5.044
Residencial	0	0	0	0	0	0
Comercial	0	0	0	0	0	0
Industrial (1)	6.429	6.507	6.847	5.919	4.918	5.044
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	36.534	47.149	47.135	45.398	47.079	46.950
Uso da Rede de Distribuição	6.126	3.901	1.232	1.664	1.811	1.406

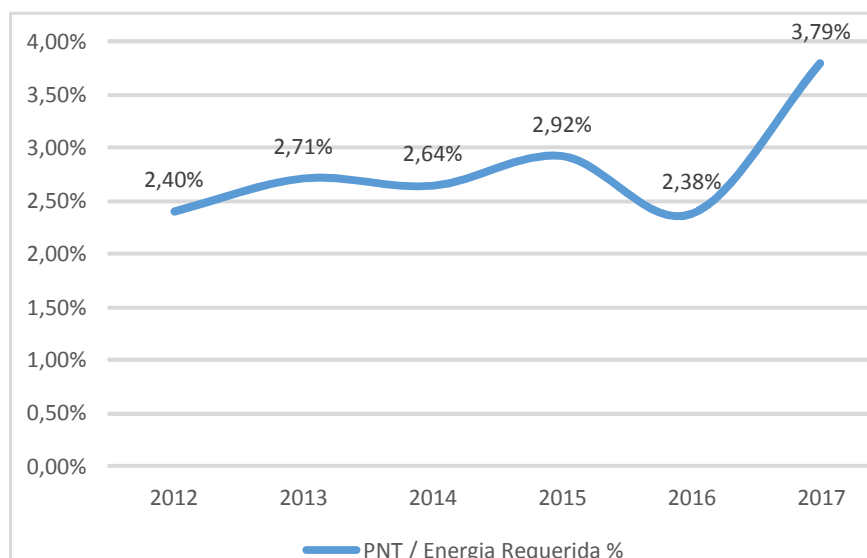
Consumidores Livres/Dist./Ger.	6.126	3.901	1.232	1.664	1.811	1.406
Consumidores Rede Básica	0	0	0	0	0	0
Total	49.089	57.557	55.214	52.981	53.808	53.400
Varição	-1,90%	17,25%	-4,07%	-4,04%	1,56%	-0,76%

Tabela 16 - Balanço Energético

Energia Requerida - GWh	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Venda de Energia	42.963	53.656	53.982	51.317	51.997	51.994
Fornecimento (1)	6.429	6.507	6.847	5.919	4.918	5.044
Suprimento p/ agentes de distribuição (2)	36.534	47.149	47.135	45.398	47.079	46.950
Consumidores Livres/Dist./Ger. (3)	6.126	3.901	1.232	1.664	1.811	1.406
Consumidores Rede Básica	0	0	0	0	0	0
Mercado Atendido	49.089	57.557	55.214	52.981	53.808	53.400
Perdas na Rede Básica (4)	1.182	291	223	221	160	244
Perdas na Distribuição	0	0	0	0	0	0
PNT / Energia Requerida %	2,40%	2,71%	2,64%	2,92%	2,38%	3,79%
Perdas Totais - PT	1.182	291	223	221	160	244
Total	50.271	57.848	55.437	53.202	53.968	53.644

Observações:

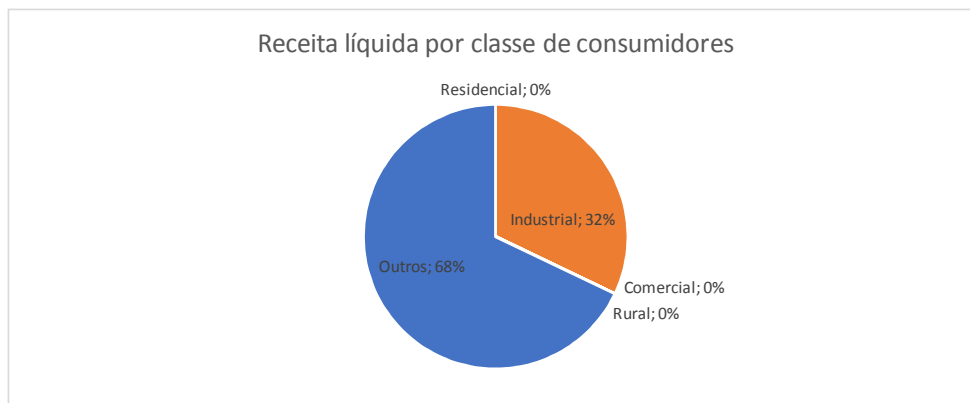
- 1) As perdas na rede básica correspondem às perdas entre o ponto de entrega de cada contrato às barras das usinas;
- 2) Os pontos de entrega das energias cotistas estão nas barras das usinas, portanto já incluem as perdas;
- 3) Os pontos de entrega do CCE (Sulgipe, com energia incluída no suprimento de 2012 a 2014) estão nas barras da distribuidora;
- 4) O ponto de entrega dos demais contratos está no centro de gravidade do Sistema Interligado.



Receita – A receita decorrente dos contratos de venda de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, importou R\$ 2.330,42 milhões, conforme quadro a seguir:

Classe	Receita líquida em R\$ mil		
	2017	2016	%
Residencial	0,00	0,00	0,00%
Industrial	748.326,24	720.781,99	3,86%
Comercial	0,00	0,00	-

Rural	0,00	0,00	-
Outros	1.582.093,93	1.532.508,04	3,24%
TOTAL	2.330.420,17	2.252.990,04	3,44%



Número de consumidores - O número de clientes faturados em 2017 apresentou uma retração de 3,7% sobre o mesmo número do ano anterior, como se pode observar no quadro a seguir:

Número de Consumidores			
Classe	2017	2016	%
Residencial	-	-	-
Industrial	16	17	-5,9%
Comercial	-	-	-
Rural	-	-	-
Outros	63	65	-3,1%
TOTAL	79	82	-3,7%

Preço - O preço médio da energia elétrica vendida em 2017 atingiu R\$ 43,64/MWh, com aumento de 4,2% com relação a 2016.

Preço médio de venda de energia - R\$/MWh		
Classe	2017	2016
Residencial	-	-
Industrial	133,00	130,15
Comercial	-	-
Rural	-	-
Poder Público	-	-
Outros	33,12	31,75
PREÇO MÉDIO	43,64	41,87

(*) Outros: inclui comercializadores, geradores e distribuidores cotistas

QUALIDADE DO FORNECIMENTO

INDICADORES DE DESEMPENHO

O resultado em 2017 para indicador de Parcela Variável – PV foi o segundo melhor dos últimos 5 anos. Como fato relevante em 2017, houve a partir de julho, o aumento expressivo da Receita Anual Permitida – RAP, devido ao pagamento, pela ANEEL, da indenização dos ativos não amortizados. Além dos eventos apurados em 2017,

houve descontos da parcela variável de eventos referentes a 2016, que haviam sido suspensos, em julho de 2016, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

O indicador de Robustez apresentou o melhor resultado dos últimos 5 anos, mantendo a tendência contínua de melhora dos últimos anos. Este resultado indica uma evolução do Sistema Chesf (Rede Básica), no que diz respeito a ocorrências envolvendo interrupção do fornecimento de energia elétrica.

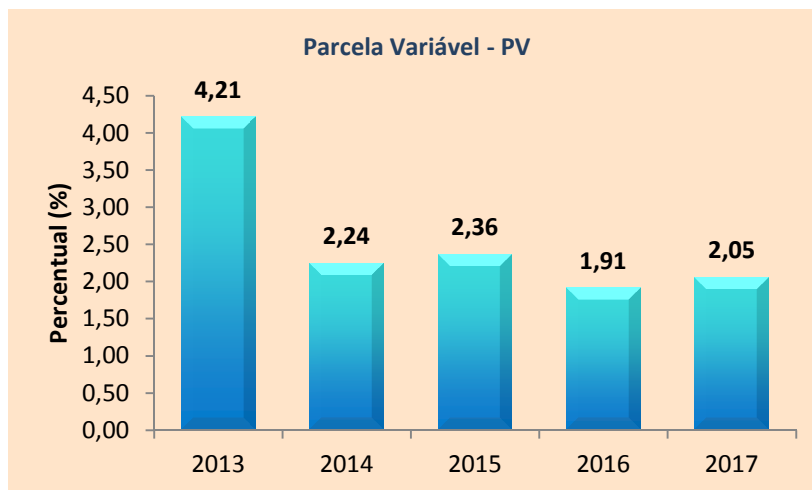
O indicador referente ao Número de Eventos com Interrupção de Carga na Rede Básica (NEIC-RB), apresentou o melhor resultado do histórico.

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

O indicador de Disponibilidade Operacional de Linhas de Transmissão apresentou o melhor resultado do histórico, refletindo um ótimo desempenho no serviço prestado.

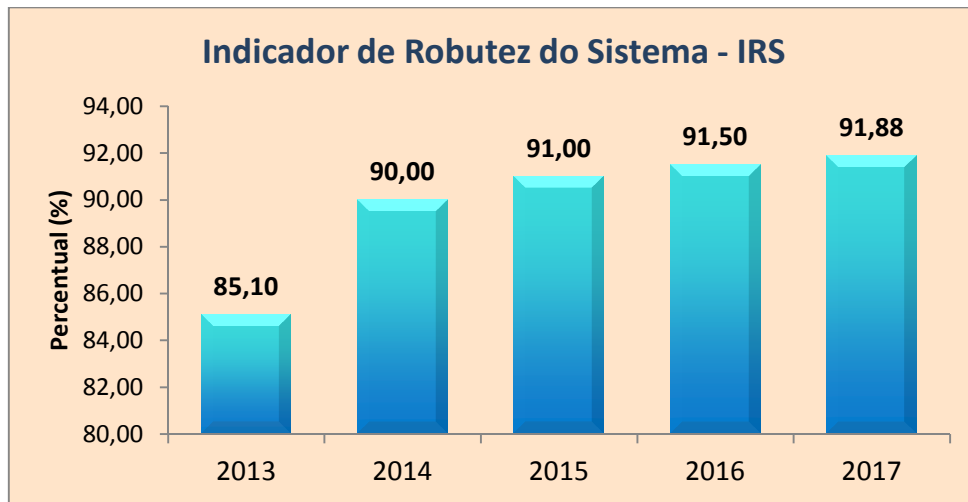
PARCELA VARIÁVEL – PV

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.



INDICADOR DE ROBUSTEZ DO SISTEMA – IRS

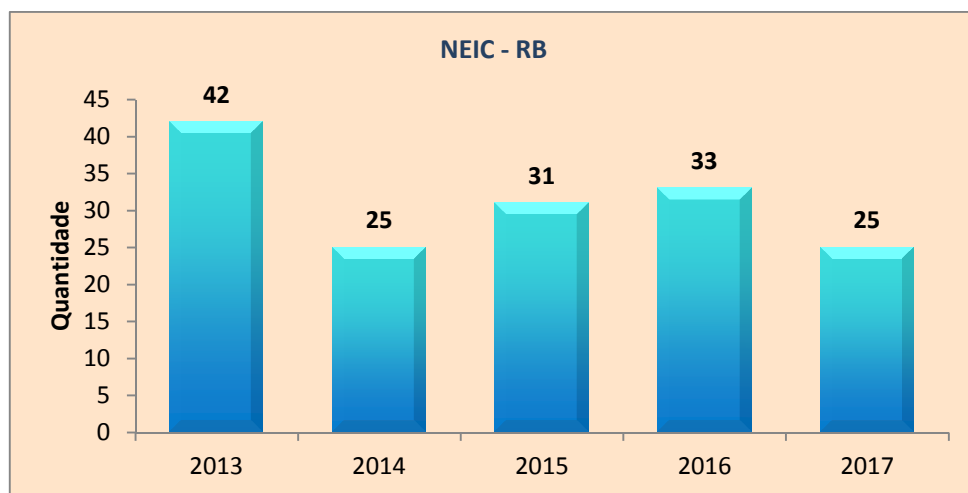
Avalia a capacidade da Rede Básica da Chesf em suportar contingências sem interrupção de fornecimento de energia elétrica aos consumidores (perda de carga).



↑
Melhor

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

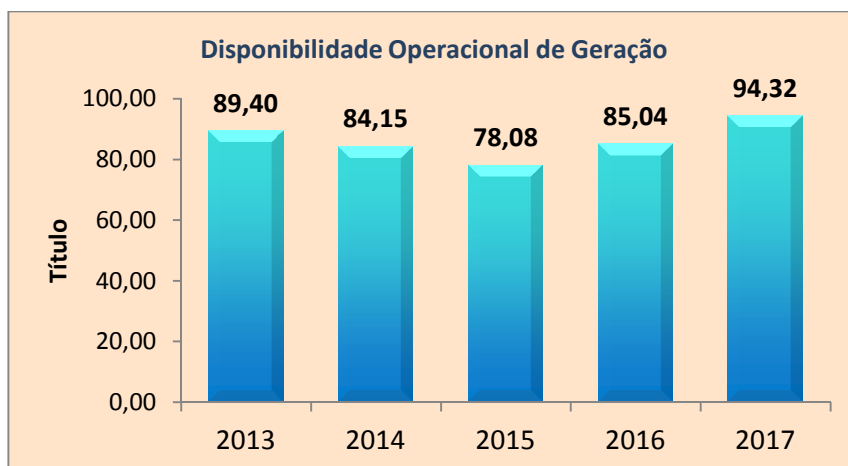
É o número de desligamentos impestivos com origem na Rede Básica da Chesf que ocasionam qualquer interrupção de carga no Sistema Chesf.



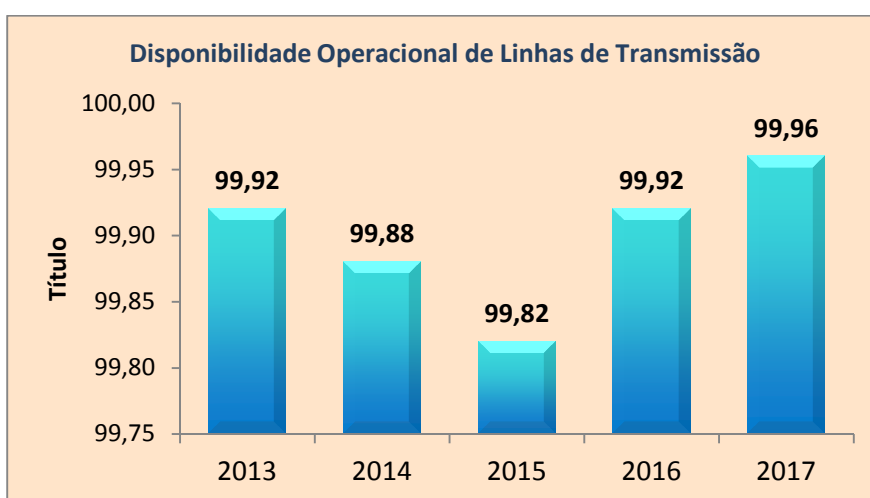
↓
Melhor

DISPONIBILIDADE OPERACIONAL – DO

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



Melhor



Melhor

TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO

A área de Tecnologia da Informação desempenha papel importante, sendo fundamental para o desenvolvimento da Companhia, em função de sua característica transversal, prestando suporte tecnológico a praticamente todas as áreas de negócio. Neste contexto, ressalta-se que foram realizados investimentos no montante de R\$ 7,5 milhões para atualização e ampliação da infraestrutura computacional da Companhia, bem como para a atualização e desenvolvimento de sistemas, em atendimento, principalmente, a demandas legais provenientes de agências reguladoras e outras entidades como a Resolução Normativa no 729/2016 – ANEEL, Resolução Conjunta no 003/2010 – ANA e ANEEL, eSocial da Receita Federal do Brasil – RFB e, Manifesto Eletrônico de Documentos Fiscais – MDF-e – projeto das Secretarias da Fazenda das Unidades Federadas e da RFB. Além das referidas demandas a área de desenvolvimento de sistemas entregou à Casa 15 sistemas de informação estratégicos, dentre eles sistemas voltados para a análise de negócio (Business Analytics – BA) que agilizaram processos empresariais importantes, sendo um exemplo inequívoco de inovação da área de TI. Na infraestrutura computacional a Chesf teve importantes avanços proporcionados pela atualização tecnológica de equipamentos que dão suporte aos Banco de Dados, ambiente de armazenamento de dados e servidores que atendem às regionais. Do ponto de vista do Cliente, a Central de Atendimento de TI manteve o alto nível de satisfação dos clientes com um percentual superior a 90% de solicitações atendidas dentro do prazo.

NOVOS NEGÓCIOS E PARCERIAS

A Chesf vem buscando expandir seu parque gerador, priorizando a região Nordeste, através de empreendimentos eólicos e solares, aproveitando o seu grande potencial existente nesta região do país. Nesse sentido, a empresa em 2017 procurou desenvolver projetos em diversos estados da região.

Na área de geração termelétrica, a Chesf vem buscando participar de empreendimentos a gás natural, ambientalmente menos poluente quando comparado com outros combustíveis fósseis. Entretanto, a oferta de gás natural tem se apresentado como uma dificuldade para viabilização desses empreendimentos.

Em relação a novos empreendimentos de transmissão, não foi considerada a participação em novos leilões de transmissão, sendo priorizada a implantação dos empreendimentos contratados e os novos reforços em instalações existentes.

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

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

RELACIONAMENTO COM ACIONISTAS

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

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

INVESTIMENTOS

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

INVESTIMENTO EM ATIVOS PRÓPRIOS

No ano de 2017, os investimentos corporativos para a expansão e modernização da capacidade produtiva da Companhia, totalizaram R\$ 898,3 milhões. Este montante está assim distribuído: R\$ 256,7 milhões em geração de energia; R\$ 597,9 milhões em obras do sistema de transmissão; e R\$ 43,7 milhões em outros gastos de infraestrutura. No período de 2013 a 2017, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de -9,9%.

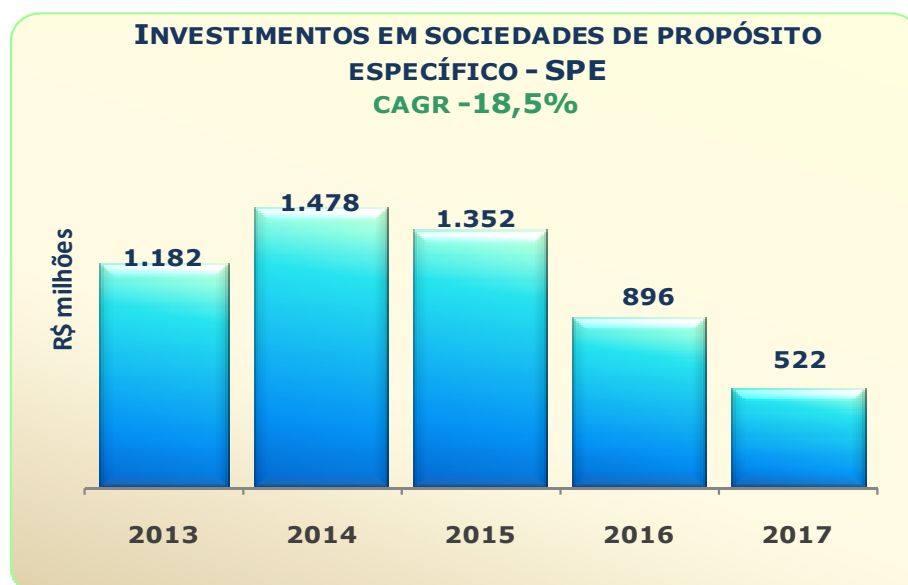
O gráfico a seguir apresenta os montantes anuais investidos pela Chesf ao longo dos últimos cinco anos.



INVESTIMENTOS EM SOCIEDADES DE PROPÓSITO ESPECÍFICO

No ano de 2017, os investimentos realizados em Sociedades de Propósito Específico (SPEs), através da Integralização de Capital e da realização de Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital, totalizaram R\$ 522,2 milhões, representando uma redução de 41,7% em relação ao ano de 2016, em função da entrada em operação da maioria das SPEs. No período de 2013 a 2017, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de -18,5%.

O gráfico a seguir apresenta os montantes anuais investidos pela Chesf em SPEs ao longo dos últimos cinco anos.



CONJUNTURA ECONÔMICA

O ano de 2017 foi caracterizado, conforme carta de conjuntura de dezembro do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), por um processo contínuo de recuperação cíclica da economia brasileira. A produção, cuja trajetória havia encerrado 2016 de maneira instável, apresentou crescimento em todos os trimestres de 2017. No mesmo sentido, a inflação recuou fortemente ao longo do ano, voltando a crescer, em patamares confortáveis, apenas no último bimestre.

A atividade econômica, após declínio de 3,8% em 2015 e nova contração de 3,6% em 2016, encerrou 2017 registrando crescimento de 1% de acordo com o IBGE. No fundamento deste resultado estão as trajetórias crescentes do consumo das famílias, fortalecida pela liberação de recursos do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS) e que vem se mostrando permanente; e do investimento, que também apresentou recuperação, retomando o fôlego após quatro anos de declínio.

A recuperação gradual da atividade repercutiu de maneira tímida no mercado de trabalho, tendo a taxa de desemprego encerrado 2017 no patamar de 11,8%, 0,2 pontos percentuais abaixo dos 12% registrados em 2016. Há, no entanto, indícios de que a qualidade do emprego tenha piorado, tendo o número de trabalhadores sem carteira de trabalho assinada crescido 5,7% em relação a 2016.

Por sua vez, a inflação medida pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), que já havia atingido em 2016 seu índice mais baixo desde 2013, encerrando o ano em 6,29%, registrou queda de 5,2% ao final de outubro em relação ao mesmo período do ano anterior. Esse fato repercute o declínio no preço dos alimentos, mas o aumento nos preços administrados como o da energia elétrica e os dos derivados do petróleo fez com o que a trajetória voltasse a ascender, ainda que de maneira bem comportada, no último bimestre. No entanto, a expectativa de crescimento em patamares confortáveis não minou o resultado do ano, tendo o IPCA fechado 2017 em 2,95%, o menor índice desde 1998.

No setor elétrico, conforme homologado pelo Despacho ANEEL Nº 2.076/2016 e posteriormente determinado pela Portaria Nº 120/2016, foram incluídos na base de remuneração dos empreendimentos de transmissão da CHESF os valores de custo de capital referentes à parcela dos ativos reversíveis existentes em 2000 e ainda não amortizados, conforme laudo de R\$5,09 bilhões para fins de indenização à Chesf. Assim, os valores foram incorporados à Receita Anual Permitida (RAP) da Companhia no reajuste tarifário de 2017, conforme Resolução Homologatória Nº 2.258/2017.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

O desempenho econômico-financeiro está sendo apresentado em conformidade com as demonstrações financeiras da Companhia dos exercícios de 2013 a 2017.

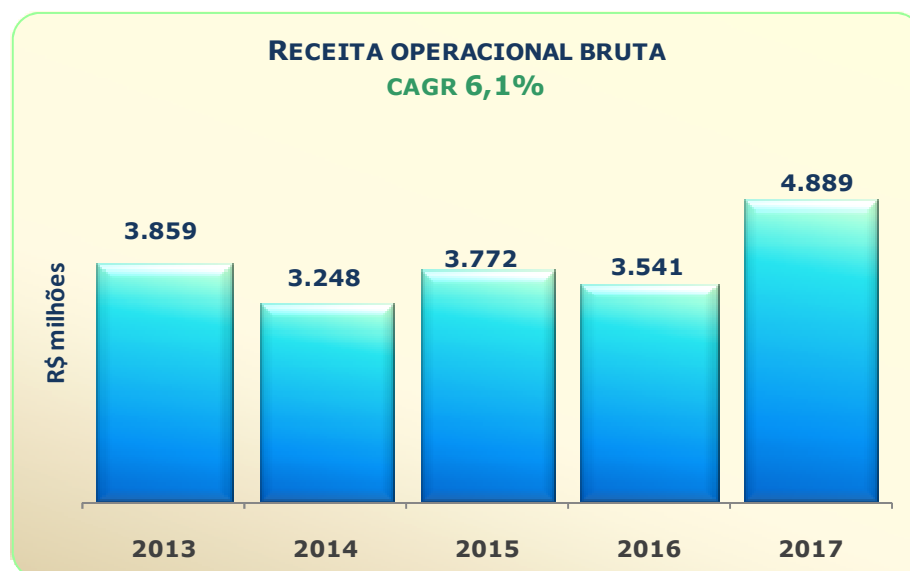
RESULTADO DO EXERCÍCIO

A Companhia registrou no exercício de 2017 um lucro de R\$ 631,9 milhões contra um prejuízo de R\$ 2.430,0 milhões ocorrido no ano anterior. Este resultado é decorrente do aumento das Receitas de Operação e Manutenção do Sistema de Transmissão referente aos valores recebidos da receita de RBSE (Portaria MME nº 120/2016), a partir de julho de 2017, bem como da correção da RAP dos contratos de transmissão e do registro da reversão de *impairment*/contrato oneroso.



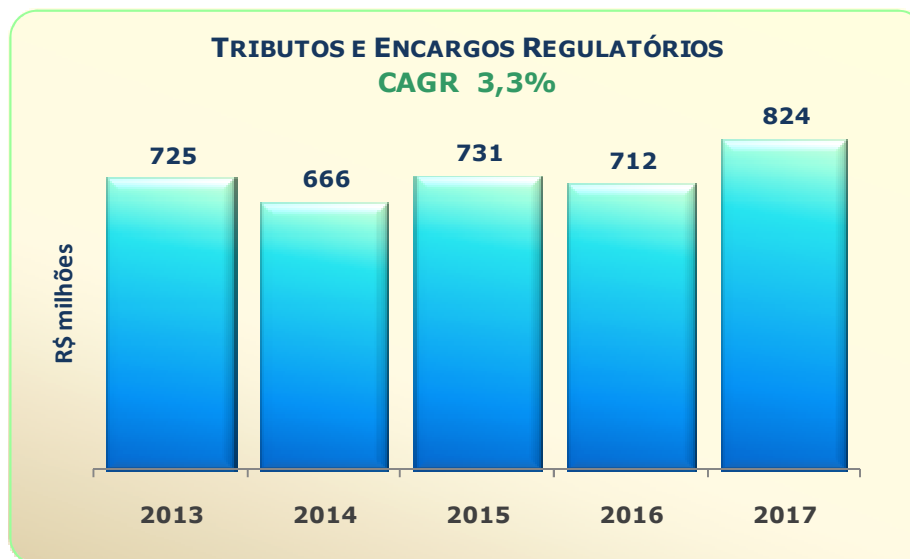
RECEITA OPERACIONAL BRUTA

A Companhia registrou em 2017 uma receita operacional bruta de R\$ 4.889,0 milhões, apresentando um crescimento de 38,1% em comparação com o exercício anterior. Este crescimento foi decorrente do aumento das Receitas de Operação e Manutenção do Sistema de Transmissão no montante de R\$ 1.189,4 milhões (105,6% em relação a 2016) referente aos valores recebidos da receita de RBSE (Portaria MME nº 120/2016), a partir de julho de 2017, e da correção da RAP dos contratos de transmissão, bem como do aumento de R\$ 106,2 milhões do movimento de liquidações na CCEE (228,1% em relação a 2016). No período de 2013 a 2017, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de 6,1%.



TRIBUTOS E ENCARGOS REGULATORIOS SOBRE VENDAS

Os tributos e encargos regulatórios sobre vendas totalizaram R\$ 823,6 milhões no ano de 2017 representando um aumento de 15,7% em relação ao exercício anterior. Deste total, R\$ 573,0 milhões correspondem a impostos e contribuições sociais (aumento de 32,7% em relação a 2016), e R\$ 250,6 milhões a encargos regulatórios (redução de 9,6% em relação a 2016). A Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) no período de 2013 a 2017 foi de 3,3%.



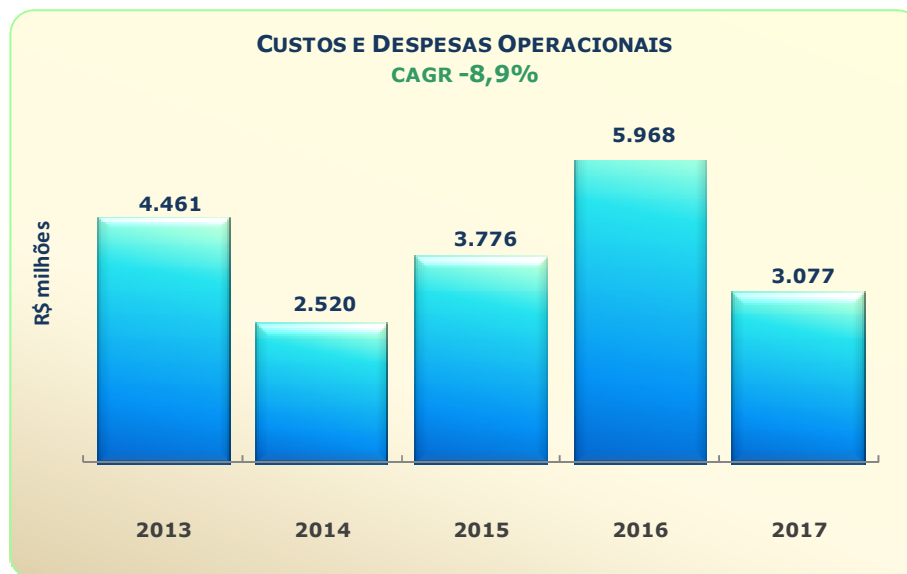
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

A receita operacional líquida (ROL), que considera as deduções de impostos e encargos setoriais, apresentou um aumento de 43,7% em relação ao exercício anterior. Este crescimento foi decorrente, do aumento das Receitas de Operação e Manutenção do Sistema de Transmissão no montante de R\$ 1.189,4 milhões (+105,6% em relação a 2016) referente aos valores recebidos da receita de RBSE (Portaria MME nº 120/2016), a partir de julho de 2017, e da correção da RAP dos contratos de transmissão, bem como do aumento de R\$ 106,2 milhões do movimento de liquidações na CCEE (+228,1% em relação a 2016). De 2013 a 2017, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de 6,8%.



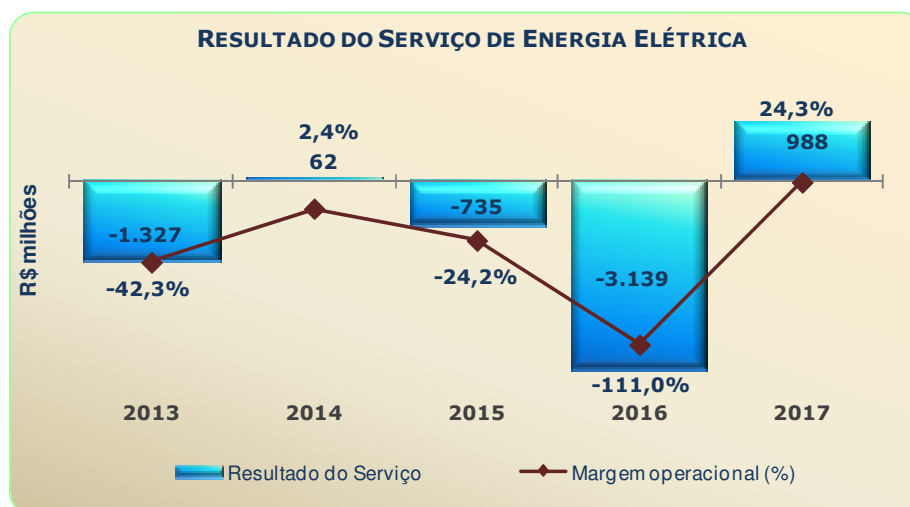
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 3.077,4 milhões no exercício de 2017, apresentando uma diminuição de R\$ 2.890,6 milhões (48,4%) em relação ao exercício anterior. Esta redução foi decorrente, principalmente, da variação de R\$ 3.182,8 milhões apurada no registro de provisão/reversão de *impairment*/contrato oneroso, sendo registrada reversão de R\$ 806,4 milhões em 2017 contra o registro de provisão de R\$ 2.376,4 milhões em 2016. A Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi negativa de 8,9%, no período de 2013 a 2017.



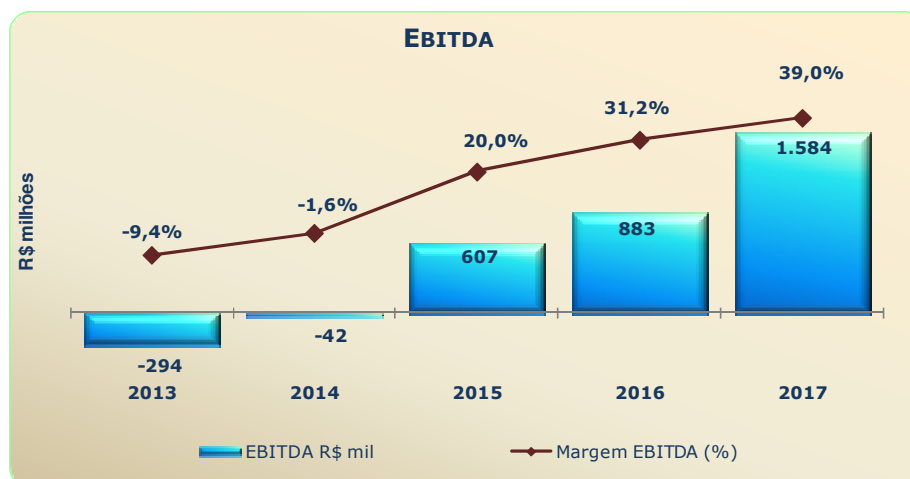
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA E MARGEM OPERACIONAL

O resultado do serviço (EBIT) foi positivo em R\$ 987,9 milhões, representando um aumento de R\$ 4.126,8 milhões em relação ao montante obtido em 2016. Com este resultado, a margem operacional do serviço (razão entre o resultado do serviço e a receita operacional líquida) passou de -110,6% em 2016, para +24,3% em 2017.



GERAÇÃO OPERACIONAL DE CAIXA (EBITDA)

A geração operacional de caixa, expressa pelo EBITDA, foi R\$ 1.584,2 milhões em 2017, contra o montante de R\$ 882,9 milhões em 2016. A margem EBITDA (razão entre o EBITDA e a Receita operacional líquida) foi de 39,0% em 2017 contra 31,2% obtida em 2016.



	(R\$ milhões)	
	2017	2016
DEMONSTRAÇÃO DO EBITDA		
Lucro líquido	631,9	(2.430,0)
(+) Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro líquido	103,4	(202,3)
(+) Despesas (receitas) financeiras líquidas	187,1	(16,9)
(+) Depreciação	353,2	343,5
(=) EBITDA	1.275,6	(2.305,7)
(+) Receitas financeiras	194,7	282,7
(+) Provisões para contingências	515,1	287,2
(+) Reversão Impairment	(711,1)	2.343,6
(+) Provisões para perda na realização de investimentos	248,6	278,6
(+) Provisões para PIDV	98,0	(36,4)
(+) Contrato oneroso	(95,3)	32,9
(+) Outras Provisões - FID	58,5	0,0
(=) EBITDA Ajustado	1.584,2	882,9

RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro do exercício foi negativo de R\$ 187,1 milhões, ante um resultado positivo de R\$ 16,9 milhões registrados em 2016, representando uma variação negativa de R\$ 204,0 milhões, cuja composição está demonstrada a seguir:

	(R\$ milhões)	
	2017	2016
Receitas (despesas) financeiras		
Resultado de aplicações financeiras	21,3	47,6
Variações monetárias e acréscimos moratórios - energia vendida	68,3	132,7
Encargos de dívida dos empréstimos e financiamentos	(268,6)	(199,9)
Variações monetárias de empréstimos e financiamentos	(4,8)	(4,5)
Juros sobre dividendos	0,0	0,0
Atualização de valores a receber - Lei nº 12.783/2013	0,0	0,0
Outras receitas (despesas) financeiras	(3,3)	41,0
(=) Resultado financeiro líquido	(187,1)	16,9

FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

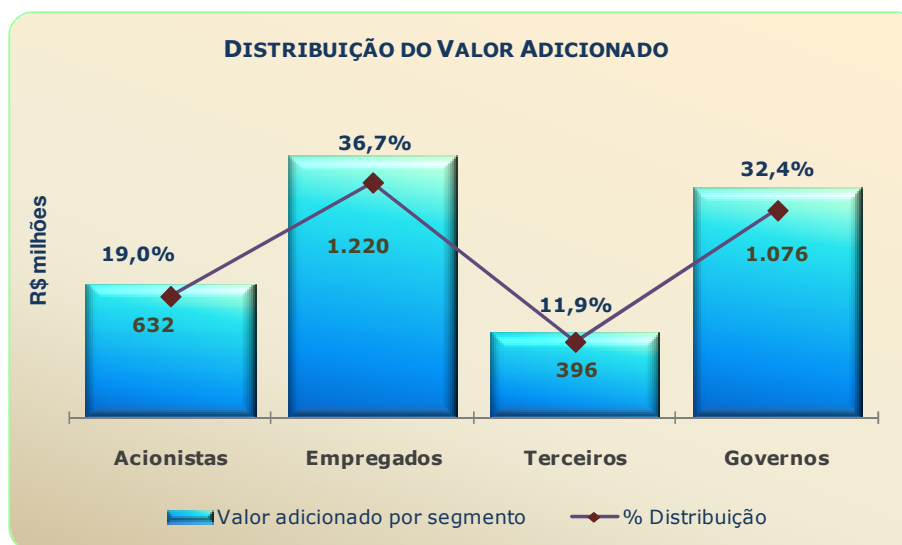
O endividamento bruto, que inclui os encargos contabilizados e o principal da dívida com a Eletrobras e com instituições financeiras, encerrou no exercício com R\$ 2.091,2, uma diminuição de 5,1% em relação aos R\$ 2.204,0 milhões de 2016.

A posição da dívida líquida (financiamentos e empréstimos, deduzidos das disponibilidades e TVM) apresentou no final do exercício o saldo de R\$ 1.942,5 milhões, representando uma redução de 9,5% em relação a 2016, conforme demonstrado a seguir:

FINANCIAMENTOS e EMPRÉSTIMOS			
Dívida Bruta	(R\$ milhões)		Δ%
	2017	2016	
Curto prazo – moeda nacional	1.090,9	927,0	17,7
Longo prazo – moeda nacional	1.000,3	1.277,0	(21,7)
Dívida Bruta Total	2.091,2	2.204,0	(5,1)
(-) Caixa e equivalentes de caixa e TVM	148,7	58,3	155,1
Dívida líquida	1.942,5	2.145,7	(9,5)

VALOR ADICIONADO

O valor econômico gerado pela Companhia em 2017 foi de R\$ 3.324,5 milhões, agregando valor aos seguintes segmentos da sociedade, conforme distribuição a seguir: salários, encargos e benefícios aos empregados (36,7%); impostos, taxas e contribuições aos governos federal, estaduais e municipais (32,4%); terceiros (11,9%); e lucro aos acionistas (19,0%).



ALIENAÇÃO DE BENS

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

Dentro desse propósito e visando atender uma das principais diretrizes emanadas da Diretoria Executiva da Companhia, em conformidade com seu Plano de Desimobilização, a Chesf vem efetuando ações objetivando a transferência do Hospital Nair Alves de Souza, para Universidade Federal do Vale do São Francisco,

transformando-o em um o Hospital Universitário, dotando toda região do entorno do município de Paulo Afonso/BA, de uma Universidade de Medicina, gerando conhecimento, emprego e renda para população.

Como resultado dessas alienações, objeto do referido Plano, foram alienados 31 (trinta e um) imóveis no exercício de 2017, totalizando o valor de R\$ 7,9 milhões. Além das alienações dos imóveis, não necessários às atividades da Companhia, a Chesf realiza anualmente a venda dos bens móveis inservíveis, tendo realizado em 2017, dois leilões e uma concorrência, totalizando o valor de R\$ 2,5 milhões.

RELACIONAMENTO COM AUDITORES INDEPENDENTES

A política da Chesf em relação aos seus auditores independentes fundamenta-se em princípios que preservam a independência desses profissionais. Em atendimento à Instrução CVM nº 381, de 14/01/2003, a administração informa que a auditoria, KPMG Auditores Independentes, durante o exercício de 2017, 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

ADMINISTRAÇÃO

A Chesf é administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria Executiva, composta exclusivamente por brasileiros. Esse conselho é integrado por até seis membros, sendo um dos membros indicado pelo Ministro de Estado do Planejamento, Orçamento e Gestão, e outro membro eleito como representante dos empregados, escolhido pelo voto direto de seus pares dentre os empregados ativos e em eleição organizada pela Companhia em conjunto com as entidades sindicais que os representem, nos termos da legislação vigente.

A Diretoria Executiva é composta pelo Diretor-Presidente e até cinco diretores, eleitos pelo Conselho de Administração, que exercem suas funções em regime de tempo integral. O Diretor-Presidente é escolhido dentre os membros do Conselho de Administração, não podendo acumular a função de Presidente deste Conselho.

O Conselho Fiscal, de caráter permanente, compõe-se de três membros efetivos e igual número de suplentes, sendo um indicado pelo Ministério da Fazenda, como representante da Secretaria do Tesouro Nacional.

O mandato dos conselheiros de administração e fiscal, assim como o dos diretores foi unificado em dois anos, com o objetivo de adequar à Lei das Estatais (Lei nº 13.303/2016), conforme alteração do Estatuto Social aprovada na Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas, de 27 de abril de 2017.

Nessa revisão estatutária, estabeleceu-se o limite de três reconduções consecutivas para membros do Conselho de Administração e Diretoria Executiva. Já para os membros do Conselho Fiscal, esse limite é de duas reconduções.

PLANEJAMENTO EMPRESARIAL

O Planejamento Empresarial da Chesf é um instrumento que dá suporte à governança. No processo de elaboração do planejamento empresarial, a análise do ambiente externo e interno é realizada nas revisões dos mapas estratégicos ou quando uma mudança significativa do ambiente ocorre. São utilizadas as técnicas de *brainstorm* com gestores chaves da organização e a análise SWOT realizada pela holding é ajustada enfatizando as características regionais e as particularidades da Companhia.

No ano de 2017 não houve revisão do mapa estratégico. O destaque do ano de 2017 se deve a workshops dos diretores com o primeiro nível para reforçar o mapa estratégico e alinhar o Plano de Negócios e Gestão (PNG) da Chesf. Esse documento, foi revisado no começo do ano e seguiu sendo monitorado durante todo o ano com a participação da Diretoria, do corpo gerencial da Companhia e de empregados, consolidando assim o processo de gestão empresarial com transparência das informações e foco em resultados.



GESTÃO PELA QUALIDADE TOTAL

- Em 2017, foi finalizado o processo de manutenção do 2º Ciclo da certificação do Sistema de Gestão de Segurança e Saúde no Trabalho – SGSST na norma internacional OHSAS 18.001:2007 referente às atividades na Usina Hidrelétrica de Xingó – UXG. Também foram realizadas ações de diagnóstico para atendimento aos requisitos da norma OHSAS 18.001 visando à implantação do SGSST na Usina de Paulo Afonso IV. Nessa mesma usina foi retomado o Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D sobre a Metodologia para Aplicação de Soluções de Controle e Monitoramento On-line de Ruído com objetivo de implantar as soluções de controle de ruído na usina.

Além disso, foram feitas reavaliações das políticas e procedimentos da Gestão de Pessoas, por meio da realização de medidas, bem como do gerenciamento das rotinas e efetivação de trabalhos que buscaram a disseminação da cultura de SST por toda a Companhia, repercutindo positivamente no resultado dos indicadores Taxa de Frequência Acidentes Típicos com Afastamento Acumulada (TFAT) e Taxa de Gravidade de Acidentes Típicos com Afastamento (TGAT), definido no Planejamento Empresarial, que tiveram os menores valores em todo histórico em que esses indicadores passaram a ser utilizados no monitoramento das ações

preventivas de saúde e segurança do trabalho, garantindo também melhorias na sustentabilidade empresarial e no clima organizacional;

- 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 9001:2008 em todos os processos dos seus 10 órgãos e suas Instalações que compõem o Sistema Organizacional da Operação;
- O segmento Manutenção da Geração manteve a certificação ISO 9001:2008 dos serviços de manutenção eletromecânica das usinas Sobradinho, Xingó, Paulo Afonso I, Paulo Afonso II, Paulo Afonso III e Luiz Gonzaga;
- O segmento Manutenção de Subestações conquistou certificação única e integrada no Sistema de Gestão de todo o seu sistema organizacional, contemplando a ISO 9001:2008. Já o segmento Manutenção de subestações do Departamento de Operação Regional de Paulo Afonso (DORP), conquistou, também, a certificação ISO 14001:2004.

RECURSOS HUMANOS

Em 2017, a Chesf investiu R\$ 1.156 mil em programas de formação técnica e desenvolvimento profissional e humano de seus empregados, com investimento médio de R\$ 280,48 por empregado. Nesse mesmo período, foram capacitados 4.372 de seus colaboradores – 106,07% de seu quadro efetivo – totalizando 185.648 horas de ações educacionais ministradas, numa média de 45,04 horas de treinamento por empregado. Ressalta-se que o índice de empregados treinados em 31/12/2017 foi superior a 100% devido à queda de empregados ao longo do ano. Dessa forma, excepcionalmente, o número de empregados treinados foi superior ao quadro de pessoal efetivo da Companhia.

Tais resultados foram possíveis devido ao uso de soluções criativas, como o incentivo à atuação do empregado educador, o uso de videoconferências, a ampliação de número de vagas por ação educacional, quando possível, as parcerias com instituições diversas para ações presenciais gratuitas e a divulgação de ações online gratuitas. Destaca-se ainda uma constante busca na otimização dos recursos financeiros, mantendo ou aumentando a qualidade das ações educacionais da Companhia.

O Plano de Educação Corporativa da Companhia (PEC) visa à melhoria contínua de processos e aprimoramento profissional dos seus empregados. Assim, foram ministradas 3.818 horas em pós-graduações lato sensu e stricto sensu, além de 11.445 horas em congressos, seminários e simpósios. Na perspectiva das ações de conformidade (Ética, Compliance, Conflito de Interesses, Assédio), foram capacitados 4.096 empregados, perfazendo um total de 8.125 horas em ações educacionais.

RESPONSABILIDADE SOCIAL

A Chesf atua na realização de ações 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. Atualmente, os recursos são destinados para as áreas de Saúde, Segurança Alimentar, Educação e Geração de Trabalho e Renda, beneficiando milhares de pessoas de comunidades carentes. Em 2017, foram investidos R\$ 35,2 milhões em projetos sociais.

Norteadas por pactos, normas, princípios e tratados nacionais e internacionais, a Companhia trabalha de maneira proativa para identificar os atuais ou potenciais impactos de seus negócios, contribuindo para que seus empreendimentos sejam vetores de desenvolvimento sustentável. Atua também de modo a construir engajamento e relacionamento qualificado com suas partes interessadas, promovendo diálogo ético e transparente, considerando suas expectativas, necessidades, e os contextos social, cultural, econômico, político e ambiental, com particular atenção a grupos vulneráveis.

Os projetos sociais apoiados pela Chesf em 2017 são:

- Projeto Lago de Sobradinho, executado pela Empresa Brasileira de Pesquisas Agropecuárias - EMBRAPA, que abrange municípios Sobradinho, Casa Nova, Sento Sé, Remanso e Pilão Arcado, localizados no entorno da Usina de Sobradinho, vem trazendo uma significativa melhoria na qualidade de vida das comunidades beneficiadas com a implantação de campos de aprendizagem tecnológica e de treinamento. Esse projeto promove o repasse de conhecimento e de tecnologia para convivência com a seca para produtores agropecuários e pescadores que moram no entorno da barragem de Sobradinho (BA);
- Projeto social executado pela Chesf no Hospital Nair Alves de Souza, de atendimento na área de saúde assistencial, beneficiando toda população dos 22 municípios num raio de 250 quilômetros da cidade de Paulo Afonso (BA), onde está situado o Complexo de Paulo Afonso.
- Projeto social “Construindo o Cidadão do Amanhã”, em parceria com o Instituto Dom Helder Câmara, que contribui para retirar das ruas adolescentes em situação de risco das comunidades do Coque, Coelhos e Joana Bezerra, em Recife/PE;
- Projeto social no Abrigo Cristo Redentor, situado no entorno da Subestação Joairam, em Jaboatão/PE, que atende 150 idosos em situação de vulnerabilidade social;

Destaque-se ainda o Programa de Voluntariado Empresarial da Chesf que visa incentivar, organizar, apoiar e reconhecer ações voluntárias de participação cidadã de seus empregados em prol da sociedade. As ações são planejadas e realizadas de modo a atender ao interesse do público interno, ao negócio da Companhia e às necessidades da comunidade.

Em 2017, ressaltam-se a campanha de arrecadação de alimentos diversos, a doação de sangue em parceria com a Fundação de Hematologia e Hemoterapia de Pernambuco, as comemorações do Dia das Crianças, a campanha de doação de livros para a biblioteca do município de Angelim (PE), o apoio ao projeto de educação Energia Solidária e, ainda, o Natal Solidário para crianças do entorno da Sede da Chesf e a tarde recreativa para a comunidade do Vietnã, ambos na cidade do Recife (PE).

CHESF EM NÚMEROS

Atendimento	2017	2016	%
Número de empregados	4.122	4.573	-9,9%
Operacionais	2017	2016	
Número de usinas em operação (*)	15	14	7,1%
Número de subestações	133	128	3,9%
Linhas de transmissão (Km)	20.531,9	20.313,0	1,1%
Capacidade instalada (MW)	10.613,0	10.613,0	0,0%
Financeiros	2017	2016	
Receita operacional bruta (R\$ mil)	4.889,0	3.541,1	38,1%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	4.065,4	2829,1	43,7%
Margem operacional da atividade líquida (%)	24,3%	-110,6%	-
EBITDA OU LAJIDA	1.584,2	882,9	-
Lucro líquido (R\$ mil)	631,9	-2.430,0	-126,0%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	10.718,2	10.116,3	6,0%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	5,9%	-24,0%	-

(*) A Usina Térmica de Camaçari se encontra em processo de encerramento da concessão e todas as suas unidades estão com operação comercial suspensa.

INFORMAÇÕES DE NATUREZA SOCIAL E AMBIENTAL

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

INFORMAÇÕES DE NATUREZA SOCIAL E AMBIENTAL

BALANÇO SOCIAL REGULATÓRIO



(Valores expressos em milhares de reais)

1 - Geração e Distribuição de Riqueza	Em 2017:		3.324.518		Em 2016:		(6.12.129)		
Distribuição do Valor Adicionado	32,4%	go verno	36,7%	empregados	-110,7%	go verno	-140,5%	empregados	
A Demonstração do Valor Adicionado - DVA está apresentada, na íntegra, no conjunto das Demonstrações Contábeis.	19,0%	acionistas	11,9%	terceiros	397,0%	acionistas	-45,8%	terceiros	
2 - RECURSOS HUMANOS									
2.1 - Remuneração				Em 2017:		Em 2016:			
Folha de pagamento bruta (FPB)			114.656		995.563				
- Empregados			1.109.705		990.605				
- Administradores			4.951		4.958				
Relação entre a maior e a menor remuneração:									
- Empregados			32,8		30,8				
- Administradores			1,5		1,1				
2.2 - Benefícios Concedidos				Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL
Encargos Sociais	249.039	22,3%	6,1%	218.831	22,0%	7,7%			
Alimentação	72.976	6,5%	1,8%	66.708	6,7%	2,4%			
Transporte	469	0,0%	0,0%	505	0,1%	0,0%			
Previdência privada	130.025	11,7%	3,2%	209.835	21,1%	7,4%			
Saúde	126.358	11,3%	3,1%	111.855	11,2%	4,0%			
Segurança e medicina do trabalho	2.932	0,3%	0,1%	2.729	0,3%	0,1%			
Educação e Creche	18.799	1,7%	0,5%	17.660	1,8%	0,6%			
Cultura	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%			
Capacitação e desenvolvimento profissional	1.156	0,1%	0,0%	1.442	0,1%	0,1%			
Creches ou auxílio creche	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%			
Participação nos lucros ou resultados	103.426	9,3%	2,5%	-	0,0%	0,0%			
Outros	16.016	1,4%	0,4%	12.623	1,3%	0,4%			
Total	721.196	64,7%	17,7%	642.188	64,5%	22,7%			
2.3 - Composição do Corpo Funcional									
Nº de empregados no final do exercício			4.122		4.573				
Nº de admissões			7		31				
Nº de demissões			480		21				
Nº de estagiários no final do exercício			-		-				
Nº de empregados portadores de necessidades especiais no final do exercício			162		168				
Nº de prestadores de serviços terceirizados no final do exercício			-		-				
Nº de empregados por sexo:									
- Masculino			3.310		3.649				
- Feminino			812		924				
Nº de empregados por faixa etária:									
- Menores de 18 anos			-		-				
- De 18 a 35 anos			589		707				
- De 36 a 60 anos			2.799		3.154				
- Acima de 60 anos			734		712				
Nº de empregados por nível de escolaridade:									
- Analfabetos			-		-				
- Com ensino fundamental			415		513				
- Com ensino médio			599		696				
- Com ensino técnico			1.253		1.449				
- Com ensino superior			1.550		1.761				
- Pós-graduados			305		154				
Percentual de ocupantes de cargos de chefia, por sexo:									
- Masculino			83,0%		81,1%				
- Feminino			17,0%		18,9%				
2.4 - Contingências e Passivos Trabalhistas:									
Nº de processos trabalhistas movidos contra a entidade			747		684				
Nº de processos trabalhistas julgados procedentes			415		837				
Nº de processos trabalhistas julgados improcedentes			839		119				
Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça			419		2.992				
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	162	0,0%	0,0%	400	0,0%	0,0%			
Cultura	1.185	0,2%	0,0%	311	0,0%	0,0%			
Saúde e infraestrutura	41.903	5,7%	1,0%	36.986	-1,4%	1,3%			
Esporte e lazer	-	0,0%	0,0%	6	0,0%	0,0%			
Alimentação	107	0,0%	0,0%	213	0,0%	0,0%			
Geração de trabalho e renda	-	0,0%	0,0%	418	0,0%	0,0%			
Reassentamento de famílias	23.097	3,1%	0,6%	19.316	-0,7%	0,7%			
Total dos investimentos	66.454	9,0%	1,6%	57.650	-2,2%	2,0%			
Tributos (excluídos encargos sociais)	653.117	88,8%	16,1%	205.884	-7,8%	7,3%			
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	5.749	0,8%	0,1%	9.332	-0,4%	0,3%			
Total - Relacionamento com a comunidade	725.320	98,6%	17,8%	272.866	-10,4%	9,6%			
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 2017:			Em 2016:		
	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	11.269	1,5%	0,3%	10.673	-0,4%	0,4%
Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	4.196	0,6%	0,1%	3.055	-0,1%	0,1%
Investimentos e gastos com a educação ambiental para empregados, terceirizados, autônomos e administradores da entidade	-	0,0%	0,0%	337	0,0%	0,0%
Investimentos e gastos com educação ambiental para a comunidade	2.742	0,4%	0,1%	2.961	-0,1%	0,1%
Investimentos e gastos com outros projetos ambientais	1.415	0,2%	0,0%	1.922	-0,1%	0,1%
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade	418	0,1%	0,0%	1.282	0,0%	0,0%
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativas e/ou judicialmente	8	0,0%	0,0%	1	0,0%	0,0%
Passivos e contingências ambientais	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Total da Interação com o meio ambiente	19.630	2,7%	0,5%	18.949	-0,7%	0,7%
5 - Outras informações	Em 2017:			Em 2016:		
Receita Líquida (RL)	4.065.363			2.829.141		
Resultado Operacional (RO)	735.317			-2.632.238		

Recife, 27 de abril de 2018

A Administração

BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2017	31/12/2016
ATIVO			
CIRCULANTE			
Caixa e equivalência de caixa	5	100.318	36.969
Títulos e valores mobiliários	6	47.456	19.696
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	736.774	519.002
Tributos e contribuições a recuperar	8	82.266	101.347
Cauções e depósitos vinculados	10	14.926	15.533
Almoxarifado	11	71.851	79.354
Serviços em curso	12	250.738	190.169
Dividendos a receber	13	14.084	70.013
Fachesf Saúde Mais	14	65.859	8.448
Outros ativos circulantes	16	152.533	149.542
		1.536.805	1.190.073
NÃO CIRCULANTE			
Realizável a Longo Prazo			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	13.397	368
Tributos e contribuições a recuperar	8	196.496	187.637
Tributos diferidos	9	180.823	202.252
Títulos e valores mobiliários	6	958	1.639
Cauções e depósitos vinculados	10	660.351	1.120.173
Serviços em curso	12	-	75.000
Fachesf Saúde Mais	14	-	78.636
Adiantamentos a investidas (AFAC)	15	478.000	1.046.544
Outros ativos não circulantes	16	36.282	29.612
		1.566.307	2.741.861
Investimentos	17	6.558.926	5.916.431
Imobilizado	18	10.807.692	9.843.070
Intangíveis	19	38.572	41.408
		18.971.497	18.542.770
TOTAL DO ATIVO		20.508.302	19.732.843

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2017	31/12/2016
PASSIVO			
Circulante			
Fornecedores	20	467.564	352.727
Folha de pagamento		18.029	20.454
Tributos e contribuições sociais	21	215.101	113.387
Financiamentos e empréstimos	23	1.090.875	926.973
Outras provisões operacionais		103.738	106.552
Obrigações estimadas	24	139.312	160.857
Incentivo ao desligamento Voluntário - PIDV/PAE	25	55.642	36.029
Benefícios pós-emprego	26	151.616	27.727
Encargos setoriais		142.534	71.671
Outros passivos circulantes	27	78.643	200.438
		2.463.054	2.016.815
Não Circulante			
Tributos diferidos	22	2.115.302	2.115.302
Financiamentos e empréstimos	23	1.000.346	1.277.036
Benefícios pós-emprego	26	973.514	1.391.907
Incentivo ao desligamento voluntário - PIDV/PAE	25	20.691	37.050
Encargos setoriais		361.790	344.254
Provisões para contingências	28	2.298.304	1.839.391
Provisão contrato oneroso	29	184.587	279.907
Obrigações vinculadas à Concessão	31	294.384	310.643
Outros passivos não circulantes	27	78.126	4.254
		7.327.044	7.599.744
Patrimônio Líquido			
Capital social	32	9.753.953	9.753.953
Reserva de capital	32	4.916.199	4.916.199
Outros resultados abrangentes	32	2.255.273	2.285.294
Prejuízos acumulados		(6.207.221)	(6.839.162)
		10.718.204	10.116.284
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		20.508.302	19.732.843

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2017	31/12/2016
Operações em continuidade			
RECEITA			
	33		
Fornecimento de Energia Elétrica		903.894	846.687
Suprimento de Energia Elétrica		1.471.803	1.478.062
Energia elétrica de curto prazo		152.775	46.558
Disponibilidade do sistema de transmissão e distribuição		2.315.948	1.126.521
Outras receitas		44.580	43.242
		4.889.000	3.541.070
Tributos			
	33		
ICMS		(145.475)	(123.404)
PIS-PASEP		(75.942)	(54.709)
Cofins		(349.807)	(251.998)
ISS		(1.769)	(1.717)
ENCARGOS - PARCELA "A"			
	33		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(40.247)	(27.986)
Outros Encargos - CCEE		(499)	-
Reserva Global de Reversão - RGR		(38.008)	(34.169)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		(23.280)	(10.877)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH		(80.518)	(133.003)
Taxa de Fiscalização da Aneel		(11.719)	(14.336)
Outros Encargos		(56.373)	(59.730)
		(823.637)	(711.929)
RECEITA LÍQUIDA			
		4.065.363	2.829.141
CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS - Parcela "A"			
	35		
Energia Elétrica Comprada para revenda		(309.414)	(332.098)
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição		(634.616)	(673.051)
Matéria-Prima/Insumo para Geração de Energia Elétrica combustíveis		-	(7.803)
		(944.030)	(1.012.952)
RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS			
		3.121.333	1.816.189
CUSTOS GERENCIÁVEIS - Parcela "B"			
	35		
Pessoal e Administradores	36	(1.363.832)	(1.013.771)
Material		(25.088)	(23.148)
Serviço de terceiros		(206.060)	(225.682)
Arrendamentos e Aluguéis		(14.348)	(14.403)
Seguros		(10.929)	(11.694)
Doações, Contribuições e Subvenções		(11.271)	(19.498)
Provisões		(6.803)	(3.107.789)
(-) Recuperação de Despesas		35.277	126.592
Tributos		(6.542)	(7.012)
Depreciação e Amortização		(353.180)	(343.459)
Gastos Diversos		(171.946)	(310.705)
Outras Receitas Operacionais		2.820	1.683
Outras Despesas Operacionais		(1.488)	(6.180)
		(2.133.390)	(4.955.066)
RESULTADO DA ATIVIDADE			
		987.943	(3.138.877)
Equivalência Patrimonial	17.3	(65.489)	489.717
Resultado Financeiro			
Receita financeira	37	194.687	282.727
Despesa financeira	37	(381.824)	(265.805)
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS SOBRE O LUCRO			
	38	735.317	(2.632.238)
Imposto de renda e contribuição social		(103.376)	202.252
LUCRO/PREJUÍZO DO EXERCÍCIO			
	40	631.941	(2.429.986)
Prejuízo básico por ação (R\$)		11,30	(43,47)
Prejuízo diluído por ação (R\$)		11,30	(43,47)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016*(valores expressos em milhares de reais)*

	Notas	31/12/2017	31/12/2016
Lucro/Prejuízo do exercício		631.941	(2.429.986)
Outros componentes do resultado abrangente			
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	32	244.076	(251.741)
Reavaliação de ativos - RBSE	32	(274.097)	6.221.475
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	32	-	(2.115.302)
Outros componentes do resultado abrangente do exercício		(30.021)	3.854.432
Total do resultado abrangente do exercício		601.920	1.424.446

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO REGULATÓRIO
(valores expressos em milhares de reais)

	CAPITAL SUBSCRITO/ REALIZADO	RESERVAS DE CAPITAL	OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES	PREJUÍZOS ACUMULADOS	TOTAL
SALDO EM 31/12/2015	9.753.953	4.916.199	(1.569.138)	(4.409.176)	8.691.838
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	-	-	(251.741)	-	(251.741)
Reavaliação de Ativos - RBSE	-	-	4.106.173	-	4.106.173
Prejuízo líquido do exercício	-	-	-	(2.429.986)	(2.429.986)
SALDO EM 31/12/2016	9.753.953	4.916.199	2.285.294	(6.839.162)	10.116.284
Participação no resultado abrangente de investidas	-	-	-	-	-
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	-	-	244.076	-	244.076
Reavaliação de Ativos - RBSE	-	-	(274.097)	-	(274.097)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	631.941	631.941
SALDO EM 31/12/2017	9.753.953	4.916.199	2.255.273	(6.207.221)	10.718.204

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2016
(valores expressos em milhares de reais)

	31/12/2017	31/12/2016
Atividades operacionais		
Lucro/Prejuízo antes do imposto de renda e da contribuição social	735.317	(2.632.238)
Despesas (Receitas) que não afetam o caixa:		
Depreciação e amortização	353.180	343.459
Variações monetárias líquidas	8.930	(34.921)
Equivalência patrimonial	65.489	(489.717)
Provisão para contingências	515.097	287.179
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	21.703	110.711
Provisões para perda na realização de investimentos	248.628	278.613
Benefícios pós-emprego – ajuste atuarial	117.468	131.221
Outras provisões operacionais	(30.738)	3.121
Atualização de cauções e depósitos vinculados	(16.600)	(39.892)
Atualização de títulos da dívida agrária (TDA)	(216)	(288)
Outras provisões - FID	58.522	-
Reversão contrato oneroso	(95.320)	32.896
Provisão para impairment	(711.089)	2.343.553
Participações nos lucros e resultados	103.426	-
Atualização sobre valores a receber - Lei nº 12.783/2013	6.054	11.063
Encargos financeiros	268.552	199.889
Outras provisões - Lei nº 12.783/2013	(2.928)	60.854
Incentivo ao desligamento de pessoal	98.027	(36.441)
Outras	(17.574)	(25.708)
	1.725.928	543.354
Encargos financeiros pagos a acionistas e outras partes relacionadas	(105.695)	(29.306)
Encargos financeiros pagos a instituições financeiras e outras	(145.614)	(153.077)
Pagamentos à entidade de previdência privada	(229.909)	(120.161)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	-	(12.123)
Pagamento de participações nos lucros ou resultados	(75.502)	6.438
Depósitos vinculados a litígios	507.259	(59.256)
Variações nos Ativos e Passivos		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(242.929)	(118.447)
Almoxarifado	7.503	6.831
Tributos e contribuições sociais	30.669	93.287
Adiantamentos a empregados	(699)	19.524
Cauções e depósitos vinculados	(30.230)	(2.539)
Alienação em curso	(1.689)	9.374
Fachesf Saúde Mais	21.225	47.276
Fornecedores	114.837	(62.435)
Obrigações estimadas	(21.545)	24.694
Encargos setoriais	92.573	30.019
Provisão para contingências	(56.184)	(108.324)
Valores a ressarcir - Lei nº 12.783/2013	(165.504)	-
Outros ativos e passivos operacionais	(9.148)	7.491
	(310.582)	(420.734)
Total das atividades operacionais	1.415.346	122.620
Atividades de investimentos		
Aplicações em Ativos Imobilizado e Intangível	(898.321)	(681.416)
Investimentos em participações societárias permanentes	(422.595)	(243.662)
Dividendos recebidos	60.499	85.805
Aplicações em (resgates de) títulos e valores mobiliários	(27.079)	469.481
AFAC em controlada em conjunto	65.777	(182.564)
	(1.221.719)	(552.356)
Atividades de financiamentos		
Financiamentos e empréstimos obtidos	503.040	652.974
Pagamentos de financiamentos e empréstimos	(633.318)	(340.165)
	(130.278)	312.809
TOTAL DE EFETOS NO CAIXA	63.349	(116.927)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	36.969	153.896
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	100.318	36.969
VARIAÇÃO NO CAIXA	63.349	(116.927)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E DE 2016**

(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, 1 usina termelétrica e 2 usinas eólicas, perfazendo uma potência instalada de 10.670 MW (10.613 MW em 2016) e na atividade de transmissão de energia o sistema é composto por 128 (119 em 2016) subestações (considerando-se neste total a subestação Sapeaçu, localizada no Recôncavo Baiano, em relação à qual a Chesf tem contrato de cessão de uso) e 20.531,9 (20.313,3 em 2016) km 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 15.652,1 MW (15.644,1 MW, em 2016) e 918,7 MW (965,3 MW, em 2016), respectivamente, e de empreendimentos de transmissão compostos por 5.165,0 km de linhas de transmissão, conforme nota 2.2.

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

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

1.1 - Setor Elétrico no Brasil

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

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

2 - DAS CONCESSÕES

2.1 - Chesf

A Companhia detém as seguintes concessões:

2.1.1 - Geração

- **Geração hidráulica**

Número do Contrato	USINAS	Rio	Potência Instalada (MW) (*)	Capacidade Utilizada em 2017 (MW médio/ano) (*)	Data da Concessão / Permissão	Data de Vencimento
Em Serviço:						
006/2004	Paulo Afonso I	São Francisco	180,001	-	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Paulo Afonso II	São Francisco	443,000	0,050	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Paulo Afonso III	São Francisco	794,200	0,100	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Paulo Afonso IV	São Francisco	2.462,400	596,350	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Apolônio Sales (Moxotó)	São Francisco	400,000	1,010	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Luiz Gonzaga (Itaparica)	São Francisco	1.479,600	269,650	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Xingó	São Francisco	3.162,000	617,120	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Funil	de Contas	30,000	4,630	25/08/1961	31/12/2042
006/2004	Pedra	de Contas	20,007	1,910	25/08/1961	31/12/2042
006/2004	Boa Esperança (Castelo Branco)	Parnaíba	237,300	113,300	11/10/1965	31/12/2042
006/2004	Sobradinho	São Francisco	1.050,300	129,850	10/02/1972	09/02/2052
006/2004	Curemas	Piarcó	3,520	-	26/11/1974	25/11/2024

(*) Informações não auditadas.

- **Geração térmica**

Número do Contrato	USINAS	Localidade	Potência Instalada (MW) (*)	Capacidade Utilizada em 2017 (MW médio/ano) (*)	Data da Concessão / Permissão	Data de Vencimento
Em Serviço:						
006/2004	Camaçari (operação suspensa)	Dias D'Ávila	346,803	-	11/08/1977	10/08/2027

(*) Informações não auditadas.

- **Geração eólica**

Número do Contrato	USINAS	Localidade	Potência Instalada (MW) (*)	Capacidade Utilizada em 2017 (MW médio/ano) (*)	Data da Concessão / Permissão	Data de Vencimento
Em Serviço:						
220/2014	Casa Nova II (***)	Casa Nova - BA	32,900	1,790	26/05/2014	26/05/2049
225/2014	Casa Nova III (***) - (operação em teste)	Casa Nova - BA	28,200	0,400	28/05/2014	28/05/2049
Em Construção						
-	Casa Nova (**)	Casa Nova - BA	180,000	-	01/01/2013	01/01/2043

(*) Informações não auditadas.

(**) Referente leilão 007/2010

(***) Referente leilão 010/2010

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 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 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 de dezembro de 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 de Fevereiro de 2015, com as seguintes decisões tomadas:

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

Em 01/08/2016, a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG da Aneel decidiu pela suspensão da operação comercial da última unidade geradora da UT Camaçari, UG3, recomendando à Diretoria Colegiada da Aneel autorizar a redução de 70 MW para 0MW dos encargos associados ao uso do sistema de transmissão (CUST).

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	18.911,7	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 Jardim - Penedo - 230 kv, C1	SE, AL	110,0	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, C1	RN	31,4	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	63,8	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
			20.531,9		
Em construção:					
005/2007	LT Funil - Itapebi, C3	BA	223,0	20/04/2007	20/04/2037
014/2008	LT 230 kv Eunápolis - Teixeira de Freitas II, C1	BA	145,0	16/10/2008	16/10/2038
017/2009	LT Pau Ferro - Santa Rita II - 230kv	PE, PB, AL, RN	96,7	03/08/2009	03/08/2039
018/2009	LT Eunápolis - Teixeira de Freitas II - 230 kv, C2	BA	152,0	03/08/2009	03/08/2039
019/2010	LT Paraíso - Açú II - 230 kv, C3	RN	123,0	23/11/2010	23/11/2040
019/2010	LT Açú II - Mossoró II - 230 kv, C2	RN	69,0	23/11/2010	23/11/2040
018/2011	LT Recife II - Suape II - 500 kv - C2	PE	44,0	09/12/2011	09/12/2041
019/2011	LT Camaçari IV - Sapeaçu - 500 kv	BA	105,0	09/12/2011	09/12/2041
019/2011	LT Sapeaçu - Sto. Antonio de Jesus - 230 kv	BA	31,0	09/12/2011	09/12/2041
005/2012	LT Jardim - Nossa Senhora do Socorro - 230 kv	SE/AL/BA	1,3	10/05/2012	10/05/2042
005/2012	LT Messias - Maceió II - 230 kv	SE/AL/BA	20,0	10/05/2012	10/05/2042
015/2012	LT Camaçari IV - Pirajá - 230 kv	BA	45,0	10/05/2012	10/05/2042
015/2012	LT Pítuaçu - Pirajá - 230 kv	BA	5,0	10/05/2012	10/05/2042
018/2012	LT Russas II - Banabuiu C2- 230 kv	RN	110,0	01/06/2012	01/06/2042
			1.170,0		

(*) 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	87,0	29/06/2001	31/12/2042
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 Term. Camaçari	BA	1,0	12/11/2004	12/08/2027
006/2004	SE Elev. Usina de Sobradinho	BA	1,0	12/11/2004	10/02/2052
225/2014	SE Elev. Casa Nova II e III	BA	1,0	28/05/2014	28/05/2049
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; SE Suape III - 230/69 kV	PE	2,0	28/01/2009	28/01/2039
017/2009	SE Santa Rita II - 230/69kV; SE Zebu - 230/69kV; SE Natal III - 230/69kV	PE, PB, AL, RN	3,0	03/08/2009	03/08/2039
007/2010	SE Camaçari IV - 500/230 kV	BA	1,0	12/07/2010	12/07/2040
013/2010	SE Arapiraca III - 230/69 kv	AL	1,0	06/10/2010	06/10/2040
019/2010	SE Extremoz II - 230 kv	RN	1,0	23/11/2010	23/11/2040
019/2010	SE João Câmara - 230 kv	RN	1,0	23/11/2010	23/11/2040
020/2010	SE Igaporã - 230 kv	BA	1,0	23/11/2010	23/11/2040
021/2010	SE Acaraú II - 230 kv	CE	1,0	23/11/2010	23/11/2040
010/2007	SE Brumado II	BA	1,0	01/06/2007	01/06/2037
020/2010	SE Bom Jesus da Lapa II	BA	1,0	23/11/2010	23/11/2040
010/2011	SE Lagoa Nova II 230 kV	RN/CE	1,0	13/10/2011	13/10/2041
019/2012	SE Igaporã III 500/230 KV; SE Pindaí II 230 KV	BA	2,0	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; SE Mossoró IV, 230 kV.	RN	2,0	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
	SE Tabocas do Brejo Velho	BA	1,0		
225/2014	SE Casa Nova II	BA	1,0	28/05/2014	28/05/2049
			128,0		
Em construção:					
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 Maceió II, 230/69 kV; SE Poçoões II 230/138kV	SE/AL/BA	3,0	10/05/2012	10/05/2042
015/2012	SE Pirajá 230/69 KV	BA	1,0	10/05/2012	10/05/2042
017/2012	SE Jaboação II 230/69 kV	PE	1,0	01/06/2012	01/06/2042
			6,0		

(*) 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	11.233,100	2010	2045
002/2007	UHE Dardanelos	Energética Águas da Pedra S.A.	24,50%	Aripuanã	261,000	2007	2042
002/2008	UHE Jirau	ESBR Participações S.A.	20,00%	Madeira	3.750,000	2008	2043
Em construção:							
001/2014	UHE Sinop	Companhia Energética SINOP S.A.	24,50%	Teles Pires	408,000	2014	2049

(*) Informações não auditadas.

(**) Até 31/12/2017 o empreendimento totalizou 13 unidades geradoras em operação comercial, do total de 24, com capacidade de 4,5 mil MW.

• Geração Eólica

Número da Portaria	Usinas	Empresa	Participação da Companhia	Localidade	Capacidade em MW (*)	Ano da Autorização	Ano de Vencimento
Em serviço:							
123/2011	UEE Pedra Branca	Pedra Branca S.A.	49,00%	Pedra Branca(BA)	30,00	2011	2046
131/2011	UEE Sete Gameleiras	Sete Gameleiras S.A.	49,00%	Sete Gameleiras (BA)	30,00	2011	2046
132/2011	UEE São Pedro do Lago	São Pedro do Lago S.A.	49,00%	São Pedro do Lago (BA)	30,00	2011	2046
052/2014	UEE Baraúnas I	Baraúnas I	49,00%	Sento Sé (BA)	32,90	2014	2049
053/2014	UEE Morro Branco I	Morro Branco I	49,00%	Sento Sé (BA)	32,90	2014	2049
067/2014	UEE Mussambê	Mussambê	49,00%	Sento Sé (BA)	32,90	2014	2049
102/2014	UEE Santa Joana XI	Chapada do Plauí I Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	29,60	2014	2049
105/2014	UEE Santa Joana XVI	Chapada do Plauí I Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	28,90	2014	2049
106/2014	UEE Santa Joana X	Chapada do Plauí I Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	29,60	2014	2049
107/2014	UEE Santa Joana XIII	Chapada do Plauí I Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	29,60	2014	2049
119/2014	UEE Santa Joana XII	Chapada do Plauí I Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	28,90	2014	2049
121/2014	UEE Santa Joana XV	Chapada do Plauí I Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	28,90	2014	2049
122/2014	UEE Santa Joana IX	Chapada do Plauí I Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	29,60	2014	2049
234/2014	UEE Serra das Vacas I	Serra das Vacas Holding S.A.	49,00%	Saloá (PE)	23,92	2014	2049
240/2014	UEE Serra das Vacas II	Serra das Vacas Holding S.A.	49,00%	Saloá (PE)	22,30	2014	2049
251/2014	UEE Serra das Vacas III	Serra das Vacas Holding S.A.	49,00%	Saloá (PE)	22,24	2014	2049
263/2014	UEE Serra das Vacas IV	Serra das Vacas Holding S.A.	49,00%	Saloá (PE)	22,30	2014	2049
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
221/2014	UEE Santa Joana IV	Chapada do Plauí II Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	27,20	2014	2049
238/2014	UEE Santa Joana V	Chapada do Plauí II Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	28,90	2014	2049
271/2014	UEE Santa Joana III	Chapada do Plauí II Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	29,60	2014	2049
272/2014	UEE Santa Joana I	Chapada do Plauí II Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	28,90	2014	2049
274/2014	UEE Santo Augusto IV	Chapada do Plauí II Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	28,90	2014	2049
275/2014	UEE Santa Joana VII	Chapada do Plauí II Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	28,90	2014	2049
287/2014	UEE Banda de Couro	Banda de Couro S.A.	49,00%	Sento Sé (BA)	32,90	2014	2049
354/2014	UEE Baraúnas II	Baraúnas II S.A.	49,00%	Sento Sé (BA)	25,85	2014	2049
Em construção:							
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 Tamandua Mirim 2	Tamandua 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
002/2006	LT Colinas - Miracema - Gurupi - Peixe Nova - Serra da Mesa II, em 500 KV	INTESA - Integração Transmissora de Energia S.A.	12,00%	TO, GO	695,0	2006	2036
010/2008	LT Oriximiná - Silves - Lechunga (AM), em 500 KV	Manaus Transmissora de Energia S.A.	19,50%	PA, AM	559,0	2008	2038
015/2009	LT Coletora Porto Velho / Araraquara II, em 600 KV	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	RO, SP	2.375,0	2009	2039
022/2011	LT Luis Gonzaga - Garanhuns II, em 500 KV	Interligação Elétrica Garanhuns S.A	49,00%	AL/PE/PB	224,0	2011	2041
022/2011	LT Garanhuns II - Campina Grande III, em 500 KV	Interligação Elétrica Garanhuns S.A	49,00%	AL/PE/PB	190,0	2011	2041
022/2011	LT Garanhuns II - Pau Ferro, em 500 KV	Interligação Elétrica Garanhuns S.A	49,00%	AL/PE/PB	239,0	2011	2041
022/2011	LT Garanhuns II - Angelim I	Interligação Elétrica Garanhuns S.A	49,00%	AL/PE/PB	13,0	2011	2041
008/2011	LT Ceará-Mirim - João Câmara II, em 500 KV	Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	100,00%	RN/PB	64,0	2011	2041
008/2011	LT Ceará-Mirim - Extremoz II, em 230 KV	Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	100,00%	RN/PB	19,0	2011	2041
008/2011	LT Ceará-Mirim - Campina Grande III, em 500 KV	Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	100,00%	RN/PB	192,0	2011	2041
008/2011	LT Campina Grande III - Campina Grande II, em 230 KV	Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	100,00%	RN/PB	10,0	2011	2041
					5.126,0		
Em construção:							
004/2010	LT São Luiz II - São Luiz III, em 230 KV	TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	49,00%	MA/CE	39,0	2010	2040
					39,0		

(*) Informações não auditadas.

• **Subestações**

Número do Contrato	Empreendimento	Empresa	Participação da Companhia	Estado da Federação	Quantidade (*)	Ano da Concessão	Ano de Vencimento
Em serviço:							
015/2009	Estação Retificadora nº 02 CA/CC em 500/600 kV; Estação Inversora nº 02 CC/CA em 600/500 kV	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	RO/SP	2,0	2009	2039
004/2010	SE Pecém II, em 500/230 kV; SE Aquiraz II, em 230/69 kV	TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	49,00%	MA/CE	2,0	2010	2040
008/2011	SE João Câmara II, em 500/138 kV; SE Ceará-Mirim II, em 500/230 kV.	Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	100,00%	RN/PB	2,0	2011	2041
008/2011	SE Campina Grande III, em 500/230 kV	Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	100,00%	RN/PB	1,0	2011	2041
002/2006	SE Peixe 2 500 kV; SE Serra da Mesa 2	INTESA - Integração Transmissora de Energia S.A.	12,00%	TO/GO	2,0	2006	2036
010/2008	SE Silves (ex-Itacoatiara) 500/138 kV; SE Lechuga (ex-Cariri) 500/230 kV	Manaus Transmissora de Energia S.A.	19,50%	AM	2,0	2008	2038
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
					13,0		

(*) Informações não auditadas.

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

Em 11 de janeiro de 2013, o Governo Federal emitiu a Lei nº 12.783/2013, regulamentada pelo Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 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 de julho de 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 de dezembro de 2013, em complemento ao art. 2º do Decreto nº 7.850, de 30 de novembro de 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 de maio de 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 de janeiro de 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 de dezembro de 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.

A partir do ciclo iniciado em julho deste ano a Companhia começou a receber via RAP os valores homologados pela Aneel.

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 de junho de 2015 foi publicada a Medida Provisória MP nº 677, convertida na Lei nº 13.182, de 3 de novembro de 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 de julho de 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 de junho de 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 de junho 2015.

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 27 de abril de 2018.

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 as informações financeiras referentes às empresas controladas em conjunto são reconhecidas por meio do método de equivalência patrimonial.

A Companhia, de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 18(R2), em seus itens 24 e 25, utiliza para a determinação do valor da equivalência patrimonial de seus investimentos em controladas em conjunto, o valor do patrimônio líquido das investidas com base nas demonstrações contábeis levantadas na mesma data das demonstrações contábeis da investidora. Ocorrendo a indisponibilidade de demonstrações contábeis por parte da investida em data coincidente à da Investidora há a utilização de demonstrações com defasagem de 30 dias, acompanhadas de ajustes pertinentes quando da ocorrência de efeitos de eventos e transações relevantes entre as datas das demonstrações não coincidentes.

Quando necessário, as demonstrações contábeis das controladas em conjunto são ajustadas para adequar suas políticas contábeis às estabelecidas pela Companhia.

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. 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.

4.5. 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). 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.

4.6. 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.

4.6.1. 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.

4.6.2. 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.

4.7. 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.

4.8. 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.

4.9. 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.

4.10. Redução ao valor recuperável de ativos

4.10.1 Ativos financeiros não derivativos

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

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

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

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

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

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

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

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

4.10.2 Ativos não financeiros

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

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

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

4.11. 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.

4.12. Instrumentos financeiros

4.12.1. 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.

4.12.1.1. 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.

4.12.1.2. 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.

4.12.2. 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.

4.12.2.1. 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.

4.12.2.2. 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.

4.12.3. 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.

4.13. Benefícios a empregados

4.13.1. 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.

4.13.2. 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.

4.14. 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.

4.15. 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.

4.16. Demais Práticas Contábeis

a) Estimativas e julgamentos contábeis críticos

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- Valor recuperável de ativos de longa duração – A Administração da Companhia adota variáveis e premissas em teste de determinação de recuperação de ativos de longa duração para determinação do valor recuperável de ativos e reconhecimento de *impairment*, quando necessário. Nesta prática, são aplicados julgamentos baseados

na experiência na gestão do ativo, conjunto de ativos ou unidade geradora de caixa, que podem eventualmente não se verificar no futuro, inclusive quanto à vida útil econômica estimada, que representa as práticas determinadas pela Aneel aplicáveis aos ativos vinculados à concessão do serviço público de energia elétrica, que podem variar em decorrência da análise periódica do prazo de vida útil econômica de bens, em vigor. Também impactam na determinação das variáveis e premissas utilizadas na determinação dos fluxos de caixa futuro descontados, para fins de reconhecimento do valor recuperável de ativos de longa duração, diversos eventos intrinsecamente incertos. Dentre esses eventos destacam-se a manutenção dos níveis de consumo de energia elétrica, a taxa de crescimento da atividade econômica do país, a disponibilidade de recursos hídricos, além daquelas inerentes ao fim dos prazos de concessão de serviços públicos de energia elétrica detidas pela Companhia, em especial quanto ao valor de sua reversão ao final do prazo de concessão. Neste ponto, foi adotada a premissa de indenização contratualmente prevista, quando aplicável, pelo menor entre o valor contábil residual existente no final do prazo das concessões de geração e transmissão de energia elétrica e o valor novo de reposição.

- Base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões de serviço público - A Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, em 11 de janeiro de 2013, definiu o valor novo de reposição (VNR) como a base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões de serviço público. A Companhia adota a premissa de que os bens são reversíveis no final dos contratos de concessão, com direito ao recebimento de indenização do Poder Concedente sobre os investimentos ainda não amortizados, pelo menor entre o valor residual contábil e o valor novo de reposição. Seguindo essa premissa, foram mantidos valores a receber do poder concedente relacionados a Rede Básica do Sistema Existente – RBSE e a investimentos realizados após o projeto básico das usinas, os quais ainda serão objeto de homologação pela Aneel.
- Obrigações atuariais - As obrigações atuariais são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes e os resultados reais futuros das estimativas contábeis utilizadas nestas Demonstrações contábeis podem ser distintos, sob variáveis, premissas e condições diferentes daquelas existentes e utilizadas na época do julgamento.
- Vida útil dos bens do imobilizado – A Companhia utiliza os critérios definidos na resolução Aneel nº 367, de 02 de junho de 2009, atualizada pela Resolução nº 474 de 07/02/2012, na determinação da vida útil estimada dos bens do ativo imobilizado.
- Definição de controle e controle compartilhado na determinação das controladas, controladas em conjuntos e coligadas.
- Em 2014 foi deflagrada a chamada “Operação Lava Jato”, que investiga, segundo informações públicas, a existência de um suposto esquema de corrupção envolvendo empresas brasileiras responsáveis por obras de infraestrutura no Brasil. Em razão das notícias divulgadas na imprensa envolvendo empresas que prestam serviços para 2 (duas) sociedades de propósito específico (“SPEs”) - Norte Energia S.A. (UHE Belo Monte) e Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau), em março de 2015 a Holding Eletrobras criou comissões de correição, a fim de examinar os processos de contratação de empreiteiras pelas referidas SPEs. As comissões não encontraram indícios de dano à Companhia considerando o escopo e as limitações da investigação. No entanto, nos seus relatórios as comissões resguardam-se da possibilidade de, com o aprofundamento das investigações e do escopo, bem como com o uso de outras ferramentas não disponíveis para as comissões internas, se identificarem futuramente eventuais pontos para considerações, importando destacar que a investigação independente contratada, adiante mencionada, aprofundará esse exame. Conforme determinado pelo seu Conselho de Administração, em 11 de junho de 2015, a Eletrobras contratou o escritório de advocacia Hogan Lovells, para: (i) avaliar os controles internos da Eletrobras e das sociedades das quais participe; (ii) assessorar a Eletrobras em relação às investigações conduzidas pelas autoridades brasileiras; bem como, (iii) intermediar e conduzir as interações com o US Department of Justice (“DOJ”) e a Securities and Exchange Commission (“SEC”). Tal investigação independente é supervisionada por uma Comissão Independente para Gestão da Investigação, cuja criação foi aprovada pelo Conselho de Administração da Eletrobras em 31 de julho de 2015, com a finalidade de garantir a independência dos trabalhos desenvolvidos pelo escritório Hogan Lovells. Esta Comissão é composta pela Dra. Ellen Gracie Northfleet, ministra aposentada do Supremo Tribunal Federal, pelo Dr. Durval José Soledade Santos, ex-diretor da Comissão de Valores Mobiliários, e pelo Dr. Manoel Jeremias Leite Caldas representante dos acionistas minoritários. Na medida em que os citados trabalhos de investigação conduzidos pelo escritório Hogan Lovells evoluírem e, caso conduzam a achados e produzam comprovadas informações e dados suficientes para que a Companhia avalie, de acordo com a legislação do Brasil e dos Estados Unidos da América, a eventual ocorrência de desconformidade com leis e regulamentos, será dado aos mesmos o tratamento legal e regulamentar pertinente. Atualmente, como as ações relacionadas à investigação ainda estão em andamento, não foi possível identificar e refletir nestas Demonstrações contábeis eventuais impactos, se houver e quando comprovados, relacionados a este tema.

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 38).

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.

4.17. ASPECTOS ESPECÍFICOS DO SETOR ELÉTRICO**4.17.1 - 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.

4.17.2. 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).

4.17.3. 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.

4.17.4. 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.

4.17.5. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa

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.

4.17.6. 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.

4.17.7. 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.

4.17.8. 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.

4.17.9. 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.

4.17.10. Encargo de Energia de Reserva - EER

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

5 - CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	31/12/2017	31/12/2016
Caixa e depósitos bancários	11.363	33.741
Aplicações financeiras	88.955	3.228
Total	100.318	36.969

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

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

A composição das aplicações financeiras era a seguinte em 31 de dezembro de 2017 e 2016:

	Remuneração anual	31/12/2017	31/12/2016
Aplicação financeira			
Banco do Brasil			
BB Extramercado Exclusivo 8 FI RF	10,66%	217	-
Operações compromissadas		217	-
BBDTVM Extramercado - FAE 2	10,97%	15.573	-
Operações compromissadas		15.573	-
Caixa Econômica Federal			
FI CX Extramercado III IRFM-1 RF	10,82%	2	-
Operações compromissadas		2	-
FI CX Extramercado IV IRFM RF LP	11,89%	73.163	3.228
LTN		14.254	-
NTN-B		3.494	-
Operações compromissadas		55.415	3.228
Total		88.955	3.228

A variação no exercício foi motivada, em grande parte, pelo desbloqueio judicial de aplicações financeiras da Companhia, ocorrido em 24 de janeiro de 2017 (nota 10.2).

6 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Os Títulos e valores mobiliários possuem a seguinte composição:

	Vencimento	Remuneração	31/12/2017	31/12/2016
Participações minoritárias	-	JCP/Dividendos	25	25
Títulos da dívida agrária – TDA	Março/2017	TR + 3% a.a.	7.304	6.545
TVM - Fundo de Energia do Nordeste - FEN			40.127	13.126
Total Circulante			47.456	19.696
Notas do Tesouro Nacional – NTN - P	01/01/2030	TR + 6% a.a.	184	174
Títulos da dívida agrária – TDA	Até março/2019	TR + 3% a.a.	774	1.465
Total Não Circulante			958	1.639
Total			48.414	21.335

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 2017, as Notas do Tesouro Nacional - NTN - série P tiveram taxa efetiva média no valor de 5,57% a.a.

Os Títulos da Dívida Agrária – TDA são provenientes da ação desapropriatória da União Federal, por interesse social, para fins de reforma agrária, de propriedades rurais da Companhia, nos termos do Estatuto da Terra - Lei nº 4.504, de 30/11/1964, e estão classificadas como *títulos mantidos até o vencimento*. Os títulos registrados no Ativo Não Circulante/Realizável a Longo Prazo possuem vencimentos até 2019. Durante o exercício de 2017, os Títulos da Dívida Agrária - TDA tiveram taxa efetiva média no valor de 0,84% a.a.

Fundo de Energia do Nordeste (FEN)

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

7 – CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

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

DESCRIÇÃO	VALORES CORRENTES							VALORES RENEGOCIADOS					Ajuste a valor presente	31/12/2017	31/12/2016	
	CORRENTE A VENCER		CORRENTE VENCIDO					Provisão p/ Devedores Duvidosos	RENEGOCIADO A VENCER		RENEGOCIADO VENCIDO					Provisão p/ Devedores Duvidosos
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	Até 60 dias		Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias					
Fornecimento de Energia	73.418	-	15.339	4.281	16.384	190.419	(200.102)	-	-	-	56.989	(56.989)	-	99.739	71.775	
- Industrial	73.418	-	15.339	4.281	16.384	190.419	(200.102)	-	-	-	56.989	(56.989)	-	99.739	71.775	
Suprimento Energia - Moeda Nacional	146.065	-	4.985	5.494	7.721	284.117	(141.642)	3.317	17.069	317	5.423	(5.601)	(3.529)	323.736	338.608	
Encargos de Uso da Rede Elétrica	320.515	-	7.728	2.607	10.574	62.030	(76.758)	-	-	-	-	-	-	326.696	108.987	
TOTAL	539.998	-	28.052	12.382	34.679	536.566	(418.502)	3.317	17.069	317	62.412	(62.590)	(3.529)	750.171	519.370	
Circulante													736.774	519.002		
Não Circulante													13.397	368		

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

- **PARCELAMENTO**

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

	31/12/2017	31/12/2016
Ligas do Brasil S.A.	56.989	45.598
Celpa S.A.	-	5.162
Santana Têxtil	26.126	4.477
	83.115	55.237
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(62.731)	(50.075)
(-) Provisão de ajuste a valor presente	(3.528)	(575)
Total	16.856	4.587
Circulante	3.459	4.219
Não Circulante	13.397	368

Os parcelamentos têm as seguintes características:

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

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

- **Santana Têxtil** – Termo de Confissão de Dívida e Outras Avenças firmado perante o Juízo da 18ª Vara Cível da Comarca de Recife, no valor de R\$ 22.234, pagável em 60 (sessenta) parcelas mensais, iguais e sucessivas, sem incidência de juros e correção monetária. A Companhia manteve no exercício o registro de provisão para créditos de liquidação duvidosa no montante de R\$ 5.601 (R\$ 4.055, em 2016).
- **Santana Têxtil** - Termo de Confissão de Dívida e Outras Avenças DFER-001/2017, no valor de R\$ 3.892, pagável em 60 (sessenta) parcelas mensais, iguais e sucessivas, sem incidência de juros e correção monetária. A Companhia mantém provisão de ajuste a valor presente deste contas a receber no valor de R\$ 3.528.

A Companhia registrou no exercício provisão para créditos de liquidação duvidosa desses valores.

- **PROVISÃO PARA CRÉDITOS DE LIQUIDAÇÃO DUVIDOSA**

Saldos em 31/12/2016	(459.388)
Constituição	(82.089)
Reversão	57.699
Baixa	2.687
Saldos em 31/12/2017	(481.091)

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

8 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR

8.1 - Tributos a recuperar

	31/12/2017	31/12/2016
<u>Circulante</u>		
IRPJ/CSLL	65.963	96.353
Finsocial	2.684	2.608
PIS/Pasep	263	150
Cofins	1.211	691
Outros	1.715	1.545
	82.266	101.347
<u>Não Circulante</u>		
Finsocial	8.251	8.018
PIS/Pasep	18.952	18.084
Cofins	169.293	161.535
	196.496	187.637
Total	278.762	288.984

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 de junho de 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 de junho de 2005. Tendo em vista esse entendimento da Suprema Corte, a União Federal (Fazenda Nacional) impugnou a liquidação da condenação (apuração dos valores) e também ajuizou ação rescisória perante o Tribunal Regional Federal da 5ª Região, visando desconstituir parcialmente a decisão favorável à Companhia, o que representaria uma redução dos valores devidos. A ação rescisória foi julgada procedente para desconstituir a sentença. Foram interpostos embargos de declaração, que não foram providos, com o que a Chesf interpôs recurso especial, uma vez que a matéria constitucional suscitada pela Chesf na rescisória não havia sido apreciada pelo TRF5. O STJ deu provimento ao recurso da Chesf, anulando o julgamento proferido nos embargos de declaração à rescisória e determinando ao TRF5 que profira outro julgamento. Desde 24/11/2015 o processo se encontra com o relator no TRF5.

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

Consubstanciado na opinião dos seus consultores jurídicos sobre a ação judicial referente à COFINS, com sentença já transitada em julgado, no Comunicado Técnico nº 05/2009 do Ibracon e na Deliberação CVM nº 594/2009, a Companhia mantém registrado contabilmente no grupo de impostos e contribuições a recuperar, o montante estimado de crédito ao valor provável de realização (valor original corrigido), correspondente a R\$ 169.293, 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\$ 18.952, registrado contabilmente no grupo de impostos e contribuições a recuperar de acordo com o comunicado técnico do Ibracon e com a deliberação da CVM citados anteriormente.

9 – TRIBUTOS DIFERIDOS – ATIVO

A Companhia mantém reconhecidos integralmente em seu Ativo Não Circulante, nos termos dos Pronunciamentos Técnicos CPC 26(R1) (IAS 1) e 32 (IAS 12), aprovados pelas Deliberações CVM nº 595 e 599, ambas de 15/09/2009, ativos diferidos, no montante de R\$ 180.823, resultantes de Prejuízos Fiscais e Base Negativa da Contribuição Social, conforme distribuição a seguir:

	31/12/2016	31/12/2015
Prejuízo fiscal	510.428	510.434
Base negativa da contribuição social	591.294	829.391
Créditos Fiscais		
. Imposto de renda sobre prejuízo fiscal	127.607	127.607
. Contribuição social sobre base negativa	53.216	74.645
	180.823	202.252
Não circulante	180.823	202.252

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%.

Os créditos fiscais relativos a Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL, provenientes de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL serão utilizados de acordo com a realização do passivo fiscal diferido ou com a obtenção de lucro tributável.

A realização desses ativos foi estimada conforme tabela abaixo:

2018	24.110
2019 a 2020	48.220
Após 2020	108.493
Total	180.823

10 – CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

10.1 - Composição

	31/12/2017	31/12/2016
<u>Circulante</u>		
Cauções e outros depósitos vinculados	14.926	15.533
	14.926	15.533
<u>Não Circulante</u>		
Depósitos vinculados a litígios	518.351	1.009.010
Cauções e outros depósitos vinculados	142.000	111.163
	660.351	1.120.173
Total	675.277	1.135.706

10.2 - Depósitos vinculados a litígios

	31/12/2017	31/12/2016
Trabalhistas	197.661	194.620
Cíveis	228.985	739.040
Fiscais	91.705	75.350
Total	518.351	1.009.010

Referem-se a valores vinculados a processos existentes nas esferas judicial e administrativa. Do montante registrado em 31/12/2017, R\$ 390.403 (R\$ 899.185, em 2016) estão diretamente relacionados às provisões relativas a processos trabalhistas, cíveis e fiscais, com risco de perda provável, demonstrados na nota 29. A variação no período foi motivada, em grande parte, pelo desbloqueio judicial de aplicações financeiras da Companhia, no montante de R\$ 406.238, ocorrido em 24/01/2017, conforme decisão judicial, que concedeu à Companhia a liberação das quantias bloqueadas/penhoradas no âmbito do processo judicial denominado “Fator K”, que tramita na 12ª Vara Cível da Comarca de Recife. O referido processo se encontra provisionado nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

O valor referente à atualização monetária, registrado no exercício de 2017 como receita financeira é de R\$ 16.600 (R\$ 39.892, em 2016).

10.3 - Cauções e outros depósitos vinculados

	31/12/2017	31/12/2016
Circulante		
Caução contratual CEF - empréstimo	14.924	15.531
Outros	2	2
	14.926	15.533
Não Circulante		
Caução contratual BB	16.150	16.150
Caução contratual CEF - outras	17.283	15.595
Caução contratual Bradesco	55.019	53.404
Caução contratual BNB	1.937	2.982
Carta de crédito BNB	26.611	21.950
Garantia contratual BB	25.000	1.082
	142.000	111.163
Total	156.926	126.696

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

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

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

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

11 – ALMOXARIFADO

	31/12/2017	31/12/2016
Matéria-prima para a produção de energia elétrica	276	276
Material		
Almoxarifado	61.402	64.105
Destinado à alienação	6.027	9.878
Outros	3.770	4.812
	71.199	78.795
Adiantamentos a fornecedores	376	283
Total	71.851	79.354

12 – SERVIÇOS EM CURSO

	31/12/2017	31/12/2016
<u>Circulante</u>		
Pessoal	77.530	59.675
Material	24.705	17.202
Serviços de terceiros	115.640	104.407
Pesquisa e desenvolvimento	2.189	1.822
Outros	30.674	7.063
	250.738	190.169
<u>Não Circulante</u>		
Outros	-	75.000
	-	75.000
Total	250.738	265.169

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

13 – Dividendos a receber

Correspondem aos dividendos a receber das SPEs conforme quadro abaixo:

	31/12/2017	31/12/2016
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	-	23.035
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	-	9.891
Manaus Construtora Ltda.	9.178	9.178
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	-	8.974
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	-	7.324
Energética Águas da Pedra S.A.	-	4.743
Manaus Transmissora de Energia S.A.	2.545	3.934
Integração Transmissora de Energia S.A.	-	1.171
Complexo Eólico Sento Sé I	-	1.391
Complexo Eólico Sento Sé II	231	231
Complexo Eólico Pindaí I	-	141
Vamcruz I Participações S.A.	2.130	-
Total	14.084	70.013

14 – Fachesf Saúde Mais

Corresponde a adiantamentos para cobertura dos gastos referentes ao plano de saúde disponibilizado aos empregados participantes do Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário - PIDV, conforme nota 24. Conforme convênio, ao término do plano os valores por ventura não utilizados serão devolvidos a Companhia.

	31/12/2017	31/12/2016
<u>Circulante</u>		
Fachesf Saúde Mais	65.859	8.448
<u>Não Circulante</u>		
Fachesf Saúde Mais	-	78.636
Total	65.859	87.084

15 – Adiantamentos a controladas em conjunto (AFAC)

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

15.1 – Composição

	31/12/2017	31/12/2016
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	-	590.189
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	101.000	101.000
Serra das Vacas Holding S.A.	-	9.443
ESBR Participações S.A.	367.200	267.600
Vamcruz I Participações S.A.	9.800	43.099
Chapada Plauí II Holding S.A.	-	35.213
Total	478.000	1.046.544

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

	Saldo em 31/12/2016	Adições	Devoluções/ Baixas	Capitalizações	Atualização Monetária	Transferências	Saldo em 31/12/2017
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A. (*)	590.189	-	(168.000)	-	41.995	(464.184)	-
ESBR Participações S.A.	267.600	99.600	-	-	-	-	367.200
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	101.000	-	-	-	-	-	101.000
VamCruz I Participações S.A.	43.099	-	-	(33.299)	-	-	9.800
Chapada do Plauí II Holding S.A.	35.213	-	(679)	(34.534)	-	-	-
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	9.443	-	(2.996)	(6.581)	134	-	-
Total	1.046.544	99.600	(171.675)	(74.414)	42.129	(464.184)	478.000

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

16 - OUTROS ATIVOS

	31/12/2017	31/12/2016
Circulante		
Adiantamentos a empregados	26.979	26.280
Financiamentos a terceiros	32	827
Alienações em curso	14.135	12.446
Desativações em curso	29.977	30.800
Prêmios de seguros	2.780	2.579
Gastos reembolsáveis	11.578	12.962
Alienações de bens e direitos	12.865	16.830
Adiantamentos a fornecedores	27.900	18.717
Serviços prestados a terceiros	23.783	20.679
Contas a receber - Eletropar	479	479
Outros	2.025	6.943
	152.533	149.542
Não Circulante		
Bens e direitos destinados à alienação	10.491	10.493
FGTS - Conta-Empresa	4.490	4.244
Reserva Global de Reversão	21.301	14.396
Contas a receber - Eletropar	-	479
	36.282	29.612
Total	188.815	179.154

17 - INVESTIMENTOS

17.1 - Composição:

	31/12/2017	31/12/2016
Participações societárias permanentes		
Controladas	1.119.029	624.439
Controladas em conjunto	5.851.949	5.462.103
Coligadas	111.349	104.650
Outras participações	537	549
(-) Provisão para perdas em investimentos	(527.241)	(278.613)
Total participações societárias	6.555.623	5.913.128
Outros investimentos		
Bens e direitos para uso futuro	2.212	2.212
Outros	1.091	1.091
Total outros investimentos	3.303	3.303
Total	6.558.926	5.916.431

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

17.1.1 – Provisão para perdas em investimentos

Em 31 de dezembro de 2017 foi registrada provisão/reversão para perdas em investimento no montante de R\$ 248.628, decorrente de perdas por redução ao valor recuperável nas participações societárias em SPEs analisadas sob a ótica do investidor a partir de premissas praticadas no sistema Eletrobras (nota 36).

17.1.2 – Participação direta

Empresas	31/12/2017	31/12/2016
Controladas		
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%
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	100,00%	100,00%
Controladas em conjunto		
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	49,00%
Integração Transmissora de Energia S.A.	12,00%	12,00%
ESBR Participações S.A.	20,00%	20,00%
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	24,50%
Manaus Transmissora de Energia S.A.	19,50%	19,50%
Manaus Construtora Ltda.	19,50%	19,50%
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	49,00%	49,00%
Norte Energia S.A.	15,00%	15,00%
Complexo Eólico Sento Sé I		
- Pedra Branca S.A.	49,00%	49,00%
- São Pedro do Lago S.A.	49,00%	49,00%
- Sete Gameleiras S.A.	49,00%	49,00%
Complexo Eólico Sento Sé II		
- Baraúnas I Energética S.A.	49,00%	49,00%
- Mussambê Energética S.A.	49,00%	49,00%
- Morro Branco I Energética S.A.	49,00%	49,00%
Complexo Eólico Sento Sé III		
- Baraúnas II Energética S.A.	1,50%	1,56%
- Banda de Couro Energética S.A.	1,70%	1,76%
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	49,00%
Vamcruz I Participações S.A.	49,00%	49,00%
Chapada do Piauí I Holding S.A.	49,00%	49,00%
Chapada do Piauí II Holding S.A.	49,00%	49,00%
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	49,00%	49,00%
Companhia Energética SINOP S.A.	24,50%	24,50%
Coligada		
Energética Águas da Pedra S.A.	24,50%	24,50%

No exercício foi realizada uma adequação no percentual de participação das SPEs Banda de Couro Energética S.A. e Baraúnas II Energética S.A., em virtude da proporcionalidade do número de ações detido por cada acionista das referidas SPEs.

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 de novembro de 2013, no município de Pindaí, na Bahia, com 68 MW de potência instalada, com início das operações previsto entre março e outubro de 2018 e prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos. No final de 2014, ocorreu uma mudança na composição acionária dessas SPEs, passando a Chesf a deter 99,9% de participação acionária. No exercício, a Companhia efetuou aportes de capital no montante de R\$ 43.144, e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 8.690 (ganho de R\$ 896 em 2016) 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 de novembro de 2013, cujo objetivo foi a implantação da UEE Coqueirinho 2, de 16 MW, e da UEE Papagaio, de 10 MW, ambas situadas no município de Pindaí, na Bahia, com início das operações previsto entre abril e maio de 2018 e prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos. No final de 2014 ocorreu uma mudança na composição acionária dessas SPEs, passando a Chesf a deter 99,9% de participação acionária sobre ambas. No exercício, a Companhia efetuou aportes de capital no montante de 13.423, e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 566 (perda de R\$ 1.929 em 2016) neste complexo eólico.

Complexo Eólico Pindaí III

O Complexo Eólico Pindaí III é constituído da SPE Tamanduá Mirim 2 S.A. formada em consórcio com a empresa Sequoia Capital, vencedora do Leilão Aneel nº 10/2013 (A-5) realizado em 13/12/2013, cujo objeto foi a implantação da UEE Tamanduá Mirim 2, de 16 MW de potência, situada no município de Pindaí, na Bahia, com início das operações previsto para março de 2018 e prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos. A participação da Companhia nesse empreendimento é de 83,01%. No exercício, a Companhia efetuou aportes de capital no montante de R\$ 4.699, e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 552 (ganho de R\$ 528 em 2016) neste complexo eólico.

Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.

A empresa Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A. foi criada em 07/07/2011, vencedora do Leilão nº 001/2011, promovido pela Aneel, em 10/06/2011, objetivando a construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente a LT Ceará Mirim – João Câmara II, CS, em 500 kV, com 64 km (início da operação em out/14); LT Ceará Mirim – Campina Grande III, CS, em 500 kV, com 192 km (início da operação em mai/15) ; LT Ceará Mirim – Extremoz II, CS, em 230 kV, com 19 km (início da operação em out/14); LT Campina Grande III – Campina Grande II, CS, em 230 kV, com 10 km (início da operação em mai/15); SE João Câmara II, 500 kV (início da operação em out/14); SE Campina Grande III, 500/230 kV (início da operação em mai/15); SE Ceará Mirim, 500/230 kV (início da operação em out/14), e instalação de transmissão de interesse exclusivo das centrais de geração para conexão compartilhada – ICG, banco de transformadores 500/138 kV na SE João Câmara II. O prazo de concessão do empreendimento é de 30 (trinta) anos para as instalações de transmissão que compõem a Rede Básica do SIN e de 18 (dezoito) anos para as instalações de transmissão de interesse exclusivo das centrais de geração para conexão compartilhada – ICG, contados a partir de 13/10/2011, conforme Contrato de Concessão nº 008/2011 ANEEL. Durante o exercício de 2017 a Companhia apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 28.514 (ganho de R\$ 33.471, em 2016).

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 2017 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 35.273 (ganho de R\$ 76.794, em 2016).

Integração Transmissora de Energia S.A.

A Integração Transmissora de Energia S.A. foi constituída em 20/12/2005, cujo objeto social é a construção, implantação, operação e manutenção do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN. Composto pela linha de transmissão de 500kV Colinas/Serra da Mesa 2, 3º circuito, entradas de linha e instalações vinculadas, com 695 km de extensão, nos termos do Contrato de Concessão nº 002/2006 – ANEEL, firmado com o Poder Concedente, em 27/04/2006, por meio da Aneel. A sua operação comercial teve início em maio/2008. A participação da Companhia nessa SPE corresponde a 12,0%, e o prazo da concessão é de 30 (trinta) anos. Durante o exercício de 2017 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 7.153 (ganho de R\$ 7.328, em 2016).

ESBR Participações 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. Durante o exercício de 2017 a Companhia realizou AFAC no montante de R\$ 99.600 e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 17.391 (ganho de R\$ 269.899, em 2016).

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 2017, a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial de R\$ 69.467 (ganho de R\$ 99.198, em 2016).

Manaus Transmissora de Energia S.A.

A empresa Manaus Transmissora de Energia S.A. foi criada a partir do Consórcio Amazonas e constituída em 22/04/2008 para a implantação das linhas de transmissão de 500 kV Oriximiná (PA) – Silves (AM), com extensão aproximada de 335 km, e Silves (AM) – Lechuga (AM), com 224 km de extensão aproximada; construção da subestação Silves (antes denominada Itacoatiara) em 500/138 kV (150 MVA) e da subestação Lechuga (antes denominada Cariri) em 500/230 kV (1.800 MVA), conforme Contrato de Concessão nº 010/2008 – ANEEL, com prazo de concessão de 30 (trinta) anos, a partir de 16/10/2008, data da assinatura do contrato. A Companhia possui participação de 19,5% no capital social da referida empresa. A sua operação comercial teve início em março de 2013. Durante o exercício de 2017, a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 11.869 (ganho de R\$ 16.355, em 2016).

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 2017 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 202 (perda de R\$ 106, em 2016).

TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A.

A empresa TDG – Transmissora Delmiro Gouveia foi constituída em 12/01/2010, a partir do Leilão nº 005/2009-ANEEL, Lote C, objetivando a construção, implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente da linha de transmissão São Luiz II – São Luiz III, em 230 kV, com 39 km de extensão, localizada no estado do Maranhão, das subestações Pecém II, em 500/230 kV (3.600 MVA), e Aquiraz II, em 230/69 kV (450 MVA), localizadas no estado do Ceará. O prazo de concessão do empreendimento é de 30 anos, a partir de 12/07/2010, data da assinatura do Contrato de Concessão nº 004/2010 ANEEL. Em outubro de 2013 entrou em operação as Subestações Pecém II, de 500/230kV, e Aquiraz, de 230/69 kV. A participação da Companhia nesse empreendimento é de 49,0%. Durante o exercício de 2017 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 19.480 (ganho de R\$ 593, em 2016).

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, a Companhia efetivou aportes de capital no montante de R\$ 173.700, e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 56.294 (perda de R\$ 34.263, em 2016).

Complexo Eólico Sento Sé I

O Complexo Eólico Sento Sé I é composto pelas SPEs São Pedro do Lago S.A., Pedra Branca S.A., e Sete Gameleiras S.A., constituídas em 07/10/2010, a partir dos consórcios Pedra Branca, São Pedro do Lago e Sete Gameleiras, vencedores do Leilão ANEEL nº 007/2010, cujo objeto foi a contratação, no ambiente regulado, de energia de fontes alternativas de geração, na modalidade por disponibilidade de energia. A sua operação comercial teve início em março de 2013 com prazo de concessão de 35 (trinta e cinco) anos, proveniente de três parques eólicos localizados na região Nordeste – UEE Pedra Branca, UEE São Pedro do Lago e UEE Sete Gameleiras - e capacidade para gerar 30,0 MW, cada. A participação acionária da Companhia nesses empreendimentos é de 49,0%. Durante o exercício de 2017 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 19.497 (ganho de R\$ 5.305, em 2016) neste complexo eólico.

Complexo Eólico Sento Sé II

O Complexo Eólico Sento Sé II é composto pelas SPEs Baraúnas I S.A., Morro Branco I S.A., e Mussambê Energética S.A. constituídas em consórcio com as empresas Brennand Energia e Brennand Energia Eólica a partir do 5º Leilão de Energia de Reserva (5º LER), Leilão 005/2013, promovido pela Aneel em 23/08/2013, cujo objeto foi a compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração eólica, para implantação dos parques eólicos Baraúnas I, Morro Branco I e Mussambê, no município de Sento Sé, na Bahia, com 32,9 MW de potência instalada cada. Os Parques eólicos Mussambê, Baraúnas I e Morro Branco I entraram em operação comercial em outubro de 2015, e prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos. A participação acionária da Companhia nesses empreendimentos é de 49,0%. A Companhia apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 1.575 (perda de R\$ 5.375 em 2016) neste complexo eólico.

Complexo Eólico Sento Sé III

O Complexo Eólico Sento Sé III é composto pelas SPEs Banda de Couro S.A. e Baraúnas II Energética S.A., cujo objeto é a implantação dos parques eólicos Banda de Couro e Baraúnas II, no município de Sento Sé, na Bahia, com 32,9 MW e 25,85 MW, respectivamente, de potência instalada. Os parques entraram em operação em março de 2016 e prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos. A Companhia possui 1,7% de participação em Banda de Couro e 1,5% de participação em Baraúnas II. Durante o exercício de 2017 a Companhia apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 124 (perda de R\$ 28 em 2016) neste complexo eólico.

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 de setembro de 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 2017 a Companhia apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 13.661 (ganho de R\$ 44.476, em 2016).

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 de dezembro de 2011, cujo objeto foi a compra de energia proveniente de novos empreendimentos de 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. Durante o exercício de 2017 realizou aportes de capital no montante de R\$ 33.299, mediante a capitalização parcial de AFAC e apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 8.014 (ganho de R\$ 2.974, em 2016) neste complexo eólico.

Chapada do Piauí I Holding S.A.

A Chapada do Piauí I Holding S.A. constituída em 08/05/2014, tem por objetivo social exclusivo a participação nas SPEs Ventos de Santa Joana IX Energias Renováveis S.A., Ventos de Santa Joana X Energias Renováveis S.A., Ventos de Santa Joana XI Energias Renováveis S.A., Ventos de Santa Joana XII Energias Renováveis S.A., Ventos de Santa Joana XIII Energias Renováveis S.A., Ventos de Santa Joana XV Energias Renováveis S.A., e Ventos de Santa Joana XVI Energias Renováveis S.A., constituídas em outubro de 2013, e passou a deter totalidade das ações destas SPEs a partir do 1º semestre de 2015. As SPEs foram criadas a partir do 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, situados nos municípios de Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões, no Piauí, para implantação dos parques eólicos denominados Ventos Santa Joana IX, X, XI, XIII, com 29,6 MW de potência instalada cada; e Ventos de Santa Joana XII, XV, XVI, com 28,9 MW de potência instalada cada. Os parques entraram em operação em julho de 2015 e possuem prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos. A Companhia possui 49,0% da participação no capital social da referida investida. Durante o exercício de 2017, apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 12.209 (perda de R\$ 19.477 em 2016).

Chapada do Piauí II Holding S.A.

A Chapada do Piauí II Holding S.A. constituída em 08/05/2014, tem por objetivo social exclusivo a participação nas SPEs Ventos de Santa Joana I Energias Renováveis S.A., Ventos de Santa Joana III Energias Renováveis S.A., Ventos de Santa Joana IV Energias Renováveis S.A., Ventos de Santa Joana V Energias Renováveis S.A. e Ventos de Santa Joana VII Energias Renováveis S.A., e Ventos de Santo Augusto IV Energias Renováveis S.A., constituídas em 08/05/2014, e passou a deter a totalidade das ações destas SPEs a partir do 2º semestre de 2015. As SPEs foram criadas a partir do Leilão 09/2013-ANEEL, promovido pela Aneel em 18 de novembro de 2013, cujo objeto foi a compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração eólica, para implantação dos parques eólicos denominados Ventos de Santa Joana I, IV, V e Ventos de Santo Augusto IV, com 28,9 MW, Ventos de Santa Joana III, com 29,6 MW, e Ventos de Santa Joana VII, com 27,2 MW, todos situados nos municípios de Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões, no Piauí. Os parques entraram em operação em janeiro de 2016 e possuem prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos. A Companhia possui 49,0% da participação no capital social da referida investida. A Companhia realizou no exercício, aportes de capital no montante de R\$ 26.919 e capitalização de AFAC no montante de R\$ 34.534, e apurou uma perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 6.905 (perda de R\$ 24.486 em 2016).

Eólica Serra das Vacas Holding S.A.

A Eólica Serra das Vacas Holding S.A. constituída em 08/10/2015, tem por objeto social exclusivo a participação na totalidade do capital social das SPEs Eólica Serra das Vacas I S.A., Eólica Serra das Vacas II S.A., constituídas em 21/02/2014, Eólica Serra das Vacas III S.A. e Eólica Serra das Vacas IV S.A., constituídas em 17/01/2014. As SPEs foram criadas a partir do Leilão 09/2013-ANEEL, promovido pela Aneel em 18/11/2013, cujo objeto foi a compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração eólica, para implantação dos parques eólicos denominados Serra das Vacas I, II, III e IV, situados nos municípios de Saloá, em Pernambuco, totalizando 90,76 MW de potência instalada, com prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos, cuja operação comercial iniciou em dezembro de 2015. A Companhia possui 49,0% da participação no capital social da referida investida. Durante o exercício de 2017 realizou aportes de capital no montante de R\$ 6.581, mediante a capitalização de AFAC e apurou perda com equivalência patrimonial de R\$ 5.023 durante o exercício de 2017 (perda de R\$ 7.311 em 2016).

Companhia Energética Sinop S.A.

A Companhia Energética Sinop S.A. foi constituída, através do Leilão nº 006/2013, promovido pela Aneel em 29 de agosto de 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 2017, a Companhia realizou aportes de capital no montante de R\$ 161.014 e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 106.875 (perda de R\$ 1.405 em 2016) 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 2017, a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial, no montante de R\$ 21.935 (ganho de R\$ 26.280, em 2016).

17.2 – Movimentação das Participações Societárias Permanentes:

	31/12/2016	Aumento de Capital	Capitalização de AFAC	Dividendos	Resultado de participação societária	Provisão/ Reversão	Outros	31/12/2017
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial								
<u>Controladas</u>								
- Complexo Eólico Pindaí I	338.489	43.144	-	138	(8.690)	-	-	373.081
- Complexo Eólico Pindaí II	146.589	13.423	-	-	(566)	-	-	159.446
- Complexo Eólico Pindaí III	77.135	4.699	-	-	(552)	-	-	81.282
- Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	62.226	-	-	7.324	(28.514)	-	464.184	505.220
<u>Controladas em conjunto</u>								
- STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	202.898	-	-	(21.430)	35.273	-	-	216.741
- Integração Transmissora de Energia S.A.	47.907	-	-	(3.820)	7.153	-	-	51.240
- ESBR Participações S.A.	1.665.961	-	-	-	(17.391)	-	-	1.648.570
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	564.755	-	-	23.035	69.467	-	-	657.257
- Manaus Transmissora de Energia S.A.	257.420	-	-	1.389	11.869	-	-	270.678
- Manaus Construtora Ltda.	7.343	-	-	-	202	-	-	7.545
- TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	7.829	-	-	-	19.480	-	-	27.309
- Norte Energia S.A.	1.607.827	173.700	-	-	(56.294)	-	-	1.725.233
- Complexo Eólico Sento Sé I	57.012	-	-	(3.730)	19.497	-	-	72.779
- Complexo Eólico Sento Sé II	57.157	-	-	-	(1.575)	-	-	55.582
- Complexo Eólico Sento Sé III	1.485	(304)	-	-	(124)	-	-	1.057
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	360.072	-	-	9.891	(13.661)	-	-	356.302
- VamCruz I Participações S.A.	92.452	-	33.299	(2.130)	8.014	-	-	131.635
- Chapada do Pauí I Holding S.A.	104.060	-	-	-	(12.209)	-	-	91.851
- Chapada do Pauí II Holding S.A.	117.701	26.919	34.534,00	-	(6.905)	-	-	172.249
- Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	94.614	-	6.581	-	(5.023)	-	-	96.172
- Companhia Energética SINOP S.A.	215.610	161.014	-	-	(106.875)	-	-	269.749
<u>Coligada</u>								
- Energética Águas da Pedra S.A.	104.650	-	-	(15.236)	21.935	-	-	111.349
Avaliadas ao custo								
- Outras participações	549	-	-	-	-	-	(12)	537
Sub-total	6.191.741	422.595	74.414	(4.569)	(65.489)	-	464.172	7.082.864
Provisão para perdas em investimentos								
- Complexo Eólico Pindaí I	-	-	-	-	-	(123.891)	-	(123.891)
- Complexo Eólico Pindaí II	-	-	-	-	-	(54.531)	-	(54.531)
- Complexo Eólico Pindaí III	-	-	-	-	-	(25.854)	-	(25.854)
- ESBR Participações S.A.	-	-	-	-	-	(111.828)	-	(111.828)
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	-	-	-	-	-	(3.621)	-	(3.621)
- Manaus Transmissora de Energia S.A.	(131.804)	-	-	-	-	37.360	-	(94.444)
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	-	-	-	-	-	(88.878)	-	(88.878)
- VamCruz I Participações S.A.	-	-	-	-	-	(7.028)	-	(7.028)
- Companhia Energética SINOP S.A.	(146.809)	-	-	-	-	129.643	-	(17.166)
Sub-total	(278.613)	-	-	-	-	(248.628)	-	(527.241)
Total	5.913.128	422.595	74.414	(4.569)	(65.489)	(248.628)	464.172	6.555.623

Em 14 de fevereiro de 2017 foi realizada Assembleia Geral Extraordinária nas SPEs do Complexo Eólico Sento Sé III, na qual restou aprovada a redução do capital da *Banda de Couro Energética S.A.* e *Baraúnas II Energética S.A.*, mediante a emissão e integralização de debêntures conforme disposto no Contrato de Financiamento firmado com o BNDES.

17.3 - Equivalência Patrimonial

	Investimento	Patrimônio Líquido	Resultado até 30/11/2017	Equivalência Patrimonial
<u>Controladas</u>				
Complexo Eólico Pindaí I	373.081	373.263	(8.695)	(8.690)
Complexo Eólico Pindaí II	159.446	159.489	(566)	(566)
Complexo Eólico Pindaí III	81.282	97.917	(665)	(552)
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	505.220	505.220	(28.514)	(28.514)
<u>Controladas em conjunto</u>				
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	216.741	442.327	71.986	35.273
Integração Transmissora de Energia S.A.	51.240	426.994	59.609	7.153
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	657.257	2.682.682	283.540	69.467
ESBR Participações S.A.	1.648.570	8.242.852	(86.956)	(17.391)
Manaus Transmissora de Energia S.A.	270.678	1.388.089	60.861	11.869
Manaus Construtora Ltda.	7.545	38.695	1.047	202
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	27.309	55.732	39.754	19.480
Norte Energia S.A.	1.725.233	11.501.551	(375.292)	(56.294)
Complexo Eólico Sento Sé I	72.779	139.110	39.791	19.497
Complexo Eólico Sento Sé II	55.582	113.433	(3.213)	(1.575)
Complexo Eólico Sento Sé III	1.057	65.546	(7.552)	(124)
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	356.302	727.146	(27.880)	(13.661)
Vamcruz I Participações S.A.	131.635	268.646	16.354	8.014
Chapada do Piauí I Holding S.A.	91.851	140.721	(24.916)	(12.209)
Chapada do Piauí II Holding S.A.	172.249	310.385	(14.092)	(6.905)
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	96.172	180.623	(10.253)	(5.023)
Companhia Energética SINOP S.A.	269.749	1.101.015	(436.224)	(106.875)
<u>Coligada</u>				
Energética Águas da Pedra S.A.	111.349	454.485	89.530	21.935
TOTAL	7.082.327	29.415.921	(362.346)	(65.489)

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

BALANÇO PATRIMONIAL

INVESTIDAS	2017								2016							
	ATIVO				PASSIVO				ATIVO				PASSIVO			
	Não Circulante			Total	Circulante	Não Circulante	Patrimônio Líquido	Total	Não Circulante			Total	Circulante	Não Circulante	Patrimônio Líquido	Total
	Circulante	Outros	Imobilizado, Intangível e Investimentos						Circulante	Outros	Imobilizado, Intangível e Investimentos					
Controladas																
- Complexo Eólico Pindaí I	27.590	-	356.942	384.532	11.269	-	373.263	384.532	35.205	-	314.457	349.662	11.012	-	338.650	349.662
- Complexo Eólico Pindaí II	14.415	-	147.110	161.525	2.036	-	159.489	161.525	13.153	-	135.310	148.463	1.831	-	146.632	148.463
- Complexo Eólico Pindaí III	3.425	-	95.740	99.165	1.248	-	97.917	99.165	13.081	-	80.924	94.005	1.084	-	92.921	94.005
- Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	104.725	614.926	106	719.757	178.233	36.304	505.220	719.757	116.523	609.405	127	726.055	41.269	622.560	62.226	726.055
Controladas em conjunto																
- STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	225.713	535.765	440	761.918	68.659	250.932	442.327	761.918	222.993	542.310	412	765.715	83.842	267.795	414.078	765.715
- Integração Transmissora de Energia S.A.	201.164	428.999	337	630.500	54.505	149.001	426.994	630.500	157.056	471.730	398	629.184	51.077	178.882	399.225	629.184
- ESBR Participações S.A.	888.073	790.253	20.931.848	22.610.174	941.706	13.425.616	8.242.852	22.610.174	635.182	886.818	22.175.682	23.697.682	1.246.901	14.120.972	8.329.809	23.697.682
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	626.932	5.266.871	47.028	5.940.831	313.217	2.944.932	2.682.682	5.940.831	724.943	4.979.505	44.546	5.748.994	388.702	3.055.171	2.305.121	5.748.994
- Manaus Transmissora de Energia S.A.	235.475	2.386.043	-	2.621.518	170.270	1.063.159	1.388.089	2.621.518	210.848	2.635.898	13.567	2.860.313	241.778	1.298.428	1.320.107	2.860.313
- Manaus Construtora Ltda.	351	90.701	-	91.052	5.290	47.067	38.695	91.052	325	90.858	-	91.183	6.460	47.067	37.656	91.183
- TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	53.328	306.548	126	360.002	25.513	278.757	55.732	360.002	53.203	263.423	149	316.775	22.474	278.323	15.978	316.775
- Norte Energia S.A.	1.087.819	894.768	38.928.258	40.910.845	3.143.286	26.266.008	11.501.551	40.910.845	1.147.233	402.437	35.950.015	37.499.685	1.638.101	25.142.741	10.718.843	37.499.685
- Complexo Eólico Sento Sé I	23.318	55.310	263.480	342.108	30.396	172.602	139.110	342.108	16.972	31.560	278.464	326.996	22.436	188.205	116.355	326.996
- Complexo Eólico Sento Sé II	13.526	17.288	368.545	399.359	22.060	263.866	113.433	399.359	9.071	11.263	392.884	413.218	22.322	274.249	116.647	413.218
- Complexo Eólico Sento Sé III	18.886	4.880	221.922	245.688	8.989	171.153	65.546	245.688	10.418	4.352	234.036	248.806	13.862	146.162	88.782	248.806
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	143.841	1.079.888	251	1.223.980	70.485	426.349	727.146	1.223.980	119.305	1.216.827	210	1.336.342	103.054	498.447	734.841	1.336.342
- VamCruz I Participações S.A.	84.831	-	472.194	557.025	59.034	229.345	268.646	557.025	80.963	-	502.591	583.554	29.849	365.025	188.680	583.554
- Chapada do Piauí I Holding S.A.	39.155	24.153	761.511	824.819	46.380	637.718	140.721	824.819	35.868	492.512	788.559	1.316.939	42.000	1.109.302	165.637	1.316.939
- Chapada do Piauí II Holding S.A.	41.206	21.543	839.914	902.663	80.980	511.298	310.385	902.663	45.947	392.127	883.960	1.322.034	193.520	933.182	195.332	1.322.034
- Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	16.002	14.743	488.798	519.543	26.922	311.998	180.623	519.543	20.294	-	511.454	531.748	76.186	278.117	177.445	531.748
- Companhia Energética SINOP S.A.	226.840	229.977	1.678.890	2.135.707	123.654	911.038	1.101.015	2.135.707	124.779	5.449	1.377.142	1.507.370	66.050	561.281	880.039	1.507.370
Coligada																
- Energética Águas da Pedra S.A.	138.214	30.477	712.646	881.337	133.206	293.646	454.485	881.337	102.093	30.765	733.188	866.046	114.798	324.107	427.141	866.046
Total	4.214.829	12.793.133	66.316.086	83.324.048	5.517.338	48.390.789	29.415.921	83.324.048	3.895.455	13.067.239	64.418.075	81.380.769	4.418.608	49.690.016	27.272.145	81.380.769

Obs.: Data-base das demonstrações 30/11/2017, exceto ESBR Participações S.A., Manaus Transmissora S.A., Companhia Energética SINOP S.A., IE Madeira S.A., Complexo Pindaí I, II e III, IE Garanhuns S.A., Vamcruz I Participações S.A. e Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A., cujas demonstrações possuem data-base em 31/12/2017.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

INVESTIDAS	2017								2016							
	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	260	(6.019)	(5.759)	(2.846)	(8.605)	(90)	-	(8.695)	-	(3.755)	(3.755)	4.884	1.129	(233)	-	896
- Complexo Eólico Pindaí II	468	(1.978)	(1.510)	944	(566)	-	-	(566)	7.784	(11.290)	(3.506)	1.577	(1.929)	-	-	(1.929)
- Complexo Eólico Pindaí III	-	(1.367)	(1.367)	786	(581)	(84)	-	(665)	-	(492)	(492)	1.285	793	(157)	-	636
- Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	65.208	(38.491)	26.717	(51.312)	(24.595)	(4.949)	1.030	(28.514)	58.027	(21.921)	36.106	2.096	38.202	(7.364)	2.633	33.471
Controladas em conjunto																
- STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	142.180	(20.651)	121.529	(17.941)	103.588	(47.202)	15.600	71.986	160.739	(21.382)	139.357	(26.560)	112.797	23.092	20.829	156.718
- Integração Transmissora de Energia S.A	129.146	(48.703)	80.443	(7.567)	72.876	(11.771)	(1.496)	59.609	100.314	(22.742)	77.572	(9.467)	68.105	(15.284)	8.249	61.070
- ESBR Participações S.A.	2.846.855	(1.754.210)	1.092.645	(1.220.319)	(127.674)	40.718	-	(86.956)	2.386.172	746.811	3.132.983	(1.061.192)	2.071.791	(722.295)	-	1.349.496
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	661.956	(146.360)	515.596	(192.948)	322.648	(39.108)	-	283.540	830.043	(47.361)	782.682	(204.450)	578.232	(173.345)	-	404.887
- Manaus Transmissora de Energia S.A.	186.045	(9.946)	176.099	(83.731)	92.368	(31.507)	-	60.861	266.126	(60.803)	205.323	(68.992)	136.331	(52.455)	-	83.876
- Manaus Construtora Ltda.	-	(202)	(202)	1.047	845	202	-	1.047	-	(81)	(81)	(461)	(542)	-	-	(542)
- TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	47.877	1.067	48.944	(5.525)	43.419	(4.460)	795	39.754	22.446	(14.623)	7.823	(5.652)	2.171	(961)	-	1.210
- Norte Energia S.A.	2.437.358	(1.877.555)	559.803	(662.533)	(102.730)	(272.562)	-	(375.292)	547.738	(743.073)	(195.335)	(60.739)	(256.074)	27.652	-	(228.422)
- Complexo Eólico Sento Sé I	92.106	(35.984)	56.122	(12.222)	43.900	(4.109)	-	39.791	63.296	(33.922)	29.374	(15.175)	14.199	(3.368)	-	10.831
- Complexo Eólico Sento Sé II	67.328	(46.271)	21.057	(21.861)	(804)	(2.409)	-	(3.213)	44.087	(28.896)	15.191	(24.503)	(9.312)	(1.657)	-	(10.969)
- Complexo Eólico Sento Sé III	30.345	(20.655)	9.690	(15.790)	(6.100)	(1.452)	-	(7.552)	21.372	(13.734)	7.638	(12.883)	(5.245)	(779)	-	(6.024)
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	123.187	(171.568)	(48.381)	(19.797)	(68.178)	38.778	1.520	(27.880)	230.909	(55.874)	175.035	(23.700)	151.335	(60.567)	-	90.768
- VamCruz I Participações S.A.	95.972	(48.355)	47.617	(28.093)	19.524	(3.170)	-	16.354	65.723	(36.796)	28.927	(20.069)	8.858	(2.788)	-	6.070
- Chapada do Piauí I Holding S.A.	97.363	(53.538)	43.825	(64.869)	(21.044)	(3.872)	-	(24.916)	112.103	(51.315)	60.788	(96.408)	(35.620)	(4.129)	-	(39.749)
- Chapada do Piauí II Holding S.A.	112.278	(55.798)	56.480	(65.896)	(9.416)	(4.676)	-	(14.092)	98.876	(53.303)	45.573	(91.849)	(46.276)	(3.695)	-	(49.971)
- Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	80.159	(43.136)	37.023	(44.365)	(7.342)	(2.911)	-	(10.253)	62.690	(37.373)	25.317	(38.275)	(12.958)	(1.961)	-	(14.919)
- Companhia Energética SINOP S.A.	-	(666.692)	(666.692)	6.230	(660.462)	224.238	-	(436.224)	-	(10.797)	(10.797)	2.104	(8.693)	2.958	-	(5.735)
Coligada																
- Energética Águas da Pedra S.A.	239.384	(110.181)	129.203	(22.756)	106.447	(16.917)	-	89.530	220.698	(63.173)	157.525	(30.222)	127.303	(20.038)	-	107.265
Total	7.455.475	(5.156.593)	2.298.882	(2.531.364)	(232.482)	(147.313)	17.449	(362.346)	5.299.143	(585.895)	4.713.248	(1.778.651)	2.934.597	(1.017.374)	31.711	1.948.934

Obs.: Data-base das demonstrações 30/11/2017, exceto ESBR Participações S.A., Manaus Transmissora S.A., Companhia Energética SINOP S.A., IE Madeira S.A., Complexo Pindaí I, II e III, IE Garanhuns S.A., Vamcruz I Participações S.A. e Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A., cujas demonstrações possuem data-base em 31/12/2017.

18 – 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.

18.1 - Imobilizado segregado por atividade

	Taxas médias anuais de depreciação (%)	31/12/2017	31/12/2016
Geração			
Imobilizações em serviço	2,36%	18.390.472	18.370.457
Depreciação acumulada		(9.957.327)	(9.622.595)
Imobilizações em curso		1.447.267	1.194.175
Retificadora MP 579		(7.921.468)	(8.197.052)
Impairment		(800.371)	(696.888)
Total da Geração		1.158.573	1.048.097
Transmissão			
Imobilizações em serviço	3,21%	34.800.412	34.179.171
Depreciação acumulada		(25.063.622)	(24.489.311)
Imobilizações em curso		2.967.527	3.002.935
Retificadora MP 579		(1.114.242)	(1.162.381)
Impairment		(2.646.422)	(3.460.994)
Total da Transmissão		8.943.653	8.069.420
Administração			
Imobilizações em serviço	6,22%	1.103.789	1.103.362
Depreciação acumulada		(776.341)	(724.059)
Imobilizações em curso		378.018	346.250
Total da Administração		705.466	725.553
Total		10.807.692	9.843.070

18.2 - Movimentação do Imobilizado

Ativo Imobilizado - R\$ Mil	Valor em 31/12/2016	RBSE LAUDO	Adições	Baixas	Transferências	Depreciação	Transferências entre Contas	Provisão	Valor em 31/12/2017
Geração em Serviço									
Terrenos	1.854.925	-	-	-	-	-	(85)	-	1.854.840
Reservatórios, Barragens e Adutoras	10.089.537	-	-	-	3.667	-	-	-	10.093.204
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	1.989.035	-	-	(1)	3.824	-	-	-	1.992.858
Máquinas e Equipamentos	4.435.908	-	-	(2.872)	15.479	-	-	-	4.448.515
Veículos	47	-	-	-	1	-	-	-	48
Móveis e Utensílios	1.005	-	-	-	2	-	-	-	1.007
Depreciação	(9.622.595)	-	-	2.662	-	(337.394)	-	-	(9.957.327)
Total	8.747.862	-	-	(211)	22.973	(337.394)	(85)	-	8.433.145
Geração em Curso									
Máquinas e Equipamentos	100.001	-	15.572	-	(12.404)	-	-	-	103.169
Outros	1.094.174	-	260.449	-	(10.569)	-	44	-	1.344.098
Total	1.194.175	-	276.021	-	(22.973)	-	44	-	1.447.267
Retificadora MP 579	(8.197.052)	-	(23.129)	211	-	298.502	-	-	(7.921.468)
Impairment	(696.888)	-	-	-	-	-	-	(103.483)	(800.371)
Total de Geração	1.048.097	-	252.892	-	-	(38.892)	(41)	(103.483)	1.158.573
Transmissão em Serviço									
Terrenos	469.042	-	-	-	33.593	-	(1.860)	-	500.775
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	515.227	-	-	-	28.880	-	648	-	544.755
Máquinas e Equipamentos	33.192.054	-	-	(13.529)	572.288	-	1.212	-	33.752.025
Móveis e Utensílios	2.848	-	-	(3)	12	-	-	-	2.857
Depreciação	(24.489.311)	(286.291)	-	9.557	-	(297.577)	-	-	(25.063.622)
Total	9.689.860	(286.291)	-	(3.975)	634.773	(297.577)	-	-	9.736.790
Transmissão em Curso									
Máquinas e Equipamentos	978.181	-	341.222	-	(405.641)	-	-	-	913.762
Outros	2.024.754	-	262.233	(4.044)	(229.132)	-	(46)	-	2.053.765
Total	3.002.935	-	603.455	(4.044)	(634.773)	-	(46)	-	2.967.527
Retificadora MP 579	(1.162.381)	-	-	3.536	-	44.603	-	-	(1.114.242)
Impairment	(3.460.994)	-	-	-	-	-	-	814.572	(2.646.422)
Total de Transmissão	8.069.420	(286.291)	603.455	(4.483)	-	(252.974)	(46)	814.572	8.943.653
Administração em Serviço									
Terrenos	18.766	-	-	(93)	-	-	85	-	18.758
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	266.845	-	-	(437)	-	-	-	-	266.408
Máquinas e Equipamentos	706.401	-	-	(1.717)	4.087	-	-	-	708.771
Veículos	77.459	-	-	(1.675)	-	-	-	-	75.784
Móveis e Utensílios	29.598	-	-	(114)	291	-	-	-	29.775
Outros	4.293	-	-	-	-	-	-	-	4.293
Depreciação	(724.059)	-	-	3.386	-	(55.668)	-	-	(776.341)
Total	379.303	-	-	(650)	4.378	(55.668)	85	-	327.448
Administração em Curso									
Máquinas e Equipamentos	158.126	-	4.291	-	(4.087)	-	-	-	158.330
Outros	188.124	-	31.853	-	(291)	-	2	-	219.688
Total	346.250	-	36.144	-	(4.378)	-	2	-	378.018
Total da Administração	725.553	-	36.144	(650)	-	(55.668)	87	-	705.466
Total do Imobilizado	9.843.070	(286.291)	892.491	(5.133)	-	(347.534)	-	711.089	10.807.692

Ativo Imobilizado - R\$ Mil	Valor em 31/12/2015	RBSE LAUDO	Adições	Baixas	Transferências	Depreciação	Transferências entre Contas	Provisão	Valor em 31/12/2016
Geração em Serviço									
Terrenos	1.854.933	-	-	-	-	-	(8)	-	1.854.925
Reservatórios, Barragens e Adutoras	10.089.537	-	-	-	-	-	-	-	10.089.537
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	2.071.327	-	-	(305)	1.651	-	(83.638)	-	1.989.035
Máquinas e Equipamentos	4.292.110	-	-	(2.698)	86.428	-	60.068	-	4.435.908
Móveis e Utensílios	1.007	-	-	(2)	-	-	47	-	47
Depreciação	(9.292.620)	-	-	2.409	-	(343.860)	11.476	-	(9.622.595)
Total	9.016.294	-	-	(596)	88.079	(343.860)	(12.055)	-	8.747.862
Geração em Curso									
Máquinas e Equipamentos	149.133	-	20.064	-	(69.196)	-	-	-	100.001
Outros	1.001.318	-	111.681	(21)	(18.883)	-	79	-	1.094.174
Total	1.150.451	-	131.745	(21)	(88.079)	-	79	-	1.194.175
Retificadora MP 579	(8.489.466)	-	(23.683)	557	-	334.122	(18.582)	-	(8.197.052)
Impairment	(507.262)	-	-	-	-	-	-	(189.626)	(696.888)
Total de Geração	1.170.017	-	108.062	(60)	-	(9.738)	(30.558)	(189.626)	1.048.097
Transmissão em Serviço									
Terrenos	189.342	276.347	-	-	4.031	-	(678)	-	469.042
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	539.268	12.998	-	-	20.050	-	(57.089)	-	515.227
Máquinas e Equipamentos	9.246.272	23.333.075	-	(26.155)	512.662	-	126.200	-	33.192.054
Móveis e Utensílios	1.939	-	-	(3)	908	-	4	-	2.848
Depreciação	(4.977.902)	(19.180.153)	-	17.221	-	(281.670)	(66.807)	-	(24.489.311)
Total	4.998.919	4.442.267	-	(8.937)	537.651	(281.670)	1.630	-	9.689.860
Transmissão em Curso									
Máquinas e Equipamentos	859.124	-	504.507	-	(385.450)	-	-	-	978.181
Outros	2.135.492	-	42.323	(781)	(152.201)	-	(79)	-	2.024.754
Total	2.994.616	-	546.830	(781)	(537.651)	-	(79)	-	3.002.935
Retificadora MP 579	(3.215.494)	1.973.481	8.445	8.001	-	44.605	18.581	-	(1.162.381)
Impairment	(1.307.067)	-	-	-	-	-	-	(2.153.927)	(3.460.994)
Total de Transmissão	3.470.974	6.415.748	555.275	(1.717)	-	(237.065)	20.132	(2.153.927)	8.069.420
Administração em Serviço									
Terrenos	18.768	-	-	(6)	-	-	4	-	18.766
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	281.193	-	-	(839)	-	-	(13.509)	-	266.845
Máquinas e Equipamentos	835.729	-	-	(106.559)	2.507	-	(25.276)	-	706.401
Veículos	103.775	-	-	(31.680)	1.382	-	3.982	-	77.459
Móveis e Utensílios	41.404	-	-	(12.348)	545	-	(3)	-	29.598
Outros	4.272	-	-	-	21.572	-	(21.551)	-	4.293
Depreciação	(826.010)	-	-	149.082	-	(61.694)	14.563	-	(724.059)
Total	459.131	-	-	(2.350)	26.006	(61.694)	(41.790)	-	379.303
Administração em Curso									
Máquinas e Equipamentos	157.955	-	2.678	-	(2.507)	-	-	-	158.126
Outros	171.405	-	20.238	-	(23.499)	-	19.980	-	188.124
Total	329.360	-	22.916	-	(26.006)	-	19.980	-	346.250
Total da Administração	788.491	-	22.916	(2.350)	-	(61.694)	(21.810)	-	725.553
Total do Imobilizado	5.429.482	6.415.748	686.253	(4.127)	-	(308.497)	(32.236)	(2.343.553)	9.843.070

18.3 - 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 Forçados		3,1
Comporta		3,3
Edificações - Casa de força		2,0
Gerador		3,3
Reservatórios, barragens e adutoras		2,0
Turbina hidráulica		2,5
Transmissão		
Condutor do Sistema		2,7
Disjuntor		3,0
Estrutura do Sistema		2,7
Painel, Mesa de Comando e Cubículo		3,6
Transformador de Força		2,9
Administração central		
Edificação		3,3
Sistema de Radiocomunicação		6,7
Veículos		14,3
Equipamento Geral		6,3

• Taxas anuais médias de depreciação

	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2017			2016
		Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Geração					
Custo histórico	2,36	18.390.472	(9.957.327)	8.433.145	8.747.862
Correção monetária especial		-	-	-	-
Reavaliação		-	-	-	-
Transmissão					
Custo histórico	3,22	11.141.852	(5.581.219)	5.560.633	9.689.860
Correção monetária especial		-	-	-	-
Reavaliação		23.658.560	(19.482.403)	4.176.157	-
Administração					
Custo histórico	6,14	1.103.789	(776.341)	327.448	379.303
Correção monetária especial		-	-	-	-
Reavaliação		-	-	-	-
		54.294.673	(35.797.290)	18.497.383	18.817.025
Em curso					
Geração		(7.274.572)		(7.274.572)	(7.699.765)
Transmissão		(793.137)		(793.137)	(1.620.440)
Administração		378.018		378.018	346.250
		(7.689.691)	-	(7.689.691)	(8.973.955)
Total		46.604.982	(35.797.290)	10.807.692	9.843.070

18.4 – 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	Juros capitalizados	Outros gastos	Total
Terrenos	12.684	-	-	-	(22)	12.662
Reservatórios, Barragens e Adutoras	893	90	-	-	617	1.600
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	6.604	12.941	-	-	129	19.674
Máquinas e Equipamentos	259.508	97.692	-	-	3.292	360.492
Veículos	4.572	-	-	-	-	4.572
Móveis e Utensílios	345	-	-	-	-	345
A ratear	4.939	34.062	197.173	1.027	(1.131)	236.070
Transformação, fabricação e reparo de materiais	-	-	-	-	-	-
Material em depósito	13.396	-	-	-	-	13.396
Adiantamentos a fornecedores	229.853	-	-	-	-	229.853
Outros	881	22.030	-	-	(2.181)	20.730
Total das Adições	533.675	166.815	197.173	1.027	704	899.394

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

Descrição do bem	em R\$ mil
1. TRANSFORMADOR DE FORÇA	121.470
2. ESTRUTURA (POSTE, TORRE)	67.481
3. CONDUTOR	54.876
4. DISJUNTORES	53.206
5. SIST. DE PROTEÇÃO, MED. E AUTOM.	38.390
6. TRANSFORMADOR DE MEDIDA	33.382
7. ESTRUTURA SUPORTE DE EQUIPAMENTO E BARRAMENTO	31.292
8. PAINEL, MESA DE COMANDO E CUBÍCULO	27.519
9. REATOR	25.876
10. SISTEMA DE ATERRAMENTO	21.597

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

Descrição do bem	em R\$ mil
1. TRANSFORMADOR DE MEDIDA CORRENTE	2.139
2. DISJUNTORES	465
3. TRANSFORMADOR DE MEDIDA POTENCIAL CAPACITIVO	449
4. TRANSFORMADORES DE FORÇA	289
5. PAINEL, MESA DE COMANDO E CUBÍCULO	200
6. SIST. DE COMUNIC. E PROT. CARRIER	173
7. PARA RAIOS	126
8. CHAVE SECCIONADORA	92
9. TRANSFORMADOR DE MEDIDA POTENCIAL	82
10. SISTEMA DE RESFRIAMENTO DE EQUIPAMENTOS	61

18.5 – Teste de recuperabilidade de ativos - Impairment

A Administração da Companhia avaliou em 31 de dezembro de 2017 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 6,12% (6,92% para o período de fruição de benefício fiscal) para o segmento de geração não renovados, e 5,88% (6,65% para o período de fruição de benefício fiscal) para o segmento de geração renovado e de transmissão.

A partir deste teste a Companhia reconheceu no seu resultado uma reversão para perdas relativa ao valor não recuperável dos ativos de geração e transmissão no montante de R\$ 711.089 (provisão de R\$ 2.343.553, em 2016), conforme demonstrado abaixo:

UGC - Impairment	Ano do fim da concessão	Imobilizado (na data do teste)	Taxa de Desconto	Impairment reconhecido em 2017	Impairment reconhecido em 2016
Geração					
Casa Nova	2036	150.044	-	(21.456)	(160.941)
Casa Nova II	2036	106.321	6,12%	(51.105)	(37.458)
Casa Nova III	2036	106.321	6,12%	(54.263)	(30.650)
UTE Camaçari	2027	307.295	6,12%	23.341	39.422
		669.981		(103.483)	(189.627)
Transmissão					
Contrato nº 061/2001	2042	10.841.567	6,65%	1.068.435	(1.963.082)
Demais contratos de transmissão	Até 2042	2.849.500	5,88%	(253.863)	(190.844)
		13.691.067		814.572	(2.153.926)
Total		14.361.048		711.089	(2.343.553)

18.6 - Encargos financeiros

Os custos de financiamentos e empréstimos atribuídos à aquisição, construção ou produção, estão incluídos no custo do imobilizado em curso até a data em que estiverem prontos para o uso pretendido, conforme disposições da Deliberação CVM nº 577, de 05/06/2009, que aprovou o CPC 20 (R1) – Custos de Empréstimos.

De acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 27, parte dos encargos financeiros foram transferidos para o Ativo Imobilizado em curso, conforme demonstrado a seguir:

	31/12/2017	31/12/2016
Encargos financeiros totais	269.659	201.487
(-) Transferência para o imobilizado em curso	(1.107)	(1.598)
Efeito líquido no resultado	268.552	199.889

A taxa de capitalização utilizada na determinação do montante dos custos de empréstimos elegíveis à capitalização está descrita na nota 22.

19- INTANGÍVEL

19.1 - Intangível segregado por natureza e atividade

	Taxas médias anuais de amortização (%)	31/12/2017			31/12/2016
		Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Administração	20,00%	111.722	(86.847)	24.875	34.614
		111.722	(86.847)	24.875	34.614
Em curso					
Administração		13.697	-	13.697	6.794
		13.697	-	13.697	6.794
Total		125.419	(86.847)	38.572	41.408

19.2 - Movimentação do Intangível

Intangível - R\$ Mil	Valor em 31/12/2016	Adições	Amortização	Transferências entre Contas	Valor em 31/12/2017
Administração em Serviço					
Softwares	111.722	-	-	-	111.722
Amortização	(77.108)	-	(9.739)	-	(86.847)
	34.614	-	(9.739)	-	24.875
Administração em Curso					
Softwares	6.794	6.903	-	-	13.697
	6.794	6.903	-	-	13.697
Total do Intangível	41.408	6.903	(9.739)	-	38.572

Intangível - R\$ Mil	Valor em 31/12/2015	Adições	Amortização	Transferências entre Contas	Valor em 31/12/2016
Administração em Serviço					
Softwares	90.150	-	-	21.572	111.722
Amortização	(67.830)	-	(9.278)	-	(77.108)
	22.320	-	(9.278)	21.572	34.614
Administração em Curso					
Softwares	22.363	4.410	-	(19.979)	6.794
	22.363	4.410	-	(19.979)	6.794
Total do Intangível	44.683	4.410	(9.278)	1.593	41.408

20 - FORNECEDORES

O saldo da conta Fornecedores apresenta a seguinte composição:

	31/12/2017	31/12/2016
Energia elétrica comprada	84.650	103.747
Energia elétrica - CCEE	-	535
Materiais e serviços	324.004	186.758
Encargos de uso da rede elétrica:		
Eletonorte	5.368	4.173
Eletrosul	3.870	3.821
Furnas	9.985	4.746
CTEEP	4.816	2.258
Outros	34.871	46.689
Total	467.564	352.727

21 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

21.1 - Tributos a recolher

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

	31/12/2017	31/12/2016
<u>Circulante</u>		
IRPJ	35.095	3.517
CSLL	52.237	2.502
Cofins	34.215	19.989
ICMS	33.339	23.940
INSS	18.353	18.912
PIS/Pasep	7.427	4.338
IRRF	23.404	28.741
FGTS	6.743	7.281
Outros	4.288	4.167
	215.101	113.387

22 – TRIBUTOS DIFERIDOS - PASSIVO

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

A Companhia reconheceu no exercício de 2014, integralmente em seu Passivo Não Circulante, nos termos dos Pronunciamentos Técnicos CPC 26(R1) e 32, aprovados pelas Deliberações CVM nºs 595 e 599, ambas de 15/09/2009, passivos diferidos, no valor de R\$ 106.562, resultantes de diferenças temporárias conforme distribuição a seguir:

	31/12/2017	31/12/2016
Diferenças temporárias		
Reconhecimento do laudo (Port. MME nº 120/2016)	6.221.475	6.221.475
	6.221.475	6.221.475
Débitos Fiscais		
Imposto de renda sobre diferenças temporárias	1.555.369	1.555.369
Contribuição social sobre diferenças temporárias	559.933	559.933
Não Circulante	2.115.302	2.115.302

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%.

23– FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

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

23.1 - Composição:

	31/12/2017					31/12/2016				
	Circulante			Não circulante	Total	Circulante			Não circulante	Total
	Encargos	Principal	Total	Principal		Encargos	Principal	Total	Principal	
Partes relacionadas										
Eletrobras	10.181	706.354	716.535	121.590	838.125	-	564.166	564.166	134.569	698.735
Instituições financeiras										
Banco do Brasil	80	103.448	103.528	120.689	224.217	6.454	125.000	131.454	125.000	256.454
Banco do Nordeste	1.039	49.075	50.114	67.561	117.675	32	45.636	45.668	112.870	158.538
Caixa Econômica Federal	2.303	150.000	152.303	187.500	339.803	6.249	112.500	118.749	337.500	456.249
BNDES	1.746	66.649	68.395	503.006	571.401	2.296	64.640	66.936	567.097	634.033
Total	15.349	1.075.526	1.090.875	1.000.346	2.091.221	15.031	911.942	926.973	1.277.036	2.204.009

- Eletrobras**

Os financiamentos provenientes da Eletrobras têm como principal fonte os seus recursos próprios, e como principais destinações a realização de programas de investimento.

Neste exercício, foram contratados empréstimos junto a nossa controladora, a Eletrobras, no montante de R\$ 571.517, tendo as seguintes características:

- Empréstimo no montante de R\$ 121.353, para financiamento dos custos para implantação do Plano de Aposentadoria Extraordinária - PAE, sobre o qual incide juros equivalente a 7,57% a.a.. Este contrato será pago em 18 (dezoito) parcelas mensais, iguais e sucessivas, com carência até 31/12/2018. Está garantido por recursos referentes a transmissão (Rede Básica do Sistema Existente- RBSE).
- Empréstimo no montante de R\$ 91.164, para realização de aportes na SPE Norte Energia S.A., sobre o qual incide juros equivalentes a do CDI acrescidos de 5,54% a.a., Este contrato será pago em parcela única em 31/07/2017. Está garantido por recursos referentes a transmissão (Rede Básica do Sistema

Existente- RBSE).

- Empréstimo no montante R\$ 359.000, para realização de investimentos corporativos, aportes em SPEs e implementação de ações visando à redução de custos operacionais, sobre o qual incide juros equivalentes a do CDI acrescidos de 5,54% a.a.. Este contrato será amortizado em 18 (dezoito) meses, incluindo a carência, vencendo a primeira parcela em 31/07/2017. Está garantido por recursos referentes a transmissão (Rede Básica do Sistema Existente- RBSE).
- A Companhia possui ainda contratos com a Eletrobras, com saldo de R\$ 266.608 em 31/12/2017 (R\$ 17.203, em 2016), com taxas de juros de 7,2% a.a.; CDI mais 5,54% a.a.; e 7,57% a.a. mais o IPCA. A variação do IPCA no período foi de 2,95% (6,29% em 2016).

Mediante a liberação, em 27/01/2017, dos recursos bloqueados referentes ao processo Fator K, a Companhia liquidou/amortizou empréstimos obtidos junto a Eletrobras, no montante de R\$ 359.000.

No exercício, a Companhia quitou obrigações financeiras advindas do serviço da dívida no montante de R\$ 689.278, destes, R\$ 633.318 mediante pagamentos e R\$ 55.960 através de encontro de contas com a Eletrobras.

Neste exercício, a Companhia iniciou o processo de transferência de determinadas participações acionárias detidas pela Chesf em sociedades de propósito específico, para a Eletrobras. Esta operação tem por objetivo promover a quitação de dívidas da Companhia com a Eletrobras e diminuir sua alavancagem financeira (nota 50).

- **Banco do Brasil**

Saldo de R\$ 224.217 (R\$ 256.454, em 2016) contratado com o Banco do Brasil S.A., com juros de 10,13% a.a. (135% da taxa média do CDI).

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

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

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

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

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

- **Banco do Nordeste**

Saldo de R\$ 117.675 (R\$ 158.538, em 2016), sendo o montante de R\$ 112.688 (R\$ 151.277, em 2016), contratado com juros de 10% a.a. e bônus de 2,5% por pontualidade, e o montante de R\$ 4.987 (R\$ 7.261, em 2016) contratado com juros de 4,5% a.a..

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

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

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

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

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

- **Caixa Econômica Federal**

Saldo de R\$ 339.803 (R\$ 456.249 em 2016), sendo o montante de R\$ 151.105 (R\$ 253.531, em 2016) contratado com a Caixa Econômica Federal, com juros de 115% do CDI, e está sendo amortizado em 08 (oito) parcelas semestrais com carência de 12 (doze) meses, vencendo-se a primeira após 18 (dezoito) meses a contar da concessão do empréstimo com encargos pagos trimestralmente; o montante de R\$ 188.698 (R\$ 202.718, em 2016), 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**

Saldo de R\$ 571.401 (R\$ 634.033, em 2016), sendo o montante de R\$ 362.523 (R\$ 390.226, em 2016) referente a linha de crédito do contrato 1148.1, sobre o qual incidem juros, pagos mensalmente, de 3,28% a.a. acima da TJLP, para os subcréditos A e B; 3,5% a.a. para o subcrédito C, e a variação da TJLP para o subcrédito D; e o montante de R\$ 208.878 (R\$ 243.807, em 2016) referente à linha de crédito do contrato 1149.1, sobre este contrato, incidem juros, pagos trimestralmente, de 1,5% acima da TJLP para o subcrédito A; 3,5% a.a. para o subcrédito B, e a variação da TJLP para o subcrédito C.

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

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

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

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

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

23.2 - Composição dos financiamentos e empréstimos por indexador:

	31/12/2017	31/12/2016
IPCA	122.491	215
CDI	1.271.898	1.394.235
TJLP	362.523	389.881
Sem indexador	334.309	419.678
Total	2.091.221	2.204.009
Principal	2.075.872	2.188.978
Encargos	15.349	15.031
Total	2.091.221	2.204.009

23.3 – Vencimentos das parcelas do passivo não circulante

O valor principal dos financiamentos e empréstimos a longo prazo, no montante de R\$ 1.000.346 (R\$ 1.277.036, em 2016), tem seus vencimentos assim programados:

	31/12/2017	31/12/2016
2019	396.630	513.803
2020	196.508	204.233
2021	104.149	130.911
2022	66.649	96.336
2023	63.712	58.836
Após 2023	172.698	272.917
Total Não Circulante	1.000.346	1.277.036

23.4 - Mutação dos financiamentos e empréstimos

	Circulante			Não Circulante
	Encargos	Principal	Total	Principal
Saldo em 31/12/2015	15.001	283.037	298.038	1.152.608
Ingressos	-	-	-	1.089.750
Provisão de Encargos	182.413	-	182.413	-
Variação monetária	-	8.395	8.395	(4.647)
Transferências	-	960.675	960.675	(960.675)
Amortizações/pagamentos	(182.383)	(340.165)	(522.548)	-
Saldo em 31/12/2016	15.031	911.942	926.973	1.277.036
Ingressos	-	-	-	571.517
Provisão de Encargos	267.025	-	267.025	-
Variação monetária	-	4	4	4.651
Transferências	-	852.858	852.858	(852.858)
Amortizações/pagamentos	(266.707)	(689.278)	(955.985)	-
Saldo em 31/12/2017	15.349	1.075.526	1.090.875	1.000.346

23.5 – 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 31/12/2017 (*)	Projeção do Saldo Devedor			Término da Garantia
						2018	2019	2020	
TDG	BNB (FNE)	SPE	49,0%	29.764	26.101	26.441	25.651	25.354	30/03/2031
TDG	BNB (FNE)	SPE	49,0%	58.346	52.692	52.470	52.423	52.179	30/10/2032
Manaus Transmissora	BASA (FNO)	SPE	19,5%	48.750	59.178	54.478	50.177	45.876	10/07/2030
Manaus Transmissora	BASA (FDA)	SPE	19,5%	29.250	33.031	29.942	27.298	24.447	10/07/2031
Serra das Vacas	Itaú BBA e Bradesco BBI	SPE	49,0%	132.009	132.517	127.575	122.099	116.001	2017
Serra das Vacas	Itaú BBA e Bradesco BBI	SPE	49,0%	33.320	33.918	34.400	34.787	34.349	2017
Total				331.439	337.437	325.306	312.435	298.206	

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

24 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	31/12/2017	31/12/2016
Contribuições sociais	34.918	42.209
Férias	94.297	107.906
Outros	10.097	10.742
Total	139.312	160.857

25 – INCENTIVO AO DESLIGAMENTO DE PESSOAL**25.1 - Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário – PIDV – Plano de Saúde**

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

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

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

Em 31/12/2017, o saldo da provisão corresponde ao montante de R\$ 41.797 para fazer face aos gastos com o PIDV/Plano de saúde.

25.2 - Plano de Aposentadoria Extraordinária – PAE

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

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

No período, houve a adesão de 470 empregados ao PAE, com desligamento de 464 empregados em 2017. As despesas com o PAE incluem incentivos financeiros e um plano de saúde, pelo período máximo de 60 (sessenta) meses, a partir da data de seu desligamento. Em 31/12/2017, o saldo da provisão para fazer face a estes gastos corresponde ao montante de R\$ 1.376, referente ao incentivo financeiro.

Plano de Saúde

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

Em 31/12/2017, o saldo da provisão corresponde ao montante de R\$ 33.160 para fazer face aos gastos com o plano de saúde.

26 – 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 31/12/2017.

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	31/12/2017			31/12/2016		
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Plano BD	Plano BS	Plano CD
Participantes ativos						
Participantes - nº	16	1.104	3.737	15	1.120	3.868
Idade Média (anos)	64,29	61,49	47,97	61,50	59,48	47,97
Salário Médio em R\$	8.952,71	2.111,01	12.369,00	9.620,89	2.084,73	11.193,14
Aposentados						
Participantes Aposentados - nº	4.261	1.163	633	4.375	1.173	1.498
Idade Média	74,62	66,58	64,75	72,79	64,65	64,54
Benefício em Médio R\$	4.798,49	3.528,58	3.616,65	4.545,19	3.556,99	2.758,12
Pensionistas						
Números de pensões	1.708	160	154	1.670	147	145
Benefício Médio em R\$	1.954,07	1.136,45	2.360,24	1.791,57	1.169,88	2.235,85
População Total	5.985	2.427	4.524	6.060	2.440	5.511

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

	2017	2016
Hipóteses Econômicas		
Taxa de juros de desconto atuarial anual	9,40%	11,17%
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	5,13%	5,91%
Projeção de aumento médio dos salários	5,62%	7,23%
Projeção de aumento médio dos benefícios	4,06%	4,97%
Taxa média de inflação anual	4,06%	4,97%
Hipóteses Demográficas		
Taxa de rotatividade	0,00%	0,00%
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000 Basic DES	AT-2000 BASIC (D5%) M&F
Tábua de mortalidade de inválidos	AT- 49 Segregada por sexo	AT- 49 M&F
Tábua de invalidez	Alvaro Vindas	Alvaro Vindas

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

PLANOS DE BENEFÍCIOS EM 31/12/2017

	31/12/2017				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
ALTERAÇÕES NAS OBRIGAÇÕES					
Obrigação de benefício definido no final do ano anterior	3.094.832	1.007.879	854.317	67.242	5.024.270
Custo de juros	330.143	107.344	90.399	7.552	535.438
Custo do serviço corrente	11	359	787	4.671	5.828
Benefícios pagos pelo plano	(317.235)	(71.139)	(65.770)	-	(454.144)
Redimensionamento da obrigação	238.216	77.806	(349.340)	(13.200)	(46.518)
Efeito da experiência do plano	32.707	31.655	(368.619)	(14.177)	(318.434)
Decorrentes de alterações premissas biométricas	-	-	-	-	-
Efeito da alteração de premissas financeiras	205.509	46.151	19.279	977	271.916
Obrigação de benefício definido no final do ano	3.345.967	1.122.249	530.393	66.265	5.064.874
RECONCILIAÇÃO DO VALOR JUSTO DO ATIVO DO PLANO					
Valor justo do ativo do plano no final do ano anterior	2.127.907	1.318.450	689.861	-	4.136.218
Juros sobre o valor justo do ativo do plano	226.851	141.485	73.206	-	441.542
Contribuição paga pela empresa	178.498	1.949	8.169	-	188.616
Contribuição de participante	8.667	-	7.729	-	16.396
Benefício pago pelo plano	(317.235)	(71.139)	(65.770)	-	(454.144)
Rendimento do valor justo do ativo do plano (deduzido dos juros sobre o valor justo do ativo)	62.414	(30.323)	190.662	-	222.753
Valor justo do ativo do plano no final do ano	2.287.102	1.360.422	903.857	-	4.551.381

PLANOS DE BENEFÍCIOS EM 31/12/2016

	31/12/2016				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
ALTERAÇÕES NAS OBRIGAÇÕES					
Obrigação de benefício definido no final do ano anterior	2.560.273	769.692	2.017.921	66.060	5.413.946
Custo de juros	321.768	98.618	263.531	8.680	692.597
Custo do serviço corrente	9	310	148.166	4.694	153.179
Benefícios pagos pelo plano	(297.313)	(54.233)	(57.654)	-	(409.200)
Redimensionamento da obrigação	510.095	193.492	(1.517.647)	(12.192)	(826.252)
Efeito da experiência do plano	189.284	42.831	(1.651.146)	(14.519)	(1.433.550)
Decorrentes de alterações premissas biométricas	-	-	-	-	-
Efeito da alteração de premissas financeiras	320.811	150.661	133.499	2.327	607.298
Obrigação de benefício definido no final do ano	3.094.832	1.007.879	854.317	67.242	5.024.270
RECONCILIAÇÃO DO VALOR JUSTO DO ATIVO DO PLANO					
Valor justo do ativo do plano no final do ano anterior	2.092.453	1.196.109	2.008.636	-	5.297.198
Juros sobre o valor justo do ativo do plano	264.201	155.310	272.074	-	691.585
Contribuição paga pela empresa	74.137	1.787	7.363	-	83.287
Contribuição de participante	8.485	-	79.720	-	88.205
Benefício pago pelo plano	(297.313)	(54.233)	(57.654)	-	(409.200)
Rendimento do valor justo do ativo do plano (deduzido dos juros sobre o valor justo do ativo)	(14.056)	19.477	(1.620.278)	-	(1.614.857)
Valor justo do ativo do plano no final do ano	2.127.907	1.318.450	689.861	-	4.136.218

ATIVOS GARANTIDORES POR CATEGORIA

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

Categorias de Ativo	31/12/2017			31/12/2016		
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Plano BD	Plano BS	Plano CD
Disponível	137	295	833	154	54	403
Realizável	268.754	16.361	109.174	270.799	15.287	56.017
Títulos Públicos	1.819.060	851.110	2.476.033	1.666.599	903.453	1.286.542
Crédito de Depósitos Privados	186.151	-	-	21.185	-	-
Debêntures	-	-	-	-	6.928	39.032
Ações	-	-	-	-	-	-
Investimentos em Fundos	82.729	428.893	238.674	353.508	327.270	1.067.046
Investimentos imobiliários	41.198	-	5.591	36.193	-	5.448
Empréstimos e financiamentos	144.851	87.832	99.678	143.496	86.698	96.078
Outros Realizáveis	-	-	-	-	-	-
(-) Exigíveis Previdenciários	(51.912)	(10.415)	(146.869)	(57.610)	(15.334)	(23.796)
(-) Exigível Contingencial	(184.534)	-	-	(290.720)	(18)	(4)
(-) Fundo de Investimentos	(19.332)	-	(8.095)	(15.697)	(5.888)	(6.189)
Ajuste para valor de mercado	-	(13.654)	-	-	-	-
Valor justo - parte CD	-	-	(1.871.162)	-	-	(1.830.716)
Valor justo dos ativos do plano	2.287.102	1.360.422	903.857	2.127.907	1.318.450	689.861

FLUXO PROJETADO DE PAGAMENTO DE BENEFÍCIOS

Valores esperados	Posição em 31/12/2017		
	Plano BD	Plano BS	Plano CD
Até 1 ano:	292.837	78.352	34.789
De 1 ano a 2 anos:	573.923	164.079	69.626
De 2 anos a 5 anos:	554.907	163.168	69.618
Acima de 5 anos:	1.276.547	393.639	173.520
Total dos pagamentos esperados pelo Plano:	2.698.214	799.238	347.553

MOVIMENTAÇÃO DO PASSIVO COM BENEFÍCIOS POS-EMPREGO

	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
Saldo em 31/12/2015	1.081.489	-	9.285	66.060	1.156.834
Custo dos Juros e do Serviço	49.090	310	68.446	13.375	131.221
Pagamentos	(60.221)	-	(59.941)	-	(120.162)
Ajuste atuarial	117.578	(310)	146.665	(12.192)	251.741
Saldo em 31/12/2016	1.187.936	-	164.455	67.243	1.419.634
Custo dos Juros e do Serviço	94.636	359	10.251	12.221	117.467
Pagamentos	(165.495)	-	(64.413)	-	(229.908)
Ajuste atuarial	(58.212)	(359)	(110.293)	(13.199)	(182.063)
Saldo em 31/12/2017	1.058.865	-	-	66.265	1.125.130

CUSTO PERIÓDICO LÍQUIDO

COMPONENTES DO CUSTO PERIÓDICO	Exercício de 2017				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
Custo do Serviço	11	359	787	4.671	5.828
Custo dos juros	103.292	-	17.193	7.552	128.037
Contribuição de participantes	(8.667)	-	(7.729)	-	(16.396)
CUSTO DOS BENEFÍCIOS NO PERÍODO	94.636	359	10.251	12.223	117.469

	Exercício de 2016				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
COMPONENTES DO CUSTO PERIÓDICO					
Custo do Serviço	9	310	148.166	4.694	153.179
Custo dos juros	57.566	-	-	8.681	66.247
Contribuição de participantes	(8.485)	-	(79.720)	-	(88.205)
CUSTO DOS BENEFÍCIOS NO PERÍODO	49.090	310	68.446	13.375	131.221

MOVIMENTAÇÃO DE BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO EM OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES

	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
Saldo em 31/12/2015	(1.279.417)	(31.958)	(190.291)	(67.472)	(1.569.138)
Ganhos e perdas	(117.578)	310	(146.665)	12.192	(251.741)
Saldo em 31/12/2016	(1.396.995)	(31.648)	(336.956)	(55.280)	(1.820.879)
Ganhos e perdas	58.212	359	110.293	13.199	182.063
Saldo em 31/12/2017	(1.338.783)	(31.289)	(226.663)	(42.081)	(1.638.816)

ANÁLISES DE SENSIBILIDADES NAS HIPÓTESES ADOTADAS

PLANO BD		
	2017	2016
Valor presente da obrigação de benefício definido		
Taxa de desconto (-) 25 pontos	3.417.003	3.159.014
Taxa de desconto (+) 25 pontos	3.277.526	3.032.967
Suposição de mortalidade (-) 1 ano	3.431.794	3.165.550
Suposição de mortalidade (+) 1 ano	3.258.939	3.022.713
Variações		
Taxa de desconto (-) 25 pontos	2,12%	2,07%
Taxa de desconto (+) 25 pontos	-2,05%	-2,00%
Suposição de mortalidade (-) 1 ano	2,57%	2,29%
Suposição de mortalidade (+) 1 ano	-2,60%	-2,33%

PLANO BS		
	2017	2016
Valor presente da obrigação de benefício definido		
Taxa de desconto (-) 25 pontos	1.151.401	1.035.220
Taxa de desconto (+) 25 pontos	1.094.367	981.741
Suposição de mortalidade (-) 1 ano	1.141.637	1.025.154
Suposição de mortalidade (+) 1 ano	1.102.326	990.067
Variações		
Taxa de desconto (-) 25 pontos	2,60%	2,71%
Taxa de desconto (+) 25 pontos	-2,48%	-2,59%
Suposição de mortalidade (-) 1 ano	1,73%	1,71%
Suposição de mortalidade (+) 1 ano	-1,78%	-1,77%

PLANO CD		
	2017	2016
Valor presente da obrigação de benefício definido		
Taxa de desconto (-) 25 pontos	545.843	878.518
Taxa de desconto (+) 25 pontos	515.676	831.240
Suposição de mortalidade (-) 1 ano	535.825	863.174
Suposição de mortalidade (+) 1 ano	524.756	845.078
Variações		
Taxa de desconto (-) 25 pontos	2,91%	2,83%
Taxa de desconto (+) 25 pontos	-2,77%	-2,70%
Suposição de mortalidade (-) 1 ano	1,02%	1,04%
Suposição de mortalidade (+) 1 ano	-1,06%	-1,08%

SEGURO DE VIDA		
	2017	2016
Valor presente da obrigação de benefício definido		
Taxa de desconto (-) 25 pontos	68.441	68.031
Taxa de desconto (+) 25 pontos	66.815	66.473
Suposição de mortalidade (-) 1 ano	67.682	67.303
Suposição de mortalidade (+) 1 ano	67.549	67.177
Variações		
Taxa de desconto (-) 25 pontos	1,22%	1,17%
Taxa de desconto (+) 25 pontos	-1,19%	-1,14%
Suposição de mortalidade (-) 1 ano	0,10%	0,09%
Suposição de mortalidade (+) 1 ano	-0,10%	-0,10%

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	31/12/2017	31/12/2016
Planos previdenciários	1.058.865	1.255.179
Seguro de vida	66.265	164.455
Total	1.125.130	1.419.634
Circulante	151.616	27.727
Não circulante	973.514	1.391.907

Os valores reconhecidos no período foram apurados com base no laudo atuarial preparado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

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

OUTROS BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

Além dos benefícios concedidos por intermédio dos planos de previdência complementar, a Companhia oferece outras vantagens a seus empregados, tais como: plano de saúde, seguro de vida, auxílio refeição, auxílio transporte e auxílio educação, que são periodicamente negociadas por ocasião dos acordos coletivos de trabalho. No exercício, a Companhia despendeu com essas rubricas o montante de R\$ 204.208 (R\$ 183.794, em 2016).

27 – OUTROS PASSIVOS

	31/12/2017	31/12/2016
Circulante		
Benefícios pós-emprego – contribuição normal	11.668	14.224
Aquisição de imóveis – acampamento	923	923
Convênio MME	4.707	4.707
Cauções em garantia	3.665	3.307
Acordo Chesf/Senai	1.230	1.099
Entidade seguradora	169	161
Aquisição da conexão à SE Pirapama II	1.353	1.353
Contas a Pagar - Eletropar	73	73
Valores a ressarcir - Lei nº 12.783/13	-	101.524
Outras provisões - Lei nº 12.783/2013	-	60.854
Outros	54.855	12.213
	78.643	200.438
Não Circulante		
Outras provisões - FID	58.522	-
Provisão E.S.S.	15.114	-
FGTS Conta-Empresa	4.490	4.244
Eletropar	-	10
	78.126	4.254
Total	156.769	204.692

Fator de Disponibilidade de Geração – FID

A provisão do Fator de Disponibilidade de Geração - FID foi constituída em razão da recontabilização dos valores referentes ao Complexo Paulo Afonso – Moxotó no período de dezembro de 2009 a janeiro de 2013 devido à alocação de energia superior no Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, quando da aplicação do Mecanismo de Redução da Energia Assegurada – MRA, por erro material identificado no cálculo do FID na CCEE, em relação aos valores de indisponibilidades apurados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

28 – RISCOS TRIBUTÁRIOS, CÍVEIS, TRABALHISTAS E AMBIENTAIS

	Provisão em 31/12/2016	Adições (reversões)	Baixas	Provisão em 31/12/2017
Trabalhistas	142.811	28.626	(25.434)	146.003
Cíveis	1.668.221	474.442	(30.750)	2.111.913
Ambientais	180	(180)	-	-
Fiscais	28.179	12.209	-	40.388
Total	1.839.391	515.097	(56.184)	2.298.304

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.

A Chesf, em atendimento às práticas contábeis adotadas no Brasil, adota o procedimento de classificar as causas impetradas contra a Companhia 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 Fatchesf; equiparação/enquadramento funcional e de verbas rescisórias decorrentes de inadimplências de empresas terceirizadas.

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

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

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

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

- 1.1) A Chesf é autora de uma ação na qual pede a declaração de nulidade parcial de aditivo (Fator K de correção analítica de preços) ao contrato de empreitada das obras civis da Usina Hidrelétrica Xingó, firmado com o Consórcio formado pela Companhia Brasileira de Projetos e Obras - CBPO, CONSTRAN S.A. - Construções e Comércio e Mendes Júnior Engenharia S.A. (rés neste processo, e aqui doravante assim referidas), e a devolução de importâncias pagas, a título de Fator K, no valor de aproximadamente R\$ 350.000 (valores da época, convertidos em reais), em dobro. As mesmas rés, além de contestarem o feito, ajuizaram, em paralelo, reconvenção pleiteando a condenação da Chesf a pagamentos vencidos decorrentes do mesmo aditivo contratual não tempestivamente liquidados pela Companhia (glosa parcial do Fator K entre julho de 1990 e dezembro de 1993, em obediência à Lei nº 8.030/1990, e suspensão integral do pagamento do Fator K, no período de janeiro de 1994 a janeiro de 1996).

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

Em tramitação perante o STJ (REsp 726.446) por força de recurso da Chesf, julgado majoritariamente improcedente (agosto/2010), posteriormente objeto de primeiros Embargos de Declaração de todas as partes, agora já julgados (improcedentes os da Chesf; parcialmente procedentes, em matéria de honorários de sucumbência, os das autoras reconvidadas), e também de segundos Embargos de Declaração de todas as partes, por igual agora já julgados (conhecidos e providos, porém sem efeitos modificativos relativamente ao anteriormente julgado) e novamente foram opostos Embargos de Declaração pela Chesf, que foram rejeitados com aplicação de multa de 0,01% do valor da causa. Posteriormente, a Chesf apresentou no prazo legal recurso de Embargos de Divergência (EResp) e Recurso Extraordinário (RE): o EResp, por suas particularidades específicas, depende de apreciação em parte pela Corte Especial e em parte pela primeira seção, ambas do mesmo STJ – perante a corte especial do STJ houve julgamento de improcedência (fevereiro/2016), e atualmente o mesmo EResp aguarda apreciação pela primeira seção do mesmo STJ; 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: aguarda-se o julgamento colegiado/definitivo do referido REsp 1.530.912.

A Administração da Companhia, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, atualizou a provisão em seu passivo não circulante, no montante de R\$ 1.098.566 e outros adicionais de R\$ 109.956, 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\$ 161.135. Em 31/12/2017, referida Ação Rescisória ainda encontra-se pendente de julgamento.
- 1.3) Ação de Desapropriação movida pela Companhia contra Herculano Galdino do Nascimento (Processo 0000538-66.2007.805.0245). Tendo como parte o sucessor, Henrique Moraes do Nascimento, cujo objeto da causa é a contestação do valor indenizatório pago à época. A Companhia mantém em seu passivo não circulante provisão para suportar eventual perda nesta ação no valor de R\$ 52.000. Processo em fase de instrução – laudo pericial. Decisão remetendo para Justiça Federal.

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

	31/12/2017	31/12/2016
Trabalhistas	171.134	167.964
Ambientais	706	710
Cíveis e fiscais	8.994.233	5.674.111
Total	9.166.073	5.842.785

- 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 4.^a 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. Prevalendo 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, 2.^a 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.

- 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 2.^a 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 2.^a Vara Federal de Sergipe. Em 19/02/2009 as duas ações foram consideradas processualmente conexas e passaram a tramitar juntas perante a 2.^a 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, em 31/12/2017, conclusos para sentença.

Suportada em avaliação dos advogados que patrocinam as causas pela Companhia, a expectativa da Administração sobre a possibilidade de perda dessas ações é possível quanto ao insucesso da defesa e remota quanto aos valores dos pedidos.

- 2.1.3)** Ação ordinária proposta pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia (proc. 2002.34.00.026509-0 – 15ª Vara Federal-DF) visando à contabilização e liquidação pela Aneel das transações do mercado, relativa à exposição positiva (lucro) verificada em razão da não opção pelo alívio (seguro) feita em dezembro de 2000. Decisão interlocutória proferida no bojo do Agravo de Instrumento da AES SUL (Processo nº 2002.01.00.040870-5) interposto contra a Aneel, resultou num débito de aproximadamente R\$ 110.000, com pagamento estipulado para o dia 07/11/2008.

Para suspender a exigibilidade do débito, foram adotadas naquela oportunidade as seguintes providências jurídicas: 1) ajuizamento de Pedido de Suspensão de Liminar no STJ; 2) impetração de Mandado de Segurança perante o Tribunal de Justiça do Distrito Federal - TJDF; 3) protocolização de petição postulando o ingresso da Chesf no processo, na condição de litisconsorte passiva necessária. Foram acolhidos os procedimentos 2 e 3, com a consequente reforma da liminar e suspensão do débito em questão. A Chesf ingressou na lide como litisconsorte passiva necessária e contestou a ação. Em 31/12/2011 o Tribunal Regional Federal da 1.ª Região havia julgado procedente o mandado de segurança interposto pela Chesf (medida 2), tendo a AES ingressado com Recurso Especial, que após negado provimento, interpôs recurso de apelação. A Ação foi julgada improcedente e os embargos de Declaração rejeitados, havendo assim, a apresentação de recurso de apelação pela autora. Em 31/12/2012, haviam sido oferecidos contrarrazões pela Chesf, estando pendente de apreciação a remessa para o TRF 1.ª Região. Em 31/03/2013 – TRF 1.ª Região julgou procedente o MS interposto pela Chesf (medida 2). REsp da AES, julgado. Mantida a Segurança. Ação julgada improcedente. Embargos Declaração rejeitados. No dia 26/03/2014 o Recurso de Apelação interposto pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia foi julgado e provido pelo TRF 1ª Região. Contra o acórdão que deu provimento à Apelação a Chesf opôs embargos de declaração, os quais foram rejeitados. Em 31/12/2015 o acórdão que improviu os embargos de declaração se achava pendente de publicação. Tendo sido publicado o acórdão em 14/01/2016, a Chesf e as demais rés interpuseram recurso de embargos infringentes, com o objetivo de fazer prevalecer o voto vencido. Essa posição se mantém inalterada em 31/12/2017, vez que ainda não houve o julgamento dos embargos infringentes.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante estimado de R\$ 110.000.

- 2.1.4)** Ação civil pública proposta pelo Ministério Público Federal junto à subseção Judiciária de Paulo Afonso – BA (processo n.º 2490-83.2012.4.01.3306) onde, em síntese, persegue a obtenção de decreto judicial que declare a inexistência do Aditivo ao Acordo de 1986, celebrado no ano de 1991, firmado entre a Chesf e os representantes do Polo Sindical dos Trabalhadores Rurais do Submédio São Francisco. O valor atribuído à causa foi de R\$ 1.000.000. Foi proferida sentença que declarou a nulidade do acordo de 1991, entre a CHESF e o Polo Sindical, que alterou a forma de cálculo da VMT para o equivalente a 2,5 salários mínimos; bem como para determinou o pagamento das diferenças apuradas, desde 1991, entre a verba efetivamente paga e o valor de 2,5 salários mínimos, monetariamente corrigidos e acrescidos de juros moratórios para cada família que recebeu ou ainda recebe a VMT, pelo respectivo período que tenha recebido e que pertençam à competência territorial desta Subseção Judiciária, ressalvados os casos dos reassentados que celebraram os termos de acordos extrajudicial e a escritura pública de doação com a requerida, renunciando os benefícios da VMT, assim como afastou o direito dos interessados à percepção das parcelas atingidas pela prescrição quinquenal, a contar do ajuizamento da ação. Contra a sentença foram opostas apelações pela Chesf e pelo MPF, recursos esses que aguardam julgamento, sendo distribuídos por dependência em 30/11/2016 ao relator Desembargador Federal Neviton Guedes – Quinta Turma. Em 31/12/2016 estava concluso para relatório e voto – sendo o processo redistribuído por sucessão para a Desembargadora Federal Danielle Maranhão Costa em 14/11/2017. Posição que permanece em 31/12/2017.

- 2.1.5)** Processo n.º 2014.01.1.193316-6, em trâmite perante a 23.ª Vara Cível da Circunscrição Judiciária de Brasília – DF. Trata-se de ação ordinária proposta pela Energia Potiguar Geradora Eólica S.A., Torres de Pedra Geradora Eólica S.A., Ponta do Vento Leste Geradora Eólica S.A., Torres de São Miguel Geradora Eólica S.A., Morro dos Ventos Geradora Eólica S.A., Canto da Ilha Geradora Eólica S.A., Campina Potiguar

Geradora Eólica S.A., Esquina dos Ventos Geradora Eólica S.A., Ilha dos Ventos Geradora Eólica S.A., Pontal do Nordeste Geradora Eólica S.A., e Ventos Potiguares Comercializadora de Energia S.A. tendo por objeto a indenização em danos materiais (danos emergentes e lucros cessantes), no valor de R\$ 243.067, e que seriam decorrentes de suposto atraso na entrada em operação comercial da LT Extremoz II – João Câmara II e da SE João Câmara II. Oferecida contestação e deferida produção de prova pericial em 10/03/2016, laudo apresentado pelo perito do juízo desfavorável à Chesf, com 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 31/12/2017, o processo se encontra concluso para sentença.

- 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.

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).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- 3.2)** Ação indenizatória proposta pela Hidroservice, processo nº 0009364-44.2003.4.05.8300 que tramita na 2ª Vara Federal-PE, objetivando a anulação de acordo de securitização setor elétrico com indenização pelo deságio na negociação de títulos recebidos, juros bancários. O valor atribuído à causa foi de R\$ 250.000 (históricos), estando estimado em R\$ 2.102.844. Apelações improvidas, mantendo a sentença que julgou improcedente a ação. Embargos de Declaração julgados em 26/11/2013 para corrigir o erro material apontado pela Chesf e negar provimento com relação a ambos os Embargos das partes. Apresentação de Recurso Especial e Recurso Extraordinário pela Hidroservice. A Eletrobras e a União Federal apresentaram Recurso Especial pleiteando majoração da verba honorária. O Recurso Extraordinário da Hidroservice e os 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.

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

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.

29 – PROVISÃO PARA CONTRATO ONEROSO

A Companhia realizou, em 30/09/2017, teste de suas unidades de geração e transmissão visando 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:

	31/12/2017	31/12/2016
Linha de transmissão - Funil/Itapebi	6.227	-
Linha de transmissão - Eunápolis/Teixeira de Freitas	4.059	10.521
Linha de transmissão - Recife II/Suape II	50.197	41.463
Linha de transmissão - Camaçari IV/Sapeaçu	124.104	114.501
EOL Casa Nova II	-	57.356
EOL Casa Nova III	-	56.066
Total	184.587	279.907

A variação do contrato oneroso das EOL Casa Nova II e Casa Nova III foi decorrente dos testes realizados no período à taxa de desconto de 6,12% e os períodos de vigência dos respectivos contratos.

Quanto aos contratos de transmissão, as premissas adotadas no cálculo de contrato oneroso contemplaram as receitas de transmissão dos contratos de concessão, uma taxa de desconto de 6,90% e os períodos de vigência dos respectivos contratos.

30 – 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.

30.1 – Compra de energia

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

Posições compradas		2018/2019	2020/2021	2022/2023	A partir de 2023 (pagamento remanescente)
Contratos firmados	Volume (MW)	3.358.246	2.662.043	1.945.918	10.932.111
	Preço médio (R\$)	171,92	184,32	197,56	197,24

30.2 – Venda de energia

Posições vendidas		2018/2019	2020/2021	2022/2023	A partir de 2023 (pagamento remanescente)
Contratos firmados	Volume (MW)	10.450.545	10.021.662	9.998.138	53.377.448
	Preço médio (R\$)	121,18	114,34	124,57	125,09

30.3 - Compromissos com aportes em SPEs

SPE	2017/2018
Complexo Eólico Pindaí I	127.250
Complexo Eólico Pindaí II	38.114
Norte Energia S.A.	99.306
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	33.613
ESBR Participações S.A.	40.400
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	55.679
Companhia Energética SINOP S.A.	121.015
Complexo Eólico Pindaí III	17.560
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	19.956
Total	552.893

30.4 – Imobilizado

Fornecedor	2018/2019
Weg Equipamentos Elétricos S.A.	131.129
Energ Power Ltda.	80.663
Tabocas Participações Empreendimentos S.A.	76.907
Grid Solutions Transmissão de Energia Ltda.	51.327
JPW Engenharia Elétrica Ltda.	51.137
ZTT do Brasil Ltda.	44.567
Indústria Const. e Mont. Ingelec S.A.	40.716
ABB Ltda.	37.239
Tecmon Montagens Técnicas Industrias Ltda.	28.962
Toshiba América do Sul Ltda.	25.559
Sadesul Projetos e Construções Ltda.	20.674
OEngenharia Ltda.	19.932
Real Energy Ltda.	16.154
Procable Energia e Telecomunicações S.A.	15.320
Gevisa S.A.	9.584
Wobben Windpower Indústria e Comércio Ltda.	8.595
Total	658.465

A Companhia possui um empreendimento em energia eólica denominado UEE Casa Nova, no qual sua expectativa é que para conclusão da obra sejam realizados investimentos adicionais da ordem de R\$ 385 milhões.

31 – 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	Correção Monetária Especial	Reavaliação	Total
Em serviço		144.474	-	195.109	339.583
Participação da União, Estados e Municípios	4,66	121.090	-	154.951	276.041
Participação Financeira do Consumidor	5,75	13.381	-	40.158	53.539
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	3,22	9.623	-	-	9.623
Pesquisa e Desenvolvimento	7,36	380	-	-	380
(-) Amortização Acumulada - AIS		(35.049)	-	(12.194)	(47.243)
Participação da União, Estados e Municípios		(31.961)	-	9.684	(41.645)
Participação Financeira do Consumidor		(1.704)	-	2.510	(4.214)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(1.174)	-	-	(1.174)
Pesquisa e Desenvolvimento		(210)	-	-	(210)
Em curso		2.044	-	-	2.044
Pesquisa e Desenvolvimento		2.044	-	-	2.044
Total		111.469	-	182.915	294.384

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

	Saldo inicial em 31/12/2016	Adição	Reavaliação	Saldo final em 31/12/2017
Em serviço	339.583	-	-	339.583
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	9.623	-	-	9.623
Pesquisa e Desenvolvimento	380	-	-	380
(-) Amortização Acumulada - AIS	(30.958)	(4.091)	(12.194)	(47.243)
Participação da União, Estados e Municípios	(28.777)	(3.184)	(9.684)	(41.645)
Participação Financeira do Consumidor	(1.135)	(569)	(2.510)	(4.214)
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	(864)	(310)	-	(1.174)
Pesquisa e Desenvolvimento	(182)	(28)	-	(210)
Em curso	2.018	26	-	2.044
Pesquisa e Desenvolvimento	226	26	-	252
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	1.792	-	-	1.792
Total	310.643	(4.065)	(12.194)	294.384

32- PATRIMÔNIO LÍQUIDO

32.1 - Capital social

O capital social, no valor de R\$ 9.753.953 (R\$ 9.753.953, em 2016), é constituído por ações sem valor nominal com a seguinte distribuição:

31/12/2017						
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

31/12/2016						
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.

32.2- Reservas de Capital

	31/12/2017	31/12/2016
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

32.3 - Outros Resultados Abrangentes

Em conformidade com o Pronunciamento Técnico – CPC 33(R1) (IAS 19), a Companhia reconheceu neste exercício ganhos atuariais de benefícios pós-emprego, em Outros resultados abrangentes, no valor de R\$ 244.076 (perdas de R\$ 251.741, em 2016), perfazendo um montante acumulado de R\$ 2.255.273 (R\$ 2.285.294, em 2016).

No exercício de 2016, com base na Portaria nº 120/2016 do Ministério de Minas e Energia, a Companhia registrou em outros resultados abrangentes o montante de R\$ 6.221.475, conforme quadro abaixo, referente aos ativos previstos no artigo 15, § 2º, da Lei nº 12.783/2013, denominados de Rede Básica Sistemas Existentes – RBSE. Sobre tais valores, a Companhia constituiu imposto de renda e contribuição social diferidos, no montante de R\$ 2.115.302.

Transmissão	
Principal do laudo	24.123.855
Depreciação do laudo	(17.615.600)
Subtotal	6.508.255
VOC do laudo	7.967.446
Depreciação do VOC	(3.887.240)
Diferença principal	16.156.409
Diferença de depreciação	(13.728.359)
Subtotal	6.508.256
Diferença entre principal e depreciação	2.428.050
Atualização IPCA	1.953.641
Reversão da RBSE e efeitos	1.839.784
Total	6.221.475
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	2.115.302
Efeito líquido	4.106.173

No exercício de 2017, a Companhia registrou o montante de R\$ 274.097 referente a realização da reavaliação de ativos – RBSE, em decorrência do reconhecimento da depreciação dos ativos previstos no artigo 15, § 2º, da Lei nº 12.783/2013, denominados de Rede Básica Sistemas Existentes – RBSE.

33 – 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.

	31/12/2017	31/12/2016
RECEITA OPERACIONAL BRUTA		
GERAÇÃO		
Fornecimento de energia elétrica	903.894	846.687
Operação e manutenção de usinas e suprimento	1.471.803	1.478.062
Energia elétrica de curto prazo (CCEE)	152.775	46.558
Outras receitas operacionais	9.399	9.633
TRANSMISSÃO		
Operação e manutenção do sistema de transmissão	2.315.948	1.126.521
Outras receitas operacionais	35.181	33.609
	4.889.000	3.541.070
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL		
Encargos setoriais		
Reserva Global de Reversão – RGR	(38.008)	(34.169)
Pesquisa e Desenvolvimento	(40.247)	(27.986)
Outros encargos CCEE	(499)	-
Taxa de fiscalização da Aneel	(11.719)	(14.336)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(23.280)	(10.877)
Compensação financeira p/utilização de recursos hídricos	(80.518)	(133.003)
Proinfa	(56.373)	(59.730)
ICMS sobre energia elétrica	(145.475)	(123.404)
ISS	(1.769)	(1.717)
PIS/Pasep	(75.942)	(54.709)
Cofins	(349.807)	(251.998)
	(823.637)	(711.929)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.065.363	2.829.141

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.

34 – ENCARGOS SETORIAIS

A Companhia incorreu, no exercício, em encargos setoriais que totalizaram R\$ 250.145 (R\$ 293.787, em 2016) com a seguinte composição:

	31/12/2017	31/12/2016
Reserva Global de Reversão – RGR	38.008	34.169
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	40.247	27.986
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	23.280	10.877
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – Proinfa	56.373	59.730
Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica – TFSEE	11.719	14.336
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH	80.518	133.003
Encargo de Energia de Reserva – EER	-	13.686
Total	250.145	293.787

35 - CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

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

	31/12/2017			31/12/2016
	Custos Operacionais	Despesas Operacionais	Total	Total
Energia elétrica comprada para revenda	309.414	-	309.414	332.098
Encargos de uso da rede de transmissão	634.616	-	634.616	673.051
Pessoal	446.147	917.685	1.363.832	1.013.771
Material	10.722	14.366	25.088	23.148
Combustíveis para a produção de energia	-	-	-	7.803
Serviço de terceiros	92.019	114.041	206.060	225.682
Depreciação e amortização	287.802	65.378	353.180	343.459
Provisão contrato oneroso	(95.320)	-	(95.320)	32.896
Benefícios pós-emprego	-	117.468	117.468	131.221
Arrendamentos e aluguéis	4.279	10.069	14.348	14.403
Tributos	867	5.675	6.542	7.012
Provisões para contingências	-	515.097	515.097	287.179
Provisão impairment	-	(711.089)	(711.089)	2.343.553
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	21.703	21.703	110.711
Perdas com clientes	-	(511)	(511)	36.884
Provisão para perdas na realização de investimentos	-	248.628	248.628	278.613
Outras provisões - FID	-	58.522	58.522	-
Outras provisões (reversões) operacionais	-	(30.738)	(30.738)	54.837
Outros	28.448	12.132	40.580	51.697
Total	1.718.994	1.358.426	3.077.420	5.968.018

A principal movimentação no período deveu-se aos seguintes fatos: (i) registro do Plano de Aposentadoria Extraordinária, no montante de R\$ 216.990; (ii) reversão de provisão para impairment e contrato oneroso no montante de R\$ 875.432; (iii) registro de provisão GSF no montante de R\$ 358.198; (iv) provisão para participação nos lucros ou resultados, registrado na rubrica “Pessoal” no montante de R\$ 103.426.

36 - PESSOAL E ADMINISTRADORES

Pessoal e Administradores	2017	2016
Pessoal		
Remuneração	614.799	597.841
Encargos	212.678	216.794
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	64.638	25.765
Programa de demissão voluntária	184.340	1.066
Participação nos lucros e resultados - PLR	103.038	-
Outros benefícios pós-emprego - Déficit ou superávit atuarial	-	(9.655)
Outros	178.336	176.685
Administradores		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	6.003	5.275
Total	1.363.832	1.013.771

37 – RESULTADO FINANCEIRO

	31/12/2017	31/12/2015
Receitas Financeiras		
Resultado de aplicações financeiras	21.284	47.624
Variações monetárias e acréscimos moratórios - energia vendida	68.253	132.708
Outras variações monetárias ativas	9.325	20.459
Outras receitas financeiras	95.840	81.943
PIS/Pasep e Cofins	(15)	(7)
	194.687	282.727
Despesas Financeiras		
Encargos de dívidas	(268.552)	(199.889)
Variações monetárias sobre financiamentos e empréstimos	(4.780)	(4.546)
Outras variações monetárias passivas	(19.261)	(8.547)
Atualização de valores a ressarcir - Lei nº 12.783/2013	(6.054)	(11.063)
Outras despesas financeiras	(83.177)	(41.760)
	(381.824)	(265.805)
Total	(187.137)	16.922

A variação ocorrida em encargos de dívidas foi decorrente de novos financiamentos e empréstimos obtidos no exercício.

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

	31/12/2017	31/12/2016
Prejuízo antes do imposto de renda e da contribuição social	735.317	(2.632.238)
Encargo total do imposto de renda e da contribuição social	(250.008)	894.961
Efeitos fiscais sobre adições ou exclusões temporárias	241.396	87.983
Efeitos fiscais sobre outras adições ou exclusões	(94.764)	(780.692)
Imposto de renda e contribuição social apurados	(103.376)	202.252
Imposto de renda e contribuição social corrente	(81.948)	-
Contribuição Social	(49.999)	-
Imposto de Renda	(31.949)	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(21.428)	202.252
Contribuição Social	(21.428)	74.645
Imposto de Renda	-	127.607
Imposto de renda do período e contribuição social	(103.376)	202.252

39 – 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 nº 006/2004 da geração e nº 061/2001 da transmissão, o direito ao incentivo da redução de 75% do imposto de renda abrange os anos de 2008 a 2017. Para os contratos da transmissão números 008/2005 e 007/2005 o direito ao incentivo da redução foi concedido para os anos de 2011 a 2020, e para o contrato número 010/2007, para os anos de 2014 a 2023.

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.

A Companhia usufruiu do incentivo fiscal da redução de 75% do imposto de renda, no montante de R\$ 160.139.

40 – 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 2017 e 2016, apresentando, portanto, lucro diluído igual ao lucro básico.

	31/12/2017			31/12/2016		
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total
Básico/Diluído						
Numerador						
Lucro/Prejuízo líquido atribuível aos acionistas	612.114	19.827	631.941	(2.353.746)	(76.240)	(2.429.986)
Denominador						
Quantidade de ações	54.151	1.754	55.905	54.151	1.754	55.905
Lucro/Prejuízo básico por ação em R\$	11,30	11,30	11,30	(43,47)	(43,47)	(43,47)

41 – PARTES RELACIONADAS

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

Empresas	Natureza de Operação	31/12/2017			31/12/2016		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Eletrobras	Contas a receber	915	-	-	1.223	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	838.125	-	-	698.735	-
	Contas a pagar	-	588	-	-	102.213	-
	Despesa financeira	-	-	(133.296)	-	-	(42.219)
		915	838.713	(133.296)	1.223	800.948	(42.219)
Furnas	Cientes	8.827	-	-	3.790	-	-
	Contas a pagar	-	-	-	-	26	-
	Fornecedores	-	9.985	-	-	4.746	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(91.091)	-	-	(55.566)
	Rec. de uso de rede	-	-	57.302	-	-	32.765
		8.827	9.985	(33.789)	3.790	4.772	(22.801)
Eletrosul	Cientes	178	-	-	83	-	-
	Contas a receber	45	-	-	44	-	-
	Fornecedores	-	3.870	-	-	3.821	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(46.761)	-	-	(45.731)
	Rec. de uso de rede	-	-	1.591	-	-	960
		223	3.870	(45.170)	127	3.821	(44.771)
Eletronorte	Cientes	7.168	-	-	3.324	-	-
	Energia livre	56.401	-	-	51.005	-	-
	Fornecedores	-	5.368	-	-	4.173	-
	Contas a receber	43	-	-	77	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(58.023)	-	-	(44.167)
	Rec. de uso de rede	-	-	63.566	-	-	38.045
		63.612	5.368	5.543	54.406	4.173	(6.122)
Eletro nuclear	Cientes	1.390	-	-	580	-	-
	Contas a pagar	-	-	-	-	60	-
	Rec. de uso de rede	-	-	11.985	-	-	6.662
		1.390	-	11.985	580	60	6.662
CGTEE	Cientes	548	-	-	328	-	-
	Rec. de uso de rede	-	-	4.875	-	-	2.918
		548	-	-	328	-	2.918
Eletropar	Contas a receber	479	-	-	958	-	-
	Contas a pagar	-	-	-	-	83	-
		479	-	-	958	83	-
Ceal	Cientes	62.848	-	-	51.363	-	-
	Contas a receber	21	-	-	442	-	-
	Contas a pagar	-	-	-	-	115	-
	Suprimento de energia	-	-	21.040	-	-	23.919
	Rec. de uso de rede	-	-	24.812	-	-	12.449
		62.869	-	45.852	51.805	115	36.368
Fachesf	Contribuição normal	-	11.668	-	-	14.224	-
	Despesa financeira	-	-	(50.986)	-	-	(138.672)
	Despesas operacionais	-	-	(24.726)	-	-	(25.774)
	Despesas atuariais	-	-	(5.749)	-	-	(131.221)
		-	11.668	(81.461)	-	14.224	(295.667)
Celg - D	Cientes	-	-	-	5.265	-	-
	Suprimento de energia	-	-	8.624	-	-	48.427
	Rec. de uso de rede	-	-	1.170	-	-	7.186
		-	-	9.794	5.265	-	55.613
Cepisa	Cientes	9.931	-	-	4.459	-	-
	Energia livre	3.521	-	-	3.185	-	-
	Suprimento de energia	-	-	19.467	-	-	22.131
	Rec. de uso de rede	-	-	28.735	-	-	16.295
		13.452	-	48.202	7.644	-	38.426
STN	Contas a receber	309	-	-	304	-	-
	Partic. societária permanente	216.741	-	-	202.898	-	-
	Fornecedores	-	555	-	-	842	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	3.690	-	-	3.503
	Equivalência patrimonial	-	-	35.273	-	-	76.794
	Dividendos	-	-	-	8.974	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(8.267)	-	-	(9.887)
		217.050	555	30.696	212.176	842	70.410

Continuação

Empresas	Natureza da operação	31/12/2017			31/12/2016		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Integração Transmissora de Energia S.A.	Partic. societária permanente	51.240	-	-	47.907	-	-
	Fornecedores	-	380	-	-	879	-
	Dividendos	-	-	-	1.171	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(6.563)	-	-	(7.719)
	Equivalência patrimonial	-	-	7.153	-	-	7.328
		51.240	380	590	49.078	879	(391)
Energética Águas da Pedra S.A.	Partic. societária permanente	111.349	-	-	104.650	-	-
	Clientes	317	-	-	190	-	-
	Dividendos	-	-	-	4.743	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	21.935	-	-	26.280
	Rec. de uso de rede	-	-	2.847	-	-	1.707
		111.666	-	24.782	109.583	-	27.987
ESBR Participações S.A.	Clientes	10.347	-	-	4.876	-	-
	Partic. societária permanente	1.536.742	-	-	1.665.961	-	-
	Fornecedores	-	19.620	-	-	17.206	-
	Energia comprada	-	-	(201.289)	-	-	(196.154)
	AFAC	367.200	-	-	267.600	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(17.391)	-	-	269.899
	Rec. de uso de rede	-	-	91.198	-	-	49.179
		1.914.289	19.620	(127.482)	1.938.437	17.206	122.924
I.E. Madeira	Partic. societária permanente	653.636	-	-	564.755	-	-
	Fornecedores	-	2.301	-	-	4.271	-
	Dividendos	-	-	-	23.035	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	69.467	-	-	99.198
	Receita de prest. de serviços	-	-	297	-	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(23.796)	-	-	(30.467)
			653.636	2.301	45.968	587.790	4.271
Manaus Transmissora	Partic. societária permanente	176.234	-	-	257.420	-	-
	Dividendos	2.545	-	-	3.934	-	-
	Fornecedores	-	745	-	-	1.106	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(8.471)	-	-	(9.754)
	Equivalência patrimonial	-	-	11.869	-	-	16.355
		178.779	745	3.398	261.354	1.106	6.601
Manaus Construtora	Partic. societária permanente	7.545	-	-	7.343	-	-
	Dividendos	9.178	-	-	9.178	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	202	-	-	(106)
		16.723	-	202	16.521	-	(106)
TDG	Partic. societária permanente	27.309	-	-	7.829	-	-
	Contas a receber	231	-	-	225	-	-
	Fornecedores	-	75	-	-	115	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	2.715	-	-	2.688
	AFAC	101.000	-	-	101.000	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(1.155)	-	-	(1.432)
	Equivalência patrimonial	-	-	19.480	-	-	593
		128.540	75	21.040	109.054	115	1.849
Norte Energia S.A.	Clientes	5.326	-	-	1.946	-	-
	Partic. societária permanente	1.725.233	-	-	1.607.827	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(56.294)	-	-	(34.263)
		1.730.559	-	(56.294)	1.609.773	-	(34.263)
Ceron	Clientes	1.318	-	-	715	-	-
	Suprimento de energia	-	-	7.899	-	-	5.390
	Contas a pagar	-	37	-	-	-	-
		-	-	3.748	-	-	2.221
		1.318	37	11.647	715	-	7.611
Eetroacre	Clientes	454	-	-	574	-	-
	Suprimento de energia	-	-	5.482	-	-	6.274
	Rec. de uso de rede	-	-	6	-	-	17
		454	-	5.488	574	-	6.291

Continuação

Empresas	Natureza da operação	31/12/2017			31/12/2016		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Complexo Eólico Sento Sé I	Cientes	45	-	-	27	-	-
	Contas a receber	33	-	-	31	-	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	132	-	-	341
	Partic. societária permanente	72.779	-	-	57.012	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	19.497	-	-	5.305
	Dividendos	-	-	-	1.391	-	-
	Rec. de uso de rede	-	-	336	-	-	213
		72.857	-	19.965	58.461	-	5.859
Complexo Eólico Sento Sé II	Partic. societária permanente	55.582	-	-	57.157	-	-
	Cientes	13	-	-	18	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(1.575)	-	-	(5.375)
	Dividendos	231	-	-	231	-	-
		55.826	-	(1.575)	57.406	-	(5.375)
Complexo Eólico Sento Sé III	Partic. societária permanente	1.057	-	-	1.485	-	-
	Cientes	22	-	-	11	-	-
	Fornecedores	-	727	-	-	684	-
	Compra de energia	-	-	(14.727)	-	-	(10.916)
	Equivalência patrimonial	-	-	(124)	-	-	(28)
		1.079	727	(14.851)	1.496	684	(10.944)
Cepel	Despesas operacionais	-	-	(3.376)	-	-	(12.670)
		-	-	(3.376)	-	-	(12.670)
IE Garanhuns	Partic. societária permanente	267.424	-	-	360.072	-	-
	Fornecedores	-	233	-	-	529	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	482	-	-	445
	Dividendos	-	-	-	9.891	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(13.661)	-	-	44.476
		267.424	233	(13.179)	369.963	529	44.921
Vam Cruz I Participações S.A	Partic. societária permanente	124.607	-	-	92.452	-	-
	Cientes	-	-	-	22	-	-
	Dividendos	2.130	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	8.014	-	-	2.974
	AFAC	9.800	-	-	43.099	-	-
		136.537	-	8.014	135.573	-	2.974
Extemoz	Contas a receber	232	-	-	219	-	-
	Partic. societária permanente	505.220	-	-	62.226	-	-
	Fornecedores	-	131	-	-	265	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	2.782	-	-	2.619
	Encargo de uso de rede de transmissão	-	-	(2.322)	-	-	(2.890)
	AFAC	-	-	-	590.189	-	-
	Dividendos	-	-	-	7.324	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(28.514)	-	-	33.471
		505.452	131	(28.054)	659.958	265	33.200
Chapada do Piauí I Holding S.A	Partic. societária permanente	91.851	-	-	104.060	-	-
	Cientes	-	-	-	21	-	-
	Contas a receber	-	-	-	492	-	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	-	-	-	585
	Equivalência patrimonial	-	-	(12.209)	-	-	(19.477)
		91.851	-	(12.209)	104.573	-	(18.892)
Chapada do Piauí II Holding S.A	Partic. societária permanente	172.249	-	-	117.701	-	-
	Cientes	-	-	-	29	-	-
	AFAC	-	-	-	35.213	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(6.905)	-	-	(24.486)
		172.249	-	(6.905)	152.943	-	(24.486)
Amazonas Distribuidora	Cientes	2.015	-	-	787	-	-
		2.015	-	-	787	-	-
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	Partic. societária permanente	96.172	-	-	94.614	-	-
	Cientes	-	-	-	14	-	-
	AFAC	-	-	-	9.443	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(5.023)	-	-	(7.311)
		96.172	-	(5.023)	104.071	-	(7.311)

Continuação

Empresas	Natureza da operação	31/12/2017			31/12/2016		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Cia. Energética SINOP S.A.	Partic. societária permanente	252.583	-	-	215.610	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(106.875)	-	-	(1.405)
		252.583	-	(106.875)	215.610	-	(1.405)
Complexo Eólico Pindaí I	Partic. societária permanente	249.190	-	-	338.489	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(8.690)	-	-	896
	Dividendos	-	-	-	141	-	-
		249.190	-	(8.690)	338.630	-	896
Complexo Eólico Pindaí II	Partic. societária permanente	104.915	-	-	146.589	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(566)	-	-	(1.929)
	Suprimento de energia	-	-	-	-	-	9.060
		104.915	-	(566)	146.589	-	7.131
Complexo Eólico Pindaí III	Partic. societária permanente	55.428	-	-	77.135	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(552)	-	-	528
		55.428	-	(552)	77.135	-	528

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

Eletrobras (Controladora)

- Contratos de financiamentos e empréstimos celebrados entre as partes, de acordo com as condições mencionadas na nota 23;
- Ressarcimento dos contratos da auditoria e atuarial.

Furnas

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

Eletrosul

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

Eletronorte

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

Eletronuclear

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão.

CGTEE

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão.

Eletropar

- Contratos celebrados para prestação de serviços.

Ceal

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

Fachesf

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

Celq – D

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

Cepisa

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

STN – Sistema de Transmissão do Nordeste S.A.

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

Integração Transmissora de Energia S.A.

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

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.

ESBR Participações 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 Transmissora de Energia S.A.

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

Manaus Construtora Ltda.

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

TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A.

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

Norte Energia S.A.

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

Centrais Elétricas de Rondônia S.A. – Ceron

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

Companhia de Eletricidade do Acre – Eletroacre

- Contratos celebrados para suprimento de energia elétrica.

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

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

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

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

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

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

Cepel

- Contrato de contribuição mensal como associado.

Interligação Elétrica Garanhuns S.A.

- Contratos celebrados para uso da rede do sistema de transmissão;
- 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;
- Adiantamento para futuro aumento de capital.

Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.

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

Chapada do Piauí I Holding S.A.

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

Chapada do Piauí II Holding S.A.

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Adiantamento para futuro aumento de capital.

Amazonas Distribuidora de Energia S.A.

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão.

Eólica Serra das Vacas Holding S.A.

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Adiantamento para futuro aumento de capital.

Companhia Energética SINOP S.A.

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

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;
- Remuneração pelo capital investido.

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

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

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

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

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

- Itaipu Binacional
- Boa Vista Energia S.A.
- Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. – Amazonas GT.

Remuneração de pessoal-chave

O pessoal-chave da administração inclui os conselheiros de administração e fiscal e diretores. O gasto total no exercício de 2017 está demonstrado a seguir:

	31/12/2017	31/12/2016
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	3.553	3.325
Encargos Sociais	862	852
Benefícios	666	548
Total	5.081	4.725

Os administradores não possuem pagamentos baseados em ações da Companhia.

42 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

42.1 – 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, ativo financeiro indenizável – concessão do serviço público, valores a receber – Lei nº 12.783/2013, 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 2017 e 31 de dezembro de 2016.

	31/12/2017	31/12/2015
Ativos financeiros		
Empréstimos e recebíveis		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	750.171	519.370
Financiamentos e empréstimos	32	827
Mantidos até o vencimento		
Títulos e valores mobiliários	8.287	8.209
Cauções e depósitos vinculados	156.926	126.696
Mensurados a valor justo		
Caixa e equivalentes de caixa	100.318	36.969
Total Ativos financeiros	1.015.734	692.071
Passivos financeiros		
Mensurados ao custo amortizado		
Financiamentos e empréstimos	2.091.221	2.204.009
Fornecedores	467.564	352.727
Total Passivos financeiros	2.558.785	2.556.736

43.1.1 - Ativos financeiros – classificados nas seguintes categorias

- **Caixa e equivalentes de caixa**

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

- **Clientes**

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

- **Ativo Financeiro – Concessões de serviço público**

Os valores dos ativos financeiros a serem recebidos durante a concessão estão reconhecidos pela diferença entre o valor justo dos ativos construídos ou adquiridos para fins de prestação dos serviços da concessão e o menor entre o valor contábil dos ativos financeiros com expectativa de serem recebidos no fim da concessão e o valor novo de reposição.

- **Cauções e depósitos vinculados**

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

- **Títulos e valores mobiliários**

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

- **Adiantamentos a investidas**

São decorrentes de adiantamentos para futuro aumento de capital – AFACs para as SPEs, permitindo que estas honrem seus compromissos assumidos e necessários à viabilização dos empreendimentos. Estão registrados ao custo, acrescidos dos respectivos rendimentos auferidos até a data do balanço, quando aplicável, de acordo com os respectivos contratos.

42.1.2 - Passivos financeiros – classificados nas seguintes categorias

- **Fornecedores**

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

- **Financiamentos e empréstimos**

Estas operações de crédito estão atualizadas até a data do balanço; os correspondentes encargos estão provisionados com base em taxas fixas ou variáveis vigentes em 31/12/2017. Destacam-se: os financiamentos empréstimos obtidos junto ao Banco do Brasil, a Caixa Econômica Federal e ao BNDES, que representam 68,3% do total dos financiamentos e empréstimos, destinados a provisão de fundos da conta corrente de depósitos e a investimentos corporativos; e os contratos com nossa controladora, a Eletrobras, que representam cerca de 31,7% do total dos financiamentos e empréstimos, dos quais 85,8% são remunerados a taxa de juros equivalente a CDI + 5,54% ao ano. A taxa de mercado da Eletrobras é por ela definida levando em conta o prêmio de risco compatível com as atividades do Setor Elétrico. Considerando as circunstâncias especiais envolvidas no financiamento de seus projetos de expansão, o valor de mercado desses empréstimos corresponde a seus valores contábeis.

42.2- 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 2017, 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	31/12/2017	31/12/2016
Passivos		
TJLP	362.523	389.881
CDI	1.271.898	1.394.235
IPCA	122.491	101.739
Total	1.756.912	1.885.855
Passivo líquido exposto	1.756.912	1.885.855

- **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	31/12/2017	31/12/2016
Caixa e equivalente de caixa	5	100.318	36.969
Títulos e valores mobiliários	6	48.414	21.335
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	750.171	519.370

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 2017						
Fornecedores	467.564	467.564	467.564	-	-	-
Financiamentos e empréstimos	2.091.221	2.396.804	1.263.335	444.727	424.678	264.064
Obrigações estimadas	139.312	139.312	139.312	-	-	-
Em 31 de dezembro de 2016						
Fornecedores	352.727	352.727	352.727	-	-	-
Financiamentos e empréstimos	2.204.009	2.657.542	1.137.380	614.223	561.699	344.240
Obrigações estimadas	160.857	160.857	160.857	-	-	-

42.3 – 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 2017 e 31 de dezembro de 2016, podem ser assim sumarizados:

	31/12/2017	31/12/2016
Financiamentos e empréstimos	2.091.221	2.204.009
(-)Caixa e equivalentes de caixa	100.318	36.969
Dívida líquida	1.990.903	2.167.040
Patrimônio líquido	10.718.204	10.116.284
Total do capital	12.709.107	12.283.324
Índice de alavancagem financeira	15,7%	17,6%

42.4 – ESTIMATIVA DO VALOR JUSTO

Instrumentos Financeiros	31/12/2017		31/12/2016	
	Valor Contábil	Valor de Mercado	Valor Contábil	Valor de Mercado
Aplicações financeiras	88.955	88.955	3.228	3.228
Total	88.955	88.955	3.228	3.228

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:

	31/12/2017			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Aplicações financeiras	88.955	-	-	88.955
Total	88.955	-	-	88.955
	31/12/2016			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Aplicações financeiras	3.228	-	-	3.228
Total	3.228	-	-	3.228

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.

42.5 – 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 2017 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 31/12/2017	Índice			Valor		
		Cenário provável	Cenário I (-25%)	Cenário II (- 50%)	Cenário provável	Cenário I (-25%)	Cenário II (- 50%)
Passivos							
TJLP	362.523	6,83	5,12	3,42	387.283	381.093	374.903
IPCA	122.491	3,73	2,80	1,87	127.060	125.921	124.782
CDI	1.271.898	6,61	4,96	3,31	1.355.970	1.334.984	1.313.998
Efeito líquido	(1.756.912)				(1.870.313)	(1.841.998)	(1.813.683)

Apreciação dos índices

	Saldo em 31/12/2017	Índice			Valor		
		Cenário provável	Cenário I (+25%)	Cenário II (+ 50%)	Cenário provável	Cenário I (+25%)	Cenário II (+ 50%)
Passivos							
TJLP	362.523	6,83	8,54	10,25	387.283	393.473	399.663
IPCA	122.491	4,75	5,94	7,13	128.309	129.767	131.225
CDI	1.271.898	6,61	8,26	9,92	1.355.970	1.376.957	1.398.070
Efeito líquido	(1.756.912)				(1.871.562)	(1.900.197)	(1.928.958)

43 – 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).

	31/12/2017			31/12/2016		
	Geração	Transmissão	Total	Geração	Transmissão	Total
RECETA						
Fornecimento de energia elétrica	903.894	-	903.894	846.687	-	846.687
Suprimento de energia elétrica	1.471.803	-	1.471.803	1.478.062	-	1.478.062
Energia Elétrica de Curto Prazo	152.775	-	152.775	46.558	-	46.558
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	-	2.315.948	2.315.948	-	1.126.521	1.126.521
Outras receitas	9.399	35.181	44.580	9.633	33.609	43.242
	2.537.871	2.351.129	4.889.000	2.380.940	1.160.130	3.541.070
Tributos						
ICMS	(145.475)	-	(145.475)	(123.404)	-	(123.404)
PIS-PASEP	(40.456)	(35.486)	(75.942)	(37.910)	(16.799)	(54.709)
Cofins	(186.357)	(163.450)	(349.807)	(174.620)	(77.378)	(251.998)
ISS	(467)	(1.302)	(1.769)	(474)	(1.243)	(1.717)
ENCARGOS - PARCELA "A"						
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(20.535)	(19.712)	(40.247)	(18.677)	(9.309)	(27.986)
Outros encargos CCEE	(499)	-	(499)	-	-	-
Reserva Global de Reversão - RGR	(30.232)	(7.776)	(38.008)	(25.537)	(8.632)	(34.169)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE	-	(23.280)	(23.280)	-	(10.877)	(10.877)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	(80.518)	-	(80.518)	(133.003)	-	(133.003)
Taxa de Fiscalização da Aneel	(3.707)	(8.012)	(11.719)	(10.751)	(3.585)	(14.336)
Outros encargos	-	(56.373)	(56.373)	-	(59.730)	(59.730)
	(508.246)	(315.391)	(823.637)	(524.376)	(187.553)	(711.929)
RECETA LÍQUIDA	2.029.625	2.035.738	4.065.363	1.856.564	972.577	2.829.141
CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS - PARCELA "A"						
Energia elétrica comprada para revenda	(309.414)	-	(309.414)	(332.098)	-	(332.098)
Encargo de transmissão, conexão e distribuição	(634.616)	-	(634.616)	(673.051)	-	(673.051)
Matéria-prima e Insumos para produção de energia elétrica	-	-	-	(7.803)	-	(7.803)
	(944.030)	-	(944.030)	(1.012.952)	-	(1.012.952)
RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS	1.085.595	2.035.738	3.121.333	843.612	972.577	1.816.189
CUSTOS GERENCIÁVEIS - PARCELA "B"						
Pessoal e administradores	(337.359)	(1.026.473)	(1.363.832)	(257.978)	(755.793)	(1.013.771)
Material	(6.810)	(18.278)	(25.088)	(6.093)	(17.055)	(23.148)
Serviços de terceiros	(75.046)	(131.014)	(206.060)	(76.684)	(148.998)	(225.682)
Arrendamento e aluguéis	(4.435)	(9.913)	(14.348)	(4.929)	(9.474)	(14.403)
Seguros	(2.978)	(7.951)	(10.929)	(3.354)	(8.340)	(11.694)
Doações, contribuições e subvenções	(6.579)	(4.692)	(11.271)	(9.111)	(10.387)	(19.498)
Provisões	(726.759)	719.956	(6.803)	(697.013)	(2.410.776)	(3.107.789)
Perdas na alienação de bens e direitos	-	-	-	-	-	-
(-) Recuperação de despesas	30.759	4.518	35.277	121.730	4.862	126.592
Tributos	(3.335)	(3.207)	(6.542)	(3.709)	(3.303)	(7.012)
Depreciação e amortização	(80.086)	(273.094)	(353.180)	(86.345)	(257.114)	(343.459)
Gastos diversos	(81.484)	(90.462)	(171.946)	(180.972)	(129.733)	(310.705)
Outras Receitas Operacionais	517	2.303	2.820	399	1.284	1.683
Outras Despesas Operacionais	(129)	(1.359)	(1.488)	(1.348)	(4.832)	(6.180)
	(1.293.724)	(839.666)	(2.133.390)	(1.205.407)	(3.749.659)	(4.955.066)
RESULTADO DA ATIVIDADE	(208.129)	1.196.072	987.943	(361.795)	(2.777.082)	(3.138.877)
Equivalência Patrimonial	(166.758)	101.269	(65.489)	211.609	278.108	489.717
Resultado Financeiro						
Receita financeira	102.301	92.386	194.687	174.743	107.984	282.727
Despesa financeira	(134.486)	(247.338)	(381.824)	(91.966)	(173.839)	(265.805)
	(407.072)	1.142.389	735.317	(67.409)	(2.564.829)	(2.632.238)
Imposto de renda e contribuição social	(11.414)	(91.962)	(103.376)	54.608	147.644	202.252
PREJUÍZO DO EXERCÍCIO	(418.486)	1.050.427	631.941	(12.801)	(2.417.185)	(2.429.986)
Prejuízo básico por ação (R\$)	5,29	(15,75)	(10,46)	5,29	-15,75	(10,46)
Prejuízo diluído por ação (R\$)	5,29	(15,75)	(10,46)	5,29	-15,75	(10,46)

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\$ 65.489 em 2017 (ganho de R\$ 489.717, em 2016).

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	2.528.472	-	-	2.528.472
Transmissão - T	-	2.315.948	-	2.315.948
Atividades não vinculadas - ANV	-	-	44.580	44.580
	2.528.472	2.315.948	44.580	4.889.000

Conciliação das Demonstrações de Resultado:

	Unidades de Negócio	Outorgada	Diferença
Receita	4.889.000	4.889.000	-
Deduções da receita	(817.888)	(817.888)	-
Receita líquida	4.071.112	4.071.112	-
Gastos	(3.083.169)	(3.083.169)	-
Resultado do serviço	987.943	987.943	-
Resultado financeiro	(187.137)	(187.137)	-
Equivalência patrimonial	-	(65.489)	65.489
Lucro antes da tributação e participações	800.806	735.317	65.489
Imposto de renda e contribuição social	(103.376)	(103.376)	-
Lucro do exercício	697.430	631.941	65.489

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\$ 65.489 refere-se ao resultado de equivalência patrimonial.

44 - 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 30/04/2017, cujo objetivo é obter cobertura para os seus principais ativos, tais como imobilizado em serviço e almoxarifado. Para isso, esses ativos estão segurados por apólices também anuais, especificadas por modalidade de risco, conforme demonstrado no quadro a seguir:

Apólices	Importâncias Seguradas	Prêmios Anuais
- Riscos Nomeados: Incêndio, raio, explosão, danos elétricos, equipamentos eletrônicos	6.294.090	7.955
- Riscos aeronáuticos	44.075	698
- Transporte	163.500	189
	6.501.665	8.842

Para o Seguro de Riscos Nomeados são emitidas duas apólices, sendo uma para as Usinas e outra para as Subestações, relacionando os principais equipamentos com seus respectivos valores segurados e seus limites de indenização, além dos bens em almoxarifados. O seguro possui cobertura securitária básica para: incêndio, queda de raios e explosão de qualquer natureza, danos elétricos, riscos para equipamentos eletrônicos e informática.

Na importância segurada relativa ao seguro aeronáutico, além de R\$ 17.140 referentes a danos causados às aeronaves, estão incluídos R\$ 3.367 para responsabilidade civil e R\$ 23.568 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.

45 - REMUNERAÇÃO DOS EMPREGADOS E ADMINISTRADORES

Em atendimento a Resolução nº 3, de 31 de dezembro de 2010, do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, apresentamos a seguir a maior e menor remuneração pagas a empregados e dirigentes, tomando-se por base o mês de dezembro de 2017 e 2016:

Tais remunerações são compostas de salários permanentes, gratificações e adicionais.

	2017		2016	
	Maior Remuneração	Menor Remuneração	Maior Remuneração	Menor Remuneração
Empregados	74.800,99	1.810,74	59.410,81	1.927,90
Dirigentes	61.667,99	42.002,25	57.056,09	42.002,25

	Salário/Honorário Médio	Remuneração Média	Salário/Honorário Médio	Remuneração Média
Empregados	7.025,01	10.950,75	6.534,04	10.051,13
Dirigentes	49.198,66	49.198,66	45.359,92	45.359,92

46 – 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	31/12/2017			31/12/2016
	Aplicação			Total
	Imobilizado	Resultado	Total	
Manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	4.703	6.566	11.269	10.673
Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	606	3.590	4.196	3.055
Educação ambiental para a comunidade	428	2.314	2.742	3.298
Outros projetos ambientais	904	510	1.414	1.922
Total	6.641	12.980	19.621	18.948

- *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\$ 56.273, com previsão de desembolso de R\$ 29.887 para o exercício de 2018 e R\$ 26.386 em 2019.

47 - 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	31/12/2017	31/12/2016
Empregados treinados	4.372	3.680
Homem/hora treinados	185.648	187.724
Média/hora treinamento	45	41
Índice de empregados treinados (%)	106	81
Força de trabalho treinada (%)	2	2
Investimento total (R\$ mil)	1.156	1.442
Valor médio investido por empregado (R\$ 1,00)	280	318

48 – INJUNÇÃO CONTRA REMUNERAÇÃO DAS INDENIZAÇÕES DAS EMPRESAS DE TRANSMISSÃO

A Associação Brasileira de Grandes Consumidores Livres (ABRACE) e outros, interpuseram ação judicial com petição de injunção contra o Governo Federal do Brasil e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), referente à remuneração das indenizações das empresas de transmissão que haviam renovado algumas concessões antes de seus vencimentos originais em 2013.

A Chesf reconheceu até 31 de dezembro de 2017 um valor líquido de R\$ 9.681.514 em relação a esses ativos.

Em 10/04/2017, foi proferida liminar parcial a favor da ABRACE e outros, visando a suspensão dos efeitos tarifários relativos às indenizações devidas às transmissoras por instalações da Rede Básica Existente que estavam em operação em maio de 2000 ("RBSE"), e renovaram seus contratos de concessão nos termos da Lei nº 12.783/2013.

A injunção interlocutória concedida a favor da ABRACE e outros, não aprovou todas as reivindicações, incluindo a suspensão do pagamento integral da tarifa de utilização do sistema de transmissão (TUST). No entanto, a liminar interlocutória foi concedida para excluir das tarifas a serem pagas apenas pelos reclamantes, a parcela referente à

remuneração prevista no artigo 1º, parágrafo terceiro, da Portaria MME nº 120/2016, que estabelece o custo de capital não incorporado desde a extensão dos contratos de concessão até o processo tarifário.

Com base em parecer jurídico de advogado externo, a Companhia entende que as decisões tomadas até o momento não prejudicam o direito de receber os ativos da RBSE, conforme estabelecido na Lei nº 12.783/2013 e na Portaria MME nº 120/2016, que outorga o direito de receber tais montantes, mesmo que seja em última instância devido pelo Governo Federal do Brasil. Assim, a Companhia entende que não houve evidência objetiva de perda por redução ao valor recuperável, mantendo o valor de R\$ 2.069.174 registrado no ativo não circulante.

49 – TRANSFERÊNCIA DE ATIVOS PARA ELETROBRAS

Em reunião realizada em 30/06/2017 do Conselho de Administração da Eletrobras, foi aprovado o recebimento pela Eletrobras, de determinadas participações acionárias detidas pela Chesf, em sociedades de propósito específico (“SPE”), de geração eólica e de transmissão.

A operação acima mencionada representa uma das etapas previstas no Plano Diretor de Negócios e Gestão (“PDNG”) 2017/2021, divulgado ao mercado pela nossa controladora, Eletrobras, por meio do Fato Relevante de 17/11/2016 e comunicado ao mercado da Chesf de 30/06/2017, 21/07/2017 e 26/02/2018. A transferência de ativos da Chesf para a Eletrobras, tem por objetivo promover a quitação de dívidas da Companhia com a Eletrobras e diminuir sua alavancagem financeira.

Essas participações societárias, posteriormente e conforme avaliações em andamento, poderão ser vendidas para o mercado pela Eletrobras, em conjunto ou separadamente.

SPEs	% de participação
Integração Transmissora de Energia S.A.	12,00%
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%
Manaus Transmissora de Energia S.A.	19,50%
Pedra Branca S.A.	49,00%
São Pedro do Lago S.A.	49,00%
Sete Gameleiras S.A.	49,00%
Baraúnas I Energética S.A.	49,00%
Mussambê Energética S.A.	49,00%
Morro Branco I Energética S.A.	49,00%
Baraúnas II Energética S.A.	1,50%
Banda de Couro Energética S.A.	1,70%
Vamcruz I Participações S.A.	49,00%
Chapada do Piauí I Holding S.A.	49,00%
Chapada do Piauí II Holding S.A.	49,00%
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	49,00%

Em alguns casos, em função de acordo de acionistas, a participação da Chesf deverá ser tratada diretamente com o parceiro privado no empreendimento.

A efetiva transferência dos ativos depende de autorização regulatória, societária e de agentes financiadores, conforme o caso.

50 – EVENTOS SUBSEQUENTES

50.1 – Capitalização de AFAC – Extremoz Transmissora do Nordeste ETN S.A.

Em 26/02/2018, foi realizada Assembleia Geral Extraordinária da SPE Extremoz Transmissora do Nordeste ETN S.A., na qual foi deliberado e aprovado o aumento do capital social no valor de R\$ 464.184, sendo sua integralização efetivada mediante o saldo de Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital – AFAC, existente naquela data.

50.2 – Contratação de Empréstimos

Foi celebrado em 17/01/2018 contrato de empréstimo junto à Eletrobras no montante de R\$ 155 milhões. O primeiro desembolso, no valor bruto de R\$ 110 milhões, ocorreu em 27/02/2018. Com o desconto do IOF o valor líquido do desembolso ficou em R\$ 108 milhões, restando um saldo bruto no valor de R\$ 45 milhões referente a este contrato.

51 – 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	2017			2016		
		Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Ativos							
Ativo circulante							
Caixa e equivalência de caixa	5	100.318	-	100.318	36.969	-	36.969
Títulos e valores mobiliários	6	47.456	-	47.456	19.696	-	19.696
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	736.774	(154.665)	582.109	519.002	(139.868)	379.134
Tributos e contribuições a recuperar	8	82.266	-	82.266	101.347	-	101.347
Cauções e depósitos vinculados	10	14.926	-	14.926	15.533	-	15.533
Almoxarifado	11	71.851	(4.504)	67.347	79.354	(2.707)	76.647
Serviços em curso	12	250.738	-	250.738	190.169	-	190.169
Ativo financeiro – concessões de serviço público		-	2.169.114	2.169.114	-	1.255.246	1.255.246
Dividendos a receber	13	14.084	-	14.084	70.013	-	70.013
Fachef Saúde Mais	14	65.859	-	65.859	8.448	-	8.448
Outros ativos circulantes	16	152.533	(29.906)	122.627	149.542	(30.809)	118.733
Ativo não circulante							
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	13.397	-	13.397	368	-	368
Títulos e valores mobiliários	6	958	-	958	1.639	-	1.639
Tributos compensáveis	8	196.496	-	196.496	187.637	-	187.637
Depósitos judiciais e cauções	10	660.351	-	660.351	1.120.173	-	1.120.173
Serviços em curso	12	-	-	-	75.000	-	75.000
Tributos diferidos	9	180.823	-	180.823	202.252	-	202.252
Fachef Saúde Mais	14	-	-	-	78.636	-	78.636
Adiantamentos a investidas (AFAC)	15	478.000	-	478.000	1.046.544	-	1.046.544
Ativo financeiro – concessões de serviço público		-	11.270.547	11.270.547	-	10.511.330	10.511.330
Outros ativos não circulantes	16	36.282	487.822	524.104	29.612	487.822	517.434
Investimento	17	6.558.926	-	6.558.926	5.916.431	-	5.916.431
Imobilizado	18	10.807.692	(9.676.732)	1.130.960	9.843.070	(8.789.031)	1.054.039
Intangível	19	38.572	-	38.572	41.408	-	41.408
Total do ativo		20.508.302	4.061.676	24.569.978	19.732.843	3.291.983	23.024.826
Passivo							
Passivo circulante							
Fornecedores	20	467.564	(54.578)	412.986	352.727	(49.356)	303.371
Folha de pagamento		18.029	-	18.029	20.454	-	20.454
Tributos e contribuições sociais	21	215.101	-	215.101	113.387	-	113.387
Financiamentos e empréstimos	23	1.090.875	-	1.090.875	926.973	-	926.973
Remuneração aos acionistas		-	30.600	30.600	-	-	-
Outras provisões operacionais		103.738	-	103.738	106.552	-	106.552
Obrigações estimadas	24	139.312	-	139.312	160.857	-	160.857
Incentivo ao desligamento - PIDV	25	55.642	-	55.642	36.029	-	36.029
Benefício pós-emprego	26	151.616	-	151.616	27.727	-	27.727
Encargos setoriais		142.534	-	142.534	71.671	-	71.671
Outros passivos circulantes	27	78.643	-	78.643	200.438	-	200.438
Passivo não circulante							
Tributos diferidos	22	2.115.302	1.201.352	3.316.654	2.115.302	1.127.358	3.242.660
Financiamentos e empréstimos	23	1.000.346	-	1.000.346	1.277.036	-	1.277.036
Benefício pós-emprego	26	973.514	-	973.514	1.391.907	-	1.391.907
Incentivo ao desligamento - PIDV	25	20.691	-	20.691	37.050	-	37.050
Encargos setoriais		361.790	-	361.790	344.254	-	344.254
Provisões para contingências	28	2.298.304	-	2.298.304	1.839.391	-	1.839.391
Provisão contrato oneroso	29	184.587	-	184.587	279.907	-	279.907
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	31	294.384	(237.003)	57.381	310.643	(251.601)	59.042
Outros passivos não circulantes	27	78.126	-	78.126	4.254	-	4.254
Total do passivo		9.790.098	940.371	10.730.469	9.616.559	826.401	10.442.960
Patrimônio líquido							
Capital social	32	9.753.953	-	9.753.953	9.753.953	-	9.753.953
Reservas de capital		4.916.199	-	4.916.199	4.916.199	-	4.916.199
Outros resultados abrangentes		2.255.273	(3.832.076)	(1.576.803)	2.285.294	(4.106.173)	(1.820.879)
Reservas de lucros		-	746.160	746.160	-	-	-
Prejuízos Acumulados		(6.207.221)	6.207.221	-	(6.839.162)	6.571.755	(267.407)
Total do patrimônio líquido		10.718.204	3.121.305	13.839.509	10.116.284	2.465.582	12.581.866
Total do passivo e do patrimônio líquido		20.508.302	4.061.676	24.569.978	19.732.843	3.291.983	23.024.826

	Nota	2017			2016		
		Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Operações em continuidade							
Receita							
	33						
Fornecimento de energia elétrica		903.894	-	903.894	846.687	-	846.687
Suprimento de energia elétrica		1.471.803	(55.320)	1.416.483	1.478.062	(84.841)	1.393.221
Energia Elétrica de Curto Prazo		152.775	-	152.775	46.558	-	46.558
Disponibilidade do sistema de transmissão e distribuição		2.315.948	(1.130.974)	1.184.974	1.126.521	(132.032)	994.489
Receita de construção - Geração/Transmissão		-	618.304	618.304	-	575.360	575.360
Receita financeira		-	1.357.029	1.357.029	-	9.477.157	9.477.157
Outras receitas vinculadas		44.580	-	44.580	43.242	-	43.242
Tributos							
	33						
ICMS		(145.475)	-	(145.475)	(123.404)	-	(123.404)
PIS-PASEP		(75.942)	-	(75.942)	(54.709)	-	(54.709)
Cofins		(349.807)	-	(349.807)	(251.998)	-	(251.998)
ISS		(1.769)	-	(1.769)	(1.717)	-	(1.717)
Encargos - Parcela "A"							
	33						
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(40.247)	-	(40.247)	(27.986)	-	(27.986)
Outros encargos CCEE		(499)	-	(499)	-	-	-
Reserva Global de Reversão - RGR		(38.008)	-	(38.008)	(34.169)	-	(34.169)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		(23.280)	-	(23.280)	(10.877)	-	(10.877)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH		(80.518)	5.749	(74.769)	(133.003)	9.332	(123.671)
Taxa de Fiscalização da Aneel		(11.719)	-	(11.719)	(14.336)	-	(14.336)
Outros Encargos		(56.373)	-	(56.373)	(59.730)	-	(59.730)
Receita líquida		4.065.363	794.788	4.860.151	2.829.141	9.844.976	12.674.117
Custos não gerenciáveis - Parcela "A"							
	35						
Energia elétrica comprada para revenda		(309.414)	-	(309.414)	(332.098)	-	(332.098)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição		(634.616)	-	(634.616)	(673.051)	-	(673.051)
Encargos e Demais Despesas Setoriais		-	(5.749)	(5.749)	-	(9.332)	(9.332)
Matéria-prima/Insumo para geração de energia elétrica		-	-	-	(7.803)	-	(7.803)
Custo de Construção	35	-	(618.304)	(618.304)	-	(575.360)	(575.360)
Resultado antes dos custos gerenciáveis		3.121.333	170.735	3.292.068	1.816.189	9.260.284	11.076.473
Custos gerenciáveis - Parcela "B"							
	35						
Pessoal e administradores		(1.363.832)	-	(1.363.832)	(1.013.771)	-	(1.013.771)
Material		(25.088)	-	(25.088)	(23.148)	-	(23.148)
Serviços de terceiros		(206.060)	-	(206.060)	(225.682)	-	(225.682)
Arrendamento e aluguéis		(14.348)	-	(14.348)	(14.403)	-	(14.403)
Seguros		(10.929)	-	(10.929)	(11.694)	-	(11.694)
Doações, contribuições e subvenções		(11.271)	-	(11.271)	(19.498)	-	(19.498)
Provisões		(6.803)	69.023	62.220	(3.107.789)	111.439	(2.996.350)
Recuperação de despesas		35.277	-	35.277	126.592	-	126.592
Tributos		(6.542)	-	(6.542)	(7.012)	-	(7.012)
Depreciação e amortização		(353.180)	257.148	(96.032)	(343.459)	241.747	(101.712)
Gastos diversos da atividade vinculada		(171.946)	-	(171.946)	(310.705)	-	(310.705)
Outras Receitas Operacionais		2.820	-	2.820	1.683	-	1.683
Outras Gastos Operacionais		(1.488)	-	(1.488)	(6.180)	-	(6.180)
Resultado da Atividade		987.943	496.906	1.484.849	(3.138.877)	9.613.470	6.474.593
Equivalência patrimonial		(65.489)	-	(65.489)	489.717	-	489.717
Resultado Financeiro							
Receitas financeiras		194.687	(9.576)	185.111	282.727	(11.082)	271.645
Despesas financeiras		(381.824)	(1.110)	(382.934)	(265.805)	(799)	(266.604)
Resultado antes dos impostos		735.317	486.220	1.221.537	(2.632.238)	9.601.589	6.969.351
Imposto de renda e contribuição social		(103.376)	(73.994)	(177.370)	202.252	(3.186.328)	(2.984.076)
Resultado líquido das operações em continuidade		631.941	412.226	1.044.167	(2.429.986)	6.415.261	3.985.275
Resultado líquido do exercício		631.941	-	1.044.167	(2.429.986)	-	3.985.275
Lucro/Prejuízo por ação		11,30	-	18,68	(43,47)	-	71,29

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

51.1 - 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.

51.2 - Ativos financeiros da concessão

Os ajustes são decorrentes de contabilização, na contabilidade societária, de expectativa de direito incondicional de receber caixa (indenização) e atualizações dos saldos. Estes lançamentos na contabilidade societária foram realizados em atendimento ao disposto na ICPC 01 – Contratos de Concessão, 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\$ 13.439.661.

51.3. Imobilizado

Os ajustes são decorrentes da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão (IFRIC 12), que determina a contabilização dos ativos da geração, que tiveram seus contratos prorrogados, e dos ativos da transmissão, como Ativo Financeiro.

51.4 – 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.

51.5. Efeitos de contabilização de contratos de concessão (ICPC 01)

51.5.1 - Receita e custo de construção (resultado)

Os ajustes, no montante de R\$ 618.304, são decorrentes do andamento das obras do sistema de transmissão, e dos investimentos nas usinas prorrogadas, ambos abrangidos pela ICPC 01 – Contratos de concessão.

51.5.2 - Remuneração do ativo financeiro (resultado)

Os ajustes, no montante de R\$ 1.357.029, são decorrentes de atualização do ativo financeiro da transmissão.

51.5.3 - 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 ICPC 01.

51.5.4 – Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	31/12/2017	31/12/2016
Saldos conforme contabilidade societária	13.839.509	12.581.866
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória	(3.121.305)	(2.465.582)
Remuneração do ativo financeiro da concessão (ICPC 01)	(12.949.432)	(11.592.403)
ICPC 01 - Contratos de concessão	3.012.121	1.881.147
Outros (ajustes CPCs)	(354.377)	(94.212)
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis	3.307.707	3.233.713
Reavaliação de Ativos - RBSE	3.832.076	4.106.173
Dividendos propostos	30.600	-
Saldo conforme contabilidade regulatória	10.718.204	10.116.284

51.5.5 – Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	31/12/2017	31/12/2016
Lucro/Prejuízo conforme contabilidade societária	1.044.167	3.985.275
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória	(412.226)	(6.415.261)
Remuneração do ativo financeiro da concessão (ICPC 01)	(1.357.029)	(9.477.157)
ICPC 01 - Contratos de concessão	1.130.974	132.032
Outros (ajustes CPCs)	(260.165)	(256.464)
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis	73.994	3.186.328
Lucro/Prejuízo conforme contabilidade regulatória	631.941	(2.429.986)

DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016**SINVAL Z Aidan GAMA**Diretor-Presidente
CPF – 034.022.663-34**ADRIANO SOARES DA COSTA**Diretor Econômico-Financeiro
CPF – 619.661.504-15**ROBERTO PORDEUS NÓBREGA**Diretor de Engenharia e Construção
CPF – 127.354.774-87**JOÃO HENRIQUE DE ARAÚJO FRANKLIN NETO**Diretor de Operação
CPF – 192.420.694-34**JOEL DE JESUS LIMA SOUSA**Diretor de Gestão Corporativa
CPF – 125.839.364-68**FERNANDO ANTÔNIO CAVALCANTI TEIXEIRA**Superintendente de Contabilidade
Contador CRC – PE - 015257/O-0 CPF – 515.436.304-30



Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis regulatórias

Aos Conselheiros e aos acionistas da

Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf

Recife – PE

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas. As demonstrações contábeis foram elaboradas pela administração da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf ("Companhia") com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE.

Base para opinião

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

Ênfase – Base de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias

Chamamos a atenção para a nota explicativa 3 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf ("Companhia") a cumprir os requerimentos da ANEEL. Conseqüentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outras finalidades. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.

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

Chamamos a atenção para a Nota Explicativa 4.16 (a) às demonstrações contábeis regulatórias, que indica que o valor correspondente relativo ao lucro líquido da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016, apresentado para fins de comparabilidade, foi diminuído em R\$ 27.450 mil, como resultado da baixa dos custos previamente capitalizados e de baixa em investimento avaliado pelo método de equivalência patrimonial, representando os valores estimados relacionados com as atividades ilícitas que certa coligada da Companhia capitalizou em excesso na aquisição de imobilizado. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.

Ênfase – Projetos hidroelétricos e eólicos de empresas investidas

Conforme mencionado na nota explicativa nº 30.3, a Companhia mantém investimentos em Sociedades de Propósito Específico (SPE) que se encontram em fase pré-operacional e que vêm incorrendo em gastos significativos relacionados ao desenvolvimento dos projetos hidrelétricos e eólicos, sendo os mais relevantes os projetos hidrelétricos da UHE Belo Monte (Rio Xingu), UHE Sinop (Rio Teles Pires) e Complexo Eólico Pindiaí I. Adicionalmente, as investidas ESBR Participações S.A., Norte Energia S.A. e Chapada do Piauí II Holding S.A., que encontram-se em fase pré-operacional, nas quais a Companhia participa com 20%, 15% e 49%, respectivamente, apresentavam, em 31 de dezembro de 2017, capital circulante líquido negativo, no montante R\$ 2.650.340 mil. A conclusão das obras dessas investidas depende do suporte financeiro por parte da Companhia e demais acionistas. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações contábeis regulatórias como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros

Veja as Notas nºs 4.10.2 e 18.5 das demonstrações contábeis regulatórias

Principais assuntos de auditoria	Como nossa auditoria conduziu esse assunto
<p>A Companhia avaliou a existência de indicadores de redução ao valor recuperável em relação às suas Unidades Geradoras de Caixa (UGCs) e para o cálculo do valor recuperável utilizou-se do método de fluxo de caixa descontado com base em projeções econômico-financeiras. Devido às incertezas inerentes ao processo de determinação das estimativas de fluxos caixa futuros e suas estimativas para determinar a capacidade de recuperação de ativos, como a taxa interna de retorno, taxa de desconto, custo do capital, preço de liquidação das diferenças (PLD) médio, bem como à complexidade do processo, o qual requer um grau significativo de julgamento por parte da Companhia para determinação da estimativa contábil que pode impactar o valor desses ativos nas demonstrações contábeis regulatórias e o valor do investimento registrado pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações contábeis, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.</p>	<p>Avaliamos as premissas utilizadas pela Companhia para determinar a existência de indicadores de que os ativos possam ter sofrido desvalorização e para determinar suas unidades geradoras de caixa, bem como avaliamos os controles internos chave relativos à identificação e mensuração do valor recuperável das unidades geradoras de caixa da Companhia. Com o auxílio de nossos especialistas em finanças corporativas, avaliamos as principais premissas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa futuros e comparamos os orçamentos aprovados para o exercício anterior com os valores reais apurados de forma a verificar a habilidade da Companhia em projetar resultados futuros.</p> <p>Adicionalmente, comparamos o valor recuperável apurado com base nos fluxos de caixa descontados, por unidade geradora de caixa, com o respectivo valor contábil dos ativos imobilizado e intangível com vida útil definida e avaliamos a adequação das divulgações feitas nas demonstrações contábeis regulatórias.</p> <p>No decorrer da nossa auditoria identificamos ajustes considerados imateriais, e, portanto, não afetaram a mensuração e a divulgação dos ativos não financeiros, registrados e divulgados pela Administração. Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que, no tocante à sua recuperabilidade, os saldos dos ativos não financeiros, bem como as divulgações relacionadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações contábeis regulatórias, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.</p>

Valor recuperável dos investimentos em Sociedades de Propósito Específico (SPE)

Veja as Notas nºs 4.10.1 e 17.1.1 das demonstrações contábeis regulatórias.

Principais assuntos de auditoria	Como nossa auditoria conduziu esse assunto
<p>A Companhia detém participações societárias em diversas SPEs constituídas a partir de leilões públicos relacionados a concessões, nos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica. Considerando a redução significativa das tarifas de geração e transmissão nos últimos anos, bem como as atuais condições macroeconômicas do Brasil, e as incertezas do setor em que essas SPEs operam, os resultados operacionais e financeiros dessas SPEs poderão ser adversamente afetados, impactando por meio de equivalência patrimonial, as demonstrações contábeis da Companhia. Esses investimentos realizados nas SPEs também estão sujeitos a atrasos nos licenciamentos ambientais que podem acarretar redução na rentabilidade dos projetos. Com a identificação desses indicadores (<i>triggers</i>), a Companhia avaliou a existência de redução ao valor recuperável (<i>impairment</i>) destas SPEs. Os principais documentos utilizados para a avaliação econômica foram: (i) o fluxo de caixa projetado da SPE, com base no histórico de operações de cada uma delas; (ii) outros eventos macroeconômicos que possam ter impacto nos modelos de negócio; e (iii) o plano de negócio da Companhia para os anos subsequentes.</p> <p>Devido à relevância e ao alto grau de julgamento envolvido no processo de determinação das estimativas de rentabilidade futura para fins de avaliação da recuperabilidade desses investimentos, realizado por meio de modelos de avaliação econômica que pode impactar o valor desses ativos nas demonstrações contábeis regulatórias, consideramos esse assunto como significativo para a nossa auditoria.</p>	<p>Obtivemos entendimento dos procedimentos realizados pela Companhia e comparamos o valor em uso das principais SPE com o valor contábil do investimento e, para os casos em que o valor recuperável do investimento foi inferior, avaliamos se apenas essa comparação já constituía evidência de redução do valor recuperável do investimento (<i>impairment</i>), considerando as análises qualitativas que podem sugerir perdas sobre o valor recuperável, tais como atrasos no cronograma, condições desfavoráveis do mercado que altere a taxa interna de retorno (estimada no projeto inicial), impedimento por parte de órgão reguladores e/ou fiscalizadores, contingenciamento financeiro do orçamento do projeto vinculado à SPE, vis-à-vis o julgamento previamente exercido pela Companhia quanto ao assunto. A Companhia prepara avaliação de valor recuperável sempre que, em seu julgamento, houver indicativo de perda em determinado investimento.</p> <p>Preparamos avaliações semelhantes, de forma independente, e solicitamos à Companhia seus estudos de valor justo, assim como os julgamentos exercidos quanto às evidências qualitativas. Com o auxílio de nossos especialistas em finanças corporativas, analisamos os estudos de valor em uso e valor justo preparados pela Companhia e analisamos a razoabilidade dos modelos matemáticos, dentro de padrões de mercado aceitos, das projeções de fluxos de caixa e a capacidade de execução dos planos de negócios de cada SPE, sob os quais as avaliações econômico-financeiras foram estruturadas. Avaliamos também se as divulgações efetuadas nas demonstrações contábeis regulatórias estão de acordo com as regras contábeis aplicáveis e efetuadas de forma consistente.</p> <p>No decorrer da nossa auditoria identificamos ajustes considerados imateriais, e, portanto, não afetaram a mensuração e a divulgação dos investimentos em Sociedades de Propósito Específico (SPE), registrados e divulgados pela Administração. Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que, no tocante à sua</p>

recuperabilidade, os saldos dos investimentos em Sociedades de Propósito Específico (SPE), bem como as divulgações relacionadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações contábeis regulatórias, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

Outros assuntos

A Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf (“Companhia”) preparou um conjunto de demonstrações contábeis para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente separado, com data de 19 de março de 2018.

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis regulatórias e o relatório dos auditores

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

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

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis regulatórias, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da Administração e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o MCSE, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

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

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

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias

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

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

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

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

Recife, 27 de abril de 2018

KPMG Auditores Independentes

CRC PE-000904/F-7



João Alberto da Silva Neto

Contador CRC RS-048980/O-0 T-CE