

**DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS
REGULATÓRIAS**

2016



ÍNDICE

Relatório da Administração	Pág.
Mensagem da Administração	1
Geração e Transmissão de Energia Elétrica	2
Geração	2
Modernização do Sistema de Geração	7
Usina Termelétrica	7
Geração Distribuída	8
Transmissão	8
Qualidade do Fornecimento	29
Tecnologia da Informação	31
Novos Negócios e Parcerias	32
Composição Acionária	32
Relacionamento com Acionistas	32
Investimentos	33
Investimentos em Ativos Próprios	33
Investimentos em Sociedades de Propósito Específico	33
Conjuntura Econômica	34
Desempenho Econômico-Financeiro	35
Relacionamento com Auditores Independentes	39
Gestão	39
Informações de Natureza Social e Ambiental	43
Demonstrações Financeiras	
Balanco Patrimonial	
Ativo	45
Passivo e Patrimônio Líquido	46
Demonstração do Resultado	47
Demonstração do Resultado Abrangente	48
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido	49
Demonstração do Fluxo de Caixa	50
Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras	51
Composição da Diretoria e dos Conselhos de Administração e Fiscal	148
Parecer dos Auditores Independentes	

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

O ano de 2016 foi de dificuldades para a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco. Com uma extensa carteira de obras para entregar, enfrentou significativa redução da disponibilidade de caixa, devido a bloqueios judiciais em suas contas de R\$ 491,1 milhões, referentes ao processo conhecido como Fator K.

A insuficiência de caixa associada à pequena margem EBITDA dificultou significativamente a captação de recursos junto aos bancos previstos no Plano de Negócios, comprometendo o pagamento aos fornecedores com a consequente paralização da implantação de 80 empreendimentos. A companhia encerrou o ano de 2016 com prejuízo de R\$ 2.430,0 milhões.

Neste exercício, a Aneel homologou o montante de R\$ 5,09 bilhões, com data base de 31.12.2012, relativos aos ativos de transmissão das instalações denominadas de Rede Básica do Sistema Existente – RBSE, existentes em maio de 2000, não amortizados e/ou não depreciados até 31 de dezembro de 2012, conforme determinação do Ministério das Minas e Energia por meio da Portaria nº 120/2016, relativo aos ativos previstos no artigo 15, parágrafo 2º, da Lei nº 12.783/2013. De acordo com a Portaria MME nº 120/2016, o recebimento dessas receitas dar-se-á a partir de julho de 2017, em valores mensais, durante oito anos.

Reduzindo custos, otimizando despesas e com o apoio da holding Eletrobras e do Ministério de Minas e Energia, a Chesf conseguiu fechar 2016 com a entrega de obras prioritárias, realizando melhorias em subestações, além de ter participado de empreendimentos de geração e transmissão, corporativos e em parceria com a iniciativa privada. Outro destaque do ano foi a atualização da identidade empresarial e o mapa estratégico 2017-2021.

Em continuidade ao aprimoramento das práticas de integridade no ambiente corporativo, a Chesf, criou, ainda em 2016, a Coordenadoria de Conformidade, Controle Interno e Gestão de Riscos, refletindo as ações da Eletrobras, de fortalecer seu Programa Anticorrupção. No final do ano, foi lançado o “Programa Eletrobras 5 Dimensões e, também, a segunda edição do Código de Ética e de Conduta das Empresas Eletrobras, adotados pela Chesf.

O “Programa Eletrobras 5 Dimensões” representa um avanço no nível de maturidade e robustez das ações de integridade na Companhia, e faz parte do rol de atividades que as Empresas Eletrobras precisam cumprir para atender às normas legais e regulamentares, bem como para evitar, detectar e tratar quaisquer desvios ou irregularidades.

A área de transmissão esteve em evidência em 2016. O sistema da Chesf foi incrementado com a energização de 429 km de linhas de transmissão, três novas subestações próprias, tendo a sua capacidade de transformação sido ampliada em 2.290 MVA. O investimento no período foi de R\$ 551,9 milhões. Com isso, a Companhia entregou 20% de todas as obras de transmissão energizadas em 2016 no Brasil, inclusive, com três empreendimentos energizados antecipadamente, em relação ao prazo estipulado pela agência reguladora: SE Arapiraca III - 2º transformador trifásico 230/69 kV, SE Lagoa Nova II - 3º TR 230/69 kV - 150 MVA e SE Currais Novos II - Substituição TR 138/69 kV - 33 MVA por TR 138/69 kV - 50 MVA.

No segmento de geração, a Companhia investiu R\$ 97,4 milhões em suas usinas hidrelétricas para manutenção de níveis de continuidade e disponibilidade e seguiu com as obras de implantação dos parques eólicos próprios de Casa Nova II e III, localizados no Estado da Bahia.

A Companhia também realizou investimentos em infraestrutura no montante de R\$ 32,1 milhões para manutenção de bens imóveis, veículos e equipamentos, informática e teleprocessamento.

Ressalte-se ainda, que, por meio de Sociedades de Propósito Específico (SPE) a Chesf investiu R\$ 895,7 milhões em participações em empreendimentos, agregando ao Sistema Interligado Nacional (SIN), 3.194,9 MW de potência instalada, sendo 2.963,75 MW de usinas hidroelétricas e 231,15 MW de parques eólicos, além de 166 km de linhas de transmissão.

O total investido pela Chesf em empreendimentos próprios e em sociedade montou em R\$ 1.577,1 milhões.

Para fazer face ao programa de investimento do ano, a Chesf captou um total de R\$ 1.069,5 milhões em recursos contratados junto ao BNDES (R\$ 188,0 milhões), Caixa Econômica Federal (R\$ 200,0 milhões) e Eletrobras

(R\$ 681,5 milhões).

A escassez hídrica foi relevante para o Nordeste e para a Companhia, que opera e mantém reservatórios no Nordeste, inclusive o maior deles, o de Sobradinho, na Bahia. Desde 2013, a Chesf vem reduzindo a vazão mínima histórica do Rio São Francisco, a partir de Sobradinho. Em 2016, a Companhia continuou com restrição de vazão do São Francisco de 800 metros cúbicos por segundo. Em setembro, o Ibama autorizou a Chesf a reduzir a vazão para 700 metros cúbicos por segundo, o que foi realizado em janeiro de 2017.

Em cumprimento às condicionantes ambientais estabelecidas pelo Ibama, a Chesf realiza, entre outros, o Programa de Monitoramento do Rio São Francisco, divulgado por meio de boletins no Portal Chesf (www.chesf.gov.br). Também por esse endereço na internet é possível verificar as vazões dos reservatórios mantidos pela Chesf.

Outro destaque do ano de 2016 foi a parceria firmada, através de Termo de Cooperação, com a Rede Nacional de Ensino e Pesquisa - RNP para o uso mútuo de infraestrutura óptica em toda região Nordeste, tendo como suporte as linhas de transmissão da Chesf.

Para a RNP, a parceria permitirá acelerar a oferta de infraestrutura avançada ótica para a educação e pesquisa, o que vai beneficiar o acesso à internet de alto desempenho para a comunidade acadêmica, incluindo centros de pesquisa, faculdades, institutos superiores, hospitais de ensino e centros de educação tecnológica, integrando a 100Gbps todo o Nordeste ao País.

Para a Chesf, o avanço na infraestrutura de telecomunicações garantirá maior confiabilidade para atendimento à operação e manutenção do seu sistema elétrico, em especial nas instalações teleassistidas, bem como às aplicações corporativas da Companhia. A Chesf disponibilizará à RNP parte de sua infraestrutura óptica existente, que se utiliza dos cabos pararraios, tipo OPGW, para tráfego de interesse das instituições de ensino e órgãos governamentais.

Considerando as dificuldades e os principais resultados enfatizados, o ano de 2016 foi de superação e conquistas para a Companhia, sua força de trabalho e toda a sociedade. O esforço de todos os que fazem a Chesf foi de reorganização e melhorias de eficiência, alcançando os resultados esperados. A Chesf reforça seus valores e, em especial, seu Compromisso com a Sociedade, permanecendo vetor do desenvolvimento Regional.

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 31/12/2016, a Concessionária detinha 15.432,84 MW de potência instalada em operação, dos quais 10.613,13 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	10.613,13	6.242,45		10.613,13	6.242,45		
UHE Paulo Afonso I	180		100,00%	180		dez/54	dez/42
UHE Paulo Afonso II	443		100,00%	443		out/61	dez/42
UHE Paulo Afonso III	794,2	2.225,00	100,00%	794,2	2.225,00	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	dez/42
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	dez/42
UHE Araras (*)	4	-	100,00%	4	-	abr/67	jul/15
UTE Camaçari (**)	346,8	229,8	100,00%	346,8	229,8	set/79	ago/27
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	1,76%	0,579	0,23	abr/16	jun/49
UEE (EOL) Baraúnas II (Baraúnas II Energética S.A.)	25,85	7,8	1,56%	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	15.432,84	8.764,55		11.795,52	6.857,71		

(*) Concessão aguardando extinção pelo MME após recomendação da Aneel.

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

Avançaram fortemente as ações de suporte e atividades de campo visando à implantação dos novos parques eólicos na região Nordeste, provenientes dos Leilões de Energia havidos em 2013. Dos 19 empreendimentos em construção, no exercício de 2016, entraram em operação comercial, 8 empreendimentos. Sendo 5 (cinco) parques eólicos (Ventos de Santa Joana I, IV, V, VII, e Ventos Santo Augusto IV) no mês de janeiro/2016 e Ventos de Santa Joana III no mês de Março de 2016, todos integrantes do Complexo Eólico Chapada do Piauí II.

Ainda em abril de 2016 entraram em operação comercial, antecipados em 22 meses, mais 2 (dois) parques eólicos integrantes dos Complexos Eólicos: Sento Sé III (Banda de Couro Energética S.A. e Baraúnas II Energética S.A.). A entrada em operação comercial prevista no leilão era maio de 2018. Salientamos que restrições no caixa da Chesf motivaram a redução da sua participação societária neste complexo eólico, a qual foi reduzida de 49% para 1,67%.

A potência instalada desses 8 parques eólicos totaliza 231,15 MW, sendo que o equivalente à participação da Chesf em Chapada do Piauí II e Sento Sé III, de 49% e 1,67%, respectivamente, corresponde a 85,45 MW.

Foi concluída a obra da hidroelétrica de Jirau, com a entrada em operação comercial das 13 unidades geradoras restantes, o que representou a adição de 975 MW, ao Sistema Interligado Nacional. A Hidroelétrica de Jirau tem um total de 50 unidades geradoras e potência total instalada de 3.750 MW. A participação acionária da Chesf nesse empreendimento é de 20%.

Na UHE Belo Monte entraram em operação comercial 3 unidades geradoras no Sítio Belo Monte, totalizando 1.833,33 MW de potência instalada, e 4 unidades geradoras no Sítio Pimental, somando 155,4 MW, o que totalizou 1.988,73 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 3.194,88 MW de potência instalada de geração no sistema elétrico brasileiro, sendo que o equivalente de potência à participação da Chesf nessas sociedades corresponde a 578,75 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	232,00	74,00		232,00	74,00		
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
UEE (EOL) Casa Nova II - (28 MW)	28,00	7,10	100,00%	28,00	7,10	dez/2017	mai/2049
UEE (EOL) Casa Nova III - (24 MW)	24,00	5,50	100,00%	24,00	5,50	dez/2017	mai/2049
Sociedade de Propósito Específico	11.797,10	4.865,40		1.942,82	797,62		
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.) (**)	12,00	3,10	99,93%	11,99	3,10	out/2017	abr/2049
UEE (EOL) Angical 2 (Angical 2 Energia S.A.) (**)	14,00	5,10	99,96%	13,99	5,10	mai/2017	abr/2049
UEE (EOL) Arapapá (Arapapá Energia S.A.) (**)	10,00	2,20	99,90%	9,99	2,20	out/2017	abr/2049
UEE (EOL) Caititu 2 (Caititu 2 Energia S.A.) (**)	14,00	5,10	99,96%	13,99	5,10	nov/2017	abr/2049
UEE (EOL) Caititu 3 (Caititu 3 Energia S.A.) (**)	14,00	4,70	99,96%	13,99	4,70	dez/2017	abr/2049
UEE (EOL) Carcará (Carcará Energia S.A.) (**)	10,00	4,60	99,96%	10,00	4,60	jan/2018	abr/2049
UEE (EOL) Corrupião 3 (Corrupião 3 Energia S.A.) (**)	14,00	4,20	99,96%	13,99	4,20	fev/2018	abr/2049
UEE (EOL) Teiú 2 (Teiú 2 Energia S.A.) (**)	14,00	4,20	99,95%	13,99	4,20	out/2017	abr/2049
UEE (EOL) Papagaio (Papagaio Energia S.A.) (**)	18,00	4,90	99,96%	17,99	4,90	set/2017	mai/2049
UEE (EOL) Coqueirinho 2 (Coqueirinho 2 Energia S.A.) (**)	20,00	8,50	99,98%	20,00	8,50	mai/2017	mai/2049
UEE (EOL) Tamanduá Mirim 2 (Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.) (**)	24,00	8,00	83,01%	19,92	6,64	jun/2017	jun/2049
Total	12.029,10	4.939,40		2.174,82	871,62		

(*) 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.

(**) Usinas em processo de redução de sua capacidade instalada, aguardando definição da Aneel.

Em setembro de 2016 foi realizada a contratação do fornecimento para os parques eólicos Casa Nova II (28 MW) e Casa Nova III (24 MW), com início de construção em outubro de 2016 e conclusão até dezembro de 2017. Esses dois parques eólicos tiveram energia comercializada no Leilão A-5/2013.

Até o fim de 2017 e início de 2018, deverão entrar em operação comercial através de Sociedades de Propósito Específico - SPEs mais 11 parques (164,0MW), 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.

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

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2015	Investimento Realizado até 31/dez/2015	Evolução Física em 31/dez/2016	Investimento Realizado até 31/dez/2016
Integral		665.466		741.621
UEE (EOL) Casa Nova I (180 MW)	40,00%	660.327	40,00%	665.600
UEE (EOL) Casa Nova II e III (52 MW)	1,00%	5.139	10,40%	76.021
SPE Proporcional		1.791.598		2.482.337
UHE Belo Monte (Norte Energia S.A.)	83,20%	1.095.000	90,10%	1.695.000
UHE Sinop (Companhia Energética Sinop S.A.)	51,70%	128.046	81,30%	218.785
UEE (EOL) Acauã (Acauã Energia S.A.)	79,70%	34.666	80,40%	34.666
UEE (EOL) Angical 2 (Angical 2 Energia S.A.)	77,40%	51.230	78,20%	51.230
UEE (EOL) Arapapá (Arapapá Energia S.A.)	48,90%	19.820	53,60%	19.820
UEE (EOL) Caititu 2 (Caititu 2 Energia S.A.)	53,50%	47.701	65,20%	47.701
UEE (EOL) Caititu 3 (Caititu 3 Energia S.A.)	28,90%	44.002	65,60%	44.002
UEE (EOL) Carcará (Carcará Energia S.A.)	74,60%	51.879	75,40%	51.879
UEE (EOL) Corrupião 3 (Corrupião 3 Energia S.A.)	68,90%	52.439	69,60%	52.439
UEE (EOL) Teiú 2 (Teiú 2 Energia S.A.)	58,20%	39.530	64,00%	39.530
UEE (EOL) Papagaio (Papagaio Energia S.A.)	55,20%	57.917	67,40%	57.917
UEE (EOL) Coqueirinho 2 (Coqueirinho 2 Energia S.A.)	80,40%	92.118	81,20%	92.118
UEE (EOL) Tamanduá Mirim 2 (Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.)	66,80%	77.250	72,70%	77.250
Total		2.457.064		3.223.958

Para os parques Casa Nova II e III, a construção foi iniciada em outubro de 2016 e a Companhia já investiu R\$ 76,0 milhões até 31/12/2016.

Em relação aos aportes de recursos realizados pela Companhia nas SPEs relacionadas na tabela anterior, foram investidos em 2016 um total de R\$ 690,7 milhões, resultando num investimento acumulado até 31/12/2016 de R\$ 2.482,3 milhões.

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

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2015	Investimento Realizado até 31/dez/2015	Evolução Física em 31/dez/2016	Investimento Realizado até 31/dez/2016
Integral		665.465		741.621
UEE (EOL) Casa Nova I (180 MW)	40,00%	660.327	40,00%	665.600
UEE (EOL) Casa Nova II e III (52 MW)	1,00%	5.139	10,40%	76.021
SPE Proporcional		31.829.860		38.313.411
UHE Belo Monte (Norte Energia S.A.)	83,20%	30.495.756	90,10%	36.345.981
UHE Sinop (Companhia Energética Sinop S.A.)	51,70%	893.911	81,30%	1.420.658
UEE (EOL) Acauã (Acauã Energia S.A.)	79,70%	29.273	80,40%	32.669
UEE (EOL) Angical 2 (Angical 2 Energia S.A.)	77,40%	45.027	78,20%	47.938
UEE (EOL) Arapapá (Arapapá Energia S.A.)	48,90%	15.630	53,60%	19.794
UEE (EOL) Caititu 2 (Caititu 2 Energia S.A.)	53,50%	18.841	65,20%	44.453
UEE (EOL) Caititu 3 (Caititu 3 Energia S.A.)	28,90%	19.327	65,60%	43.753
UEE (EOL) Carcará (Carcará Energia S.A.)	74,60%	46.879	75,40%	53.272
UEE (EOL) Corrupião 3 (Corrupião 3 Energia S.A.)	68,90%	30.953	69,60%	47.787
UEE (EOL) Teiú 2 (Teiú 2 Energia S.A.)	58,20%	32.511	64,00%	35.415
UEE (EOL) Papagaio (Papagaio Energia S.A.)	55,20%	43.263	67,40%	49.743
UEE (EOL) Coqueirinho 2 (Coqueirinho 2 Energia S.A.)	80,40%	81.930	81,20%	87.939
UEE (EOL) Tamanduá Mirim 2 (Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.)	66,80%	76.559	72,70%	84.009
Total		32.495.325		39.055.032

Em bases totais, o valor dos investimentos em projetos de geração realizados em 2016 totalizaram R\$ 6.559,7 milhões, dos quais R\$ 6.483,6 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	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Controladora							
Integral	53.074	53.217	52.673	52.673	52.673	52.815	52.815
UHE Boa Esperança	1.253	1.256	1.253	1.253	1.253	1.256	1.256
UHE Complexo P. Afonso	19.491	19.544	19.491	19.491	19.491	19.544	19.544
UHE Funil	96	96	96	96	96	96	96
UHE Luiz Gonzaga	8.401	8.424	8.401	8.401	8.401	8.424	8.424
UHE Pedra	33	33	33	33	33	33	33
UHE Xingó	18.738	18.789	18.738	18.738	18.738	18.789	18.789
UHE Sobradinho	4.652	4.664	4.652	4.652	4.652	4.664	4.664

UHE Curemas	9	9	9	9	9	9	9
UHE Araras (1)	0	0	0	0	0	0	0
UTE Camaçari (Bicombustível - óleo diesel e gás) (2)	401	402	0	0	0	0	0
Sociedade de Propósito Específico	2.226	7.211	7.211	7.451	7.451	7.451	7.451
UHE Dardanelos (EAPSA -Energia Águas da Pedra S.A.)	149	154	154	154	154	154	154
UHE Jirau (ESBR Participações S.A.)	1.975	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	14	36	36	36	36	36	36
Complexo Eólico Sento Sé III	0	23	23	23	23	23	23
UHE Belo Monte (Norte Energia S.A.)	0	4.419	4.419	4.419	4.419	4.419	4.419
VamCruz I Participações S.A.	16	50	50	50	50	50	50
Complexo Eólico Pindaí I	0	39	39	39	39	39	39
Complexo Eólico Pindaí II	0	14	14	14	14	14	14
Complexo Eólico Pindaí III	0	9	9	9	9	9	9
Chapada do Piauí I Holding S.A.	16	115	115	115	115	115	115
Chapada do Piauí II Holding S.A.	0	87	87	87	87	87	87
UHE Sinop (Companhia Energética Sinop S.A.)	0	0	0	240	240	240	240
Serra das Vacas Holding S.A.	18	43	43	43	43	43	43

Observação:

(1) - Concessão aguardando extinção pelo MME após recomendação da Aneel.

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

Em 31/12/2016, 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 31/12/2016	Preço no ACR em 01/07/2016	Data e índice de reajuste no ACR
Integral e Compartilhada			
UHE Boa Esperança	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013 2,21% ACL - Lei 13.182/2015	RAG (JAN A DEZ/2016) R\$ 44.713.321,51	1º/jul - IPCA
UHE Complexo de Paulo Afonso	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013 2,21% ACL - Lei 13.182/2015	RAG (JAN A DEZ/2016) R\$ 510.733.800,09	1º/jul - IPCA
UHE Funil	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013 2,21% ACL - Lei 13.182/2015	RAG (JAN A DEZ/2016) R\$ 5.902.534,33	1º/jul - IPCA
UHE Luiz Gonzaga	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013 2,21% ACL - Lei 13.182/2015	RAG (JAN A DEZ/2016) R\$ 190.979.574,42	1º/jul - IPCA
UHE Pedra	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013 2,21% ACL - Lei 13.182/2015	RAG (JAN A DEZ/2016) R\$ 3.527.507,19	1º/jul - IPCA
UHE Xingó	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013 2,21% ACL - Lei 13.182/2015	RAG (JAN A DEZ/2016) R\$ 367.386.239,64	1º/jul - IPCA
UHE Sobradinho	100% ACL até 09/02/2032. A partir daí transferência de 1/6 a cada ano para o regime de cotas. A partir de 09/02/2037 100% regime de cotas até o vencimento da outorga - Lei 13.182/2015	Não aplicável	Não aplicável
UHE Curemas	100% ACL até o vencimento da outorga	Não aplicável	Não aplicável
UHE Araras	100% ACL até o vencimento da outorga	Não aplicável	Não aplicável
UTE Camaçari (Bicombustível - óleo diesel e gás)	100% ACL até o vencimento da outorga	Não aplicável	Não aplicável
Sociedade de Propósito Específico			
Serra das Vacas I S.A.	100% ACR	ICB R\$ 13.188.782,26	1º/jan - IPCA
Serra das Vacas II S.A.	92,5% ACR 7,5% ACL	ICB R\$ 10.673.967,88	1º/jan - IPCA
Serra das Vacas III S.A.	95,7% ACR 4,3% ACL	ICB R\$ 11.898.581,73	1º/jan - IPCA
Serra das Vacas IV S.A.	93,8% ACR 6,2% ACL	ICB R\$ 11.363.065,98	1º/jan - IPCA
Energética Águas da Pedra S.A	100 ACR	R\$ 186,45 MWh	Diversas Datas
Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A.	100% ACR	R\$ 146,27 / MWh	Dezembro -IPCA
Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A.	100% ACR	R\$ 146,17 / MWh	Dezembro -IPCA
Usina de Energia Eólica Junco I S.A.	100% ACR	R\$ 147,29 / MWh	Dezembro -IPCA
Usina de Energia Eólica Junco II S.A.	100% ACR	R\$ 146,55 / MWh	Dezembro-IPCA
Com panhia Energética Sinop S.A.	90% ACR – 10% ACL	R\$ 131,92 / MWh	Dezembro-IPCA
Acauã Energia S.A.	ENERGIA DE RESERVA (100% ACR)	R\$ 123,60/MWh	[1º de setembro] [IPCA]
Angical 2 Energia S.A.	ENERGIA DE RESERVA (100% ACR)	R\$ 123,60/MWh	[1º de setembro] [IPCA]
Arapapá Energia S.A.	ENERGIA DE RESERVA (100% ACR)	R\$ 123,60/MWh	[1º de setembro] [IPCA]
Caititú 2 Energia S.A.	ENERGIA DE RESERVA (100% ACR)	R\$ 123,60/MWh	[1º de setembro] [IPCA]
Caititú 3 Energia S.A.	ENERGIA DE RESERVA (100% ACR)	R\$ 123,60/MWh	[1º de setembro] [IPCA]

Carcará Energia S.A.	ENERGIA DE RESERVA (100% ACR)	R\$ 123,60/MWh	[1º de setembro] [IPCA]
Corrupião 3 Energia S.A.	ENERGIA DE RESERVA (100% ACR)	R\$ 123,60/MWh	[1º de setembro] [IPCA]
Teiú 2 Energia S.A.	ENERGIA DE RESERVA (100% ACR)	R\$ 123,60/MWh	[1º de setembro] [IPCA]
Coqueirinho 2 Energia S.A.	ENERGIA NOVA [ACR]	R\$ 147,17/MWh	[1º de dezembro] [IPCA]
Papagaio Energia S.A.	ENERGIA NOVA [ACR]	R\$ 146,60/MWh	[1º de dezembro] [IPCA]
Tamandua Mirim 2 Energia S.A.	ENERGIA NOVA [ACR]	R\$ 154,91 / MWh	[1º de dezembro] [IPCA]

MODERNIZAÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO

Com vistas a manter o sistema de geração hidrelétrica com níveis de continuidade e disponibilidade satisfatórios ao atendimento à demanda, de modo a cumprir os contratos de venda de energia firmados, destacam-se as seguintes realizações, em 2016, nas usinas em operação do Sistema Chesf:

- Implantação dos sistemas digitais nas Usinas Paulo Afonso I, II e III
 - Conclusão da eliminação das pendências dos trabalhos de digitalização da usina de Paulo Afonso II.
- Implantação dos sistemas digitais na Usina Boa Esperança:
 - Concluídos os trabalhos de implantação dos sistemas digitais na subestação;
 - Concluídos os trabalhos de implantação dos sistemas digitais na tomada d'água;
 - Concluídos os trabalhos de modernização dos serviços auxiliares elétricos da usina;
 - Os serviços nas unidades geradoras já haviam sido concluídos em 2013 (unidades 01G3 e 01G4) e 2015 (unidades 01G1 e 01G2).
- Projeto para implantação dos sistemas digitais na Usina Sobradinho:

Finalizada em maio de 2016 a atualização dos preços (visto que o Projeto Básico é de 2012) para o projeto de implantação dos sistemas digitais na Usina Sobradinho, atividade realizada com recursos próprios. Aguarda-se diretriz para início do processo de contratação dos serviços;

Projeto para implantação dos sistemas digitais na Usina Paulo Afonso IV:

Em outubro de 2015 foi definido que a elaboração do Projeto Básico seria feita internamente na Chesf. O projeto foi desenvolvido no decorrer de todo o ano de 2016 e está com a previsão de conclusão para abril de 2017.
- Projeto para implantação dos sistemas digitais na Usina Xingó:

A elaboração do Projeto Básico (PB) foi finalizada em julho/2015. O processo aguarda definição estratégica da Diretoria para iniciar o processo de contratação da execução dos serviços
- Projeto Básico para a recuperação das estruturas da usina de Apolônio Sales:

Concluída a elaboração do projeto básico.

USINA TERMELÉTRICA

A Concessão da usina térmica de Camaçari - UTC, localizada no município de Dias D'Ávila no Estado da Bahia, foi outorgada à Chesf por meio da Portaria DNAEE n.º 1.068, de 10 de agosto de 1977.

A forma de operação a que a usina foi submetida nos últimos anos deteriorou significativamente as suas unidades geradoras, reduzindo a sua disponibilidade e, conseqüentemente, a sua confiabilidade para o atendimento às solicitações de despacho pelo ONS. Some-se a esse fato, a constatação de que grande parte dos equipamentos da usina já ultrapassou a sua vida útil econômica, tendo mais de 35 anos de operação.

Atualmente, a UTC encontra-se com processo de distrato da sua concessão em análise pelo Ministério de Minas e Energia – MME. Além disso, o Despacho Aneel nº 2.058 suspendeu a operação comercial da usina a partir de 01/08/2016.

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 128 subestações, incluindo as 14 subestações elevadoras de usina, e 20.313,3 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 à recebida do Sistema Interligado.

Concessionária de serviço público de transmissão de energia, a Companhia detém as concessões de linhas de transmissão da Rede Básica que compreendem 105 subestações e 19.539,6 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			20.313,3	54.127,0		
Abaixadora-Moxoto, C1	C1	69	5,3	-	out/70	dez/42
Abaixadora-Mulungu, C1	C1	69	6,5	-	mai/75	dez/42
Abaixadora-Zebu, C1	C1	69	5,4	-	out/72	dez/42
Acaraú II-Sobral III, C2	C2	230	91,3	-	set/15	nov/40
Angelim II-Pau Ferro, C1	C1	500	219,4	-	ago/77	dez/42
Angelim II-Recife II, C2	C2	500	170,7	-	mar/80	dez/42
Angelim-Messias, C1	C1	230	78,9	-	abr/77	dez/42
Angelim-Messias, C2	C2	230	78,5	-	out/76	dez/42
Angelim-Messias, C3	C3	230	79,1	-	ago/86	dez/42
Angelim-Recife II, C2	C2	230	171,7	-	jan/67	dez/42
Angelim-Recife II, C3	C3	230	171,7	-	jan/61	dez/42
Angelim-Ribeirão, C1	C1	230	115,7	-	jan/53	dez/42
Angelim-Tacaibó, C1	C1	230	63,9	-	mar/63	dez/42
Angelim-Tacaibó, C2	C2	230	64,1	-	mar/73	dez/42
Angelim-Tacaibó, C3	C3	230	65,7	-	jun/98	dez/42
Aquiraz II-Banabuiu, C1	C1	230	181,8	-	ago/78	dez/42
Aquiraz II-Fortaleza, C1	C1	230	30,1	-	ago/78	dez/42
Arapiraca III-Penedo, C1	C1	230	89,6	-	jan/98	dez/42
Arapiraca III-Rio Largo II, C1	C1	230	124,7	-	jan/98	dez/42
B. Jesus da Lapa II – Igaporã II	C1	230	115,0	-	mai/14	nov/40
B. Jesus da Lapa-Barreiras, C1	C1	230	233,5	-	dez/90	dez/42
Banabuiu-Fortaleza, C1	C1	230	177,2	-	out/65	dez/42
Banabuiu-Fortaleza, C2	C2	230	176,0	-	jul/78	dez/42
Banabuiu-Mossoró II, C1	C1	230	177,2	-	jul/03	dez/42
Banabuiu-Mossoró II, C2	C2	230	177,2	-	abr/16	dez/42
Banabuiu-Russas II, C1	C1	230	110,4	-	mai/71	dez/42
Boa Esperança-Teresina, C1	C1	230	198,0	-	mar/70	dez/42
Boa Esperança-Teresina, C2	C2	230	198,0	-	dez/81	dez/42
Bom Nome-Milagres, C1	C1	230	83,7	-	set/61	dez/42
Bom Nome-Milagres, C2	C2	230	84,1	-	dez/74	dez/42
Bom Nome-Milagres, C3	C3	230	83,9	-	set/79	dez/42
Bongi-Açonorte, C1	C1	230	6,0	-	ago/76	dez/42

Brotas de Macaúba-B.J Lapa, C1	C1	230	204,6	-	set/81	dez/42
C. Formoso-Irecê, C1	C1	230	158,2	-	set/81	dez/42
C. Grande II - C. Grande III, C1	C1	230	10,6	-	out/99	dez/42
C. Grande II - C. Grande III, C2	C2	230	10,6	-	out/02	dez/42
C. Grande III – Extremoz II C1	C1	230	191,4	-	out/99	dez/42
C. Mirim II-João Câmara II C1	C1	230	74,5	-	fev/14	nov/40
C. Novos-Santana dos Matos, C1	C1	138	38,8	-	dez/67	dez/42
C.Grande II-Pilões, C1	C1	138	79,3	-	jan/68	dez/42
C.Grande II-S.Cruz II, C1	C1	138	117,3	-	abr/63	dez/42
Camacari II-Camacari II, C2	C2	69	1,4	-	jun/60	dez/42
Camaçari II-Camaçari IV, C1	C1	500	0,3	-	nov/12	dez/42
Camaçari II-Caraiba Metais, C1	C1	230	3,2	-	fev/82	dez/42
Camaçari II-Cotegipe, C2	C2	230	23,5	-	out/76	dez/42
Camaçari II-Cqr, C1	C1	230	7,2	-	mai/92	dez/42
Camaçari II-Gov.Mangabeira, C1	C1	230	83,7	-	set/82	dez/42
Camaçari II-Gov.Mangabeira, C2	C2	230	83,7	-	set/82	dez/42
Camaçari II-Matatu, C1	C1	230	47,0	-	ago/53	dez/42
Camaçari II-Pituaçu, C2	C2	230	39,2	-	jan/02	dez/42
Camaçari IV-Cotegipe, C1	C1	230	22,9	-	jun/70	dez/42
Camaçari IV-Jacaracanga, C1	C1	230	19,2	-	jul/77	dez/42
Camaçari IV-Jacaracanga, C2	C2	230	19,2	-	mar/77	dez/42
Camaçari IV-Pituaçu, C1	C1	230	39,2	-	out/84	dez/42
Campina Grande III-Natal III, C1	C1	230	175,8	-	out/02	dez/42
Campina Grande II-Paraiso, C1	C1	230	118,1	-	mai/79	dez/42
Campina Grande II-Paraiso, C2	C2	230	119,0	-	abr/79	dez/42
Campina Grande-Coteminas, C1	C1	230	2,5	-	out/99	dez/42
Campina Grande-Goianinha, C1	C1	230	99,3	-	fev/70	dez/42
Catu-Camaçari IV, C1	C1	230	25,0	-	jun/70	dez/42
Catu-Camaçari IV, C2	C2	230	25,0	-	ago/53	dez/42
Catu-Gov.Mangabeira, C1	C1	230	77,2	-	ago/67	dez/42
Catu-Itabaianinha, C1	C1	230	143,9	-	ago/53	dez/42
Cauipe-Sobral, C1	C1	230	177,4	-	nov/73	dez/42
Cicero Dantas-Catu, C1	C1	230	200,7	-	mar/68	dez/42
Cicero Dantas-Catu, C2	C2	230	201,3	-	abr/72	dez/42
Cotegipe-Catu, C1	C1	69	48,7	-	jun/60	dez/42
Cotegipe-Catu, C2	C2	69	48,7	-	jun/60	dez/42
Cotegipe-Jacaracanga, C1	C1	230	15,2	-	dez/71	dez/42
Cotegipe-Matatu, C1	C1	230	30,0	-	mai/77	dez/42
Extremoz II-C. Mirim II C1	C1	230	31,4	-	fev/14	nov/40
Floresta II-Bom Nome.230 kV,C1	C1	230	92,2	-	dez/74	dez/42
Fortaleza II-Cauipe, C1	C1	230	58,0	-	nov/03	dez/42
Fortaleza II-Cauipe, C2	C2	230	58,0	-	nov/03	dez/42
Fortaleza II-Cauipe, C3	C3	230	58,2	-	nov/73	dez/42
Fortaleza II-Pici II, C1	C1	230	27,5	-	mai/09	dez/42
Fortaleza II-Pici II, C2	C2	230	27,5	-	mai/09	dez/42
Fortaleza-Delmiro Gouveia, C1	C1	230	7,1	-	jun/89	dez/42
Fortaleza-Delmiro Gouveia, C2	C2	230	7,1	-	jun/89	dez/42
Fortaleza-Fortaleza II, C1	C1	230	0,3	-	fev/00	dez/42
Fortaleza-Fortaleza II, C2	C2	230	0,3	-	fev/00	dez/42
Fortaleza-Fortaleza II, C3	C3	230	0,3	-	out/05	dez/42
Funil-Itapebi, C1	C1	230	198,1	-	jul/90	dez/42
Funil-Itapebi, C2	C2	230	198,1	-	jul/90	dez/42
Garanhuns II-Angelim II, C1	C1	500	13,2	-	fev/77	dez/42
Garanhuns II-Angelim, C1	C1	230	12,3	-	jan/61	dez/42
Garanhuns II-Angelim, C2	C2	230	11,6	-	dez/73	dez/42
Goianinha-Mussure II, C2	C2	230	50,6	-	out/77	dez/42
Goianinha-Santa Rita II, C1	C1	230	59,0	-	out/77	dez/42
Gov.Mangabeira-Sapeaçu, C1	C1	230	23,5	-	dez/68	dez/42
Gov.Mangabeira-Sapeaçu, C2	C2	230	22,5	-	fev/84	dez/42
Gov.Mangabeira-Sapeaçu, C3	C3	230	22,6	-	fev/84	dez/42
Ibiapina II-Piripiri, C1	C1	230	86,0	-	ago/73	dez/42
Ibiapina II-Sobral II, C1	C1	230	103,0	-	ago/73	dez/42
Ibicoara-Brumado II, C1	C1	230	94,5	-	mar/12	jun/37
Icó-Banabuiú, C1	C1	230	124,7	-	dez/77	dez/42
Igaporã II-Igaporã III,C1	C1	230	5,4	-	out/15	jun/42
Igaporã II-Igaporã III,C2	C2	230	5,4	-	out/15	jun/42
Igaporã III-Pindaí II,C1	C1	230	49,5	-	out/15	jun/42
Irecê-Brotas de Macaúba, C1	C1	230	135,4	-	set/81	dez/42
Itabaiana-Jardim, C1	C1	230	44,0	-	ago/79	dez/42
Itabaiana-Jardim, C2	C2	230	44,0	-	ago/79	dez/42
Itabaianinha-Itabaiana, C1	C1	230	76,8	-	ago/53	dez/42
Itapebi-Eunápolis, C1	C1	230	47,0	-	jul/90	dez/42
Itapebi-Eunápolis, C2	C2	230	47,0	-	jul/90	dez/42

Jaboatao-Recife II, C1	C1	69	3,1	-	jan/65	dez/42
Jacaracanga-Alunordeste, C1	C1	230	1,8	-	mai/83	dez/42
Jacaracanga-Dow, C1	C1	230	7,9	-	jul/77	dez/42
Jacaracanga-Dow, C2	C2	230	7,8	-	mar/77	dez/42
Jaguarari-Sr. do Bonfim II, C1	C1	230	80,7	-	jan/80	dez/42
Jardim/Penedo, C1	C1	230	110,0	-	mar/14	mar/38
Jardim-Camaçari IV, C1	C1	500	249,6	-	mai/00	dez/42
Jardim-Cia.Vale.Rio Doce, C1	C1	230	0,8	-	fev/07	dez/42
Jardim-Fafen, C1	C1	230	12,5	-	ago/81	dez/42
Joairam-Bongi, C1	C1	230	6,3	-	jan/53	dez/42
Joairam-Bongi, C2	C2	230	6,4	-	jan/67	dez/42
Joairam-Bongi, C3	C3	230	6,4	-	jan/61	dez/42
Juazeiro II -Jaguarari, C1	C1	230	88,0	-	jan/80	dez/42
Juazeiro II-Sr.do Bonfim II, C2	C2	230	148,6	-	abr/81	dez/42
L. Gonzaga-Garanhuns II, C1	C1	500	238,7	-	fev/77	dez/42
L. Gonzaga-Milagres, C1	C1	500	230,8	-	fev/02	dez/42
L. Gonzaga-Olindina, C1	C1	500	248,6	-	mai/76	dez/42
Libra-Libra, C1	C1	230	1,5	-	dez/91	dez/42
Luiz Gonzaga-Sobradinho, C1	C1	500	290,6	-	out/79	dez/42
M.Reduzido-M.Reduzido, C1	C1	69	0,5	-	abr/73	dez/42
Matatu-Pituacu, C1	C1	69	7,5	-	jun/60	dez/42
Matatu-Pituacu, C2	C2	69	7,4	-	jun/60	dez/42
Messias-Maceió, C1	C1	230	25,9	-	nov/96	dez/42
Messias-Maceió, C2	C2	230	25,9	-	nov/96	dez/42
Messias-Rio Largo, C1	C1	230	11,9	-	ago/86	dez/42
Messias-Rio Largo, C2	C2	230	11,6	-	out/76	dez/42
Messias-Rio Largo, C3	C3	230	11,6	-	abr/77	dez/42
Messias-Suape II, C1	C1	500	176,6	-	dez/98	dez/42
Milagres-Banabuiu, C1	C1	230	225,9	-	fev/65	dez/42
Milagres-Banabuiu, C3	C1	230	225,1	-	dez/77	dez/42
Milagres-Coremas, C1	C1	230	119,4	-	nov/86	dez/42
Milagres-Coremas, C2	C2	230	119,8	-	jun/09	mar/35
Milagres-Ico, C1	C1	230	103,4	-	dez/77	dez/42
Milagres-Quixada, C1	C1	500	268,0	-	set/03	dez/42
Milagres-Tauá II, C1	C1	230	208,1	-	dez/07	mar/35
Mirueira II-Goianinha, C1	C1	230	50,1	-	dez/89	dez/42
Mirueira II-Pau Ferro, C1	C1	230	23,1	-	out/99	dez/42
Mossoró-Açu II, C1	C1	230	71,3	-	jul/87	dez/42
Natal III - Extremoz II, C1	C1	230	17,0	-	fev/14	dez/42
Natal III-Natal II, C1	C1	230	11,6	-	out/99	dez/42
Natal III-Natal II, C2	C2	230	11,6	-	out/02	dez/42
Olindina-Camacari II, C1	C1	500	147,2	-	out/76	dez/42
Olindina-Camacari II, C2	C2	500	146,9	-	set/78	dez/42
Olindina-Olindina, C1	C1	230	0,2	-	mai/80	dez/42
Olindina-Olindina, C2	C2	230	0,2	-	mai/80	dez/42
P.Afonso IV-Angelim II, C2	C2	500	221,5	-	jul/79	dez/42
P.Afonso IV-L. Gonzaga, C1	C1	500	37,4	-	out/79	dez/42
P.Afonso IV-Olindina, C2	C2	500	212,8	-	jun/78	dez/42
P.Afonso IV-Xingo, C1	C1	500	53,8	-	fev/93	dez/42
P.Afonso-Tacaratu, 230 kV, C1	C1	230	47,4	-	out/61	dez/42
Paraíso-Açu II, C2	C2	230	132,8	-	set/10	jun/37
Paraíso-Lagoa Nova II,C1	C1	230	65,4	-	dez/16	ago/41
Paraíso-Natal II, C1	C1	230	96,2	-	mai/79	dez/42
Paraíso-Natal II, C2	C2	230	97,2	-	abr/79	dez/42
Paraíso-Santa Cruz II, C1	C1	138	8,7	-	jan/68	dez/42
Pau Ferro-Campina Grande II, C2	C2	230	125,9	-	out/99	dez/42
Pau Ferro-Coteminas, C1	C1	230	123,9	-	out/99	dez/42
Paulo Afonso – Floresta II, C1	C1	230	79,0	-	dez/74	dez/42
Paulo Afonso III- Zebu II, C1	C1	230	5,4	-	ago/12	ago/39
Paulo Afonso III- Zebu II, C2	C2	230	5,4	-	ago/12	ago/39
Paulo Afonso IV-P.Afonso, C1	C1	230	1,1	-	out/79	dez/42
Paulo Afonso IV-P.Afonso, C2	C2	230	1,4	-	fev/81	dez/42
Paulo Afonso-Angelim, C1	C1	230	221,3	-	jan/53	dez/42
Paulo Afonso-Bom Nome, C3	C3	230	170,8	-	nov/78	dez/42
Paulo Afonso-C. Dantas, C1	C1	230	134,2	-	mar/68	dez/42
Paulo Afonso-C. Dantas, C2	C2	230	133,8	-	jun/72	dez/42
Paulo Afonso-Garanhuns II, C1	C1	230	209,3	-	jan/67	dez/42
Paulo Afonso-Garanhuns II, C2	C2	230	209,3	-	jan/61	dez/42
Paulo Afonso-Garanhuns II, C3	C3	230	214,1	-	dez/73	dez/42
Paulo Afonso-Itabaiana, C2	C2	230	162,5	-	abr/87	dez/42
Paulo Afonso-Itabaiana, C3	C3	230	162,5	-	set/85	dez/42
Pecém II-Fortaleza II, C1	C1	500	73,1	-	mai/00	dez/42
Picos-Tauá II, C1	C1	230	183,2	-	fev/13	jun/37

Pilões – Paraíso, C1	C1	138	107,9	-	jan/68	dez/42
Pirapama II-Recife II, C1	C1	69	21,3	-	jan/65	dez/42
Pirapama II-Suape II, C1	C1	230	20,9	-	dez/12	jan/39
Pirapama II-Suape II, C2	C2	230	20,9	-	dez/12	jan/39
Pituacu-Cotegipe, C1	C1	69	22,1	-	jun/60	dez/42
Pituacu-Cotegipe, C2	C2	69	21,9	-	jun/60	dez/42
Pituacu-Narandiba, C1	C1	230	3,6	-	nov/83	dez/42
Pituacu-Narandiba, C2	C2	230	3,6	-	nov/83	dez/42
Pituacu-Pituacu, C1	C1	230	2,0	-	jan/77	dez/42
Pres.Dutra II-Teresina II, C1	C1	500	207,9	-	mai/00	dez/42
Pres.Dutra II-Teresina II, C2	C1	500	207,7	-	abr/03	dez/42
Quixadá-Fortaleza II, C1	C1	500	136,5	-	set/03	dez/42
Quixere-MossoróII,C1	C1	230	50,2	-	abr/81	dez/42
Recife II-Goianinha, C1	C1	230	71,4	-	fev/72	dez/42
Recife II-Goianinha, C2	C2	230	71,5	-	fev/72	dez/42
Recife II-Joairam, C1	C1	230	7,4	-	jan/67	dez/42
Recife II-Joairam, C2	C2	230	7,4	-	jan/67	dez/42
Recife II-Joairam, C3	C3	230	7,4	-	jan/61	dez/42
Recife II-Mirueira II, C3	C3	230	31,5	-	jun/86	dez/42
Recife II-Mirueira, C1	C1	230	31,0	-	jun/80	dez/42
Recife II-Mirueira, C2	C2	230	31,5	-	jun/80	dez/42
Recife II-Pau Ferro, C1	C1	500	114,5	-	ago/77	dez/42
Recife II-Pau Ferro, C1	C1	230	33,2	-	set/04	dez/42
Recife II-Pau Ferro, C2	C2	230	33,2	-	set/04	dez/42
Recife II-Pirapama II, C1	C1	230	27,6	-	jun/80	dez/42
Recife II-Pirapama II, C2	C2	230	27,6	-	jun/80	dez/42
Ribeirão-Recife II, C1	C1	230	56,6	-	jan/53	dez/42
Rio Largo-Braskem, C1	C1	230	23,2	-	jun/76	dez/42
Russas II – Quixere, C1	C1	230	25,4	-	abr/81	dez/42
S.Ant.Jesus-Funil, C2	C2	230	162,6	-	fev/84	dez/42
S.Ant.Jesus-Funil, C3	C3	230	162,1	-	fev/84	dez/42
S.J.Piauí-B.Esperança, C1	C1	500	233,5	-	dez/80	dez/42
S.João Piauí- Picos, C1	C1	230	167,8	-	jul/85	dez/42
S.João Piauí-Eliseu Martins, C1	C1	230	172,9	-	fev/98	dez/42
Santa Cruz II-C.Novos II, C1	C1	138	55,0	-	out/65	dez/42
Santa Rita II-Mussurú II, C1	C1	230	17,0	-	out/77	dez/42
Santana dos Matos-Açu II, C1	C1	138	49,6	-	dez/67	dez/42
Sapeaçu- S.Ant.Jesus, C2	C2	230	32,0	-	fev/84	dez/42
Sapeaçu- S.Ant.Jesus, C3	C3	230	32,0	-	fev/84	dez/42
Sapeaçu-Funil, C1	C1	230	195,7	-	dez/68	dez/42
Sobradinho-Juazeiro II, C1	C1	230	42,5	-	jan/80	dez/42
Sobradinho-Juazeiro II, C2	C2	230	42,5	-	abr/81	dez/42
Sobradinho-Luiz Gonzaga, C2	C2	500	316,0	-	jun/88	dez/42
Sobradinho-S.J.Piauí, C1	C1	500	211,0	-	dez/80	dez/42
Sobral II – Cccp, 230 Kv, C1	C1	230	2,9	-	jun/01	dez/42
Sobral III-Pecém II, C1	C1	500	176,6	-	mai/00	dez/42
Sobral III-Sobral II, C1	C1	230	13,8	-	mai/09	dez/42
Sobral III-Sobral II, C2	C2	230	13,8	-	mai/09	dez/42
Sr.do Bonfim-C. Formoso, C1	C1	230	64,7	-	set/81	dez/42
Suape III-Suape II, C1	C1	230	3,6	-	dez/12	jan/39
Suape III-Suape II, C2	C2	230	3,6	-	dez/12	jan/39
Suape II-Recife II, C1	C1	500	45,4	-	dez/98	dez/42
Tacaimbo-C.Grande II, C1	C1	230	124,7	-	mar/63	dez/42
Tacaimbo-C.Grande II, C2	C2	230	124,7	-	mar/73	dez/42
Tacaratu-Bom Nome, 230 kV, C1	C1	230	137,1	-	out/61	dez/42
Teresina II-Sobral III, C1	C1	500	334,2	-	mai/00	dez/42
Teresina I-Teresina II, C1	C1	230	25,3	-	set/02	dez/42
Teresina I-Teresina II, C2	C2	230	25,3	-	set/02	dez/42
Teresina-Piripiri, C1	C1	230	154,7	-	nov/71	dez/42
U. Luiz Gonzaga-L.Gonzaga, C1	C1	500	0,6	-	mai/79	dez/42
U. Luiz Gonzaga-L.Gonzaga, C2	C2	500	0,6	-	mai/79	dez/42
U. Luiz Gonzaga-L.Gonzaga, C3	C3	500	0,6	-	mai/79	dez/42
Us. B.Esperança-B.Esperança, C1	C1	230	2,8	-	dez/80	dez/42
Usina Apol.Sales- P.Afonso, C1	C1	230	5,8	-	out/77	dez/42
Usina Apol.Sales- P.Afonso, C2	C2	230	5,7	-	mar/77	dez/42
Usina de Pedra-Jequié, C1	C1	69	20,5	-	nov/78	dez/42
Usina III-Paulo Afonso, C1	C1	230	0,6	-	out/71	dez/42
Usina III-Paulo Afonso, C2	C2	230	0,6	-	abr/72	dez/42
Usina III-Paulo Afonso, C3	C3	230	0,6	-	abr/74	dez/42
Usina III-Paulo Afonso, C4	C4	230	0,6	-	ago/74	dez/42
Usina II-Paulo Afonso, C1	C1	230	0,7	-	out/61	dez/42
Usina II-Paulo Afonso, C3	C3	230	0,7	-	mai/67	dez/42
Usina II-Paulo Afonso, C4	C4	230	0,7	-	mai/67	dez/42

Usina II-Paulo Afonso, C5	C5	230	0,7	-	dez/67	dez/42
Usina II-Zebu, C1	C1	138	6,0	-	dez/64	dez/42
Usina I-Paulo Afonso, C1	C1	230	0,6	-	jan/55	dez/42
Usina I-Paulo Afonso, C2	C2	230	0,6	-	jan/55	dez/42
Usina IV-P.Afonso IV, C1	C1	500	0,6	-	dez/79	dez/42
Usina IV-P.Afonso IV, C2	C2	500	0,6	-	mai/80	dez/42
Usina IV-P.Afonso IV, C3	C3	500	0,6	-	out/80	dez/42
Usina IV-P.Afonso IV, C4	C4	500	0,6	-	jul/81	dez/42
Usina IV-P.Afonso IV, C5	C5	500	0,6	-	dez/81	dez/42
Usina IV-P.Afonso IV, C6	C6	500	0,6	-	mai/83	dez/42
Usina Xingó – Xingó, C1	C1	500	0,9	-	out/95	dez/42
Usina Xingó – Xingó, C2	C2	500	0,9	-	out/95	dez/42
Usina Xingó – Xingó, C3	C3	500	0,9	-	out/95	dez/42
Usina Xingó – Xingó, C5	C5	500	0,8	-	mar/94	dez/42
Usina Xingó – Xingó, C6	C6	500	0,8	-	nov/94	dez/42
Usina.Xingó.- Xingó, C4	C4	500	0,9	-	out/95	dez/42
Vila Zebu-Itaparica, C1	C1	69	27,0	-	jul/77	dez/42
Xingó-Jardim, C1	C1	500	159,8	-	mai/00	dez/42
Xingó-Messias, C1	C1	500	219,0	-	fev/93	dez/42
Zebu-Moxoto, C1	C1	69	7,2	-	abr/83	dez/42
Zebu-Xingo, C1	C1	69	56,5	-	ago/81	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	-	-	-	100,0	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 Bongí	-	-	-	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 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	-	-	-	302,0	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 Elev. Usina Apolonio Sales	-	-	-	480,0	fev/77	dez/42
SE Elev. Usina B. Esperança	-	-	-	280,0	mar/70	dez/42
SE Elev. Usina de Araras (*)	-	-	-	5,0	fev/60	jul/15
SE Elev. Usina de Curemas	-	-	-	5,0	jan/68	nov/24
SE Elev. Usina de Funil	-	-	-	43,2	jan/59	dez/42
SE Elev. Usina de Pedra	-	-	-	27,0	nov/78	dez/42
SE Elev. Usina de Sobradinho	-	-	-	1.200,0	out/79	fev/22
SE Elev. Usina Luiz Gonzaga	-	-	-	1.665,0	mai/88	dez/42
SE Elev. Usina Paulo Afonso I	-	-	-	202,5	jan/55	dez/42
SE Elev. Usina Paulo Afonso II	-	-	-	495,0	jan/62	dez/42
SE Elev. Usina Paulo Afonso III	-	-	-	960,0	jan/71	dez/42
SE Elev. Usina Paulo Afonso IV	-	-	-	2.700,0	nov/79	dez/42
SE Elev. Usina Term. Camaçari	-	-	-	400,0	set/78	ago/27
SE Elev. Usina Xingó	-	-	-	3.330,0	nov/94	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	-	-	-	1.800,0	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 II	-	-	-	450,0	jun/14	nov/40
SE Igaporã III	-	-	-	750,0	dez/15	jun/42
SE Irecê	-	-	-	229,0	set/81	dez/42
SE Itabaiana	-	-	-	223,0	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	-	-	-	1.601,0	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 Mossoró II	-	-	-	400,0	jan/77	dez/42
SE Moxotó	-	-	-	20,0	jan/72	dez/42
SE Mulungú	-	-	-	10,0	mai/75	dez/42
SE Mussurú 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	-	-	-	-	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	-	-	-	400,0	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	-	-	-	330,0	ago/73	dez/42
SE Pituvaçu	-	-	-	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 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 Xingó 500 kV	-	-	-	-	nov/94	dez/42

SE Xingó 69 kV	-	-	-	12,5	jan/87	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/Peçem 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 Oriximaná/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

(*) Concessão aguardando extinção pelo MME, após recomendação da Aneel.

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

Tabela 8 - Linhas de Transmissão em Operação - Características Financeiras

Linha de Transmissão	Propriedade	RAP (R\$ Mil)	RAP Proporc. (R\$ Mil)	Ano de degraú da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção
Integral		988.524	988.524			
Abaixadora-Moxoto, C1	100,0%	50	50	Não aplicável	Junho	IPCA
Abaixadora-Mulungu, C1	100,0%	62	62	Não aplicável	Junho	IPCA
Abaixadora-Zebu, C1	100,0%	51	51	Não aplicável	Junho	IPCA
Acará II-Sobral III, C2	100,0%	2.566	2.566	Não aplicável	Junho	IPCA
Angelim II-Pau Ferro, C1	100,0%	5.328	5.328	Não aplicável	Junho	IPCA
Angelim II-Recife II, C2	100,0%	5.580	5.580	Não aplicável	Junho	IPCA
Angelim-Messias, C1	100,0%	834	834	Não aplicável	Junho	IPCA
Angelim-Messias, C2	100,0%	830	830	Não aplicável	Junho	IPCA
Angelim-Messias, C3	100,0%	1.059	1.059	Não aplicável	Junho	IPCA
Angelim-Recife II, C2	100,0%	1.815	1.815	Não aplicável	Junho	IPCA
Angelim-Recife II, C3	100,0%	1.815	1.815	Não aplicável	Junho	IPCA
Angelim-Ribeirão, C1	100,0%	4.597	4.597	Não aplicável	Junho	IPCA
Angelim-Tacaimbó, C1	100,0%	856	856	Não aplicável	Junho	IPCA
Angelim-Tacaimbó, C2	100,0%	858	858	Não aplicável	Junho	IPCA
Angelim-Tacaimbó, C3	100,0%	880	880	Não aplicável	Junho	IPCA
Aquiraz II-Banabuiu, C1	100,0%	1.724	1.724	Não aplicável	Junho	IPCA
Aquiraz II-Fortaleza, C1	100,0%	137	137	Não aplicável	Junho	IPCA
Arapiraca III-Penedo, C1	100,0%	471	471	Não aplicável	Junho	IPCA
Arapiraca III-Rio Largo II, C1	100,0%	1.172	1.172	Não aplicável	Junho	IPCA
B. Jesus da Lapa II – Igaporã II	100,0%	2.792	2.792	Não aplicável	Junho	IPCA
B. Jesus da Lapa-Barreiras, C1	100,0%	3.127	3.127	Não aplicável	Junho	IPCA
Banabuiu-Fortaleza, C1	100,0%	2.429	2.429	Não aplicável	Junho	IPCA
Banabuiu-Fortaleza, C2	100,0%	1.941	1.941	Não aplicável	Junho	IPCA
Banabuiu-Mossoro II, C1	100,0%	2.957	2.957	Não aplicável	Junho	IPCA
Banabuiu-Mossoro II, C2	100,0%	2.715	2.715	Não aplicável	Junho	IPCA
Banabuiu-Russas II, C1	100,0%	1.479	1.479	Não aplicável	Junho	IPCA
Boa Esperança-Teresina, C1	100,0%	2.652	2.652	Não aplicável	Junho	IPCA
Boa Esperança-Teresina, C2	100,0%	2.652	2.652	Não aplicável	Junho	IPCA
Bom Nome-Milagres, C1	100,0%	1.121	1.121	Não aplicável	Junho	IPCA

Bom Nome-Milagres, C2	100,0%	1.126	1.126	Não aplicável	Junho	IPCA
Bom Nome-Milagres, C3	100,0%	1.124	1.124	Não aplicável	Junho	IPCA
Bongi-Açonorte, C1	100,0%	96	96	Não aplicável	Junho	IPCA
Brotas de Macaúba-B.J Lapa, C1	100,0%	4.278	4.278	Não aplicável	Junho	IPCA
C. Formoso-Irecê, C1	100,0%	1.433	1.433	Não aplicável	Junho	IPCA
C. Grande II - C. Grande III, C1	100,0%	26	26	Não aplicável	Junho	IPCA
C. Grande II - C. Grande III, C2	100,0%	53	53	Não aplicável	Junho	IPCA
C. Grande III – Extremoz II C1	100,0%	1.803	1.803	Não aplicável	Junho	IPCA
C. Mirim II-João Câmara II C1	100,0%	1.841	1.841	Não aplicável	Junho	IPCA
C. Novos-Santana do Matos, C1	100,0%	358	358	Não aplicável	Junho	IPCA
C.Grande II-Pilões, C1	100,0%	1.389	1.389	Não aplicável	Junho	IPCA
C.Grande II-S.Cruz II, C1	100,0%	855	855	Não aplicável	Junho	IPCA
Camaçari II-Camaçari IV, C1	100,0%	33	33	Não aplicável	Junho	IPCA
Camaçari IV-Cotegipe, C1	100,0%	1.264	1.264	Não aplicável	Junho	IPCA
Camaçari IV-Jacaracanga, C1	100,0%	976	976	Não aplicável	Junho	IPCA
Camaçari IV-Jacaracanga, C2	100,0%	976	976	Não aplicável	Junho	IPCA
Camaçari IV-Pituaçu, C1	100,0%	1.147	1.147	Não aplicável	Junho	IPCA
Camacari-Camacari, C2	100,0%	14	14	Não aplicável	Junho	IPCA
Camaçari-Caraíba Metais, C1	100,0%	56	56	Não aplicável	Junho	IPCA
Camaçari-Cotegipe, C2	100,0%	346	346	Não aplicável	Junho	IPCA
Camaçari-Cqr, C1	100,0%	0	0	Não aplicável	Junho	IPCA
Camaçari-Gov.Mangabeira, C1	100,0%	885	885	Não aplicável	Junho	IPCA
Camaçari-Gov.Mangabeira, C2	100,0%	939	939	Não aplicável	Junho	IPCA
Camaçari-Matatu, C1	100,0%	629	629	Não aplicável	Junho	IPCA
Camaçari-Pituaçu, C2	100,0%	414	414	Não aplicável	Junho	IPCA
Campina Grande III-Natal III, C1	100,0%	1.798	1.798	Não aplicável	Junho	IPCA
Campina Grande II-Paraiso, C1	100,0%	1.248	1.248	Não aplicável	Junho	IPCA
Campina Grande II-Paraiso, C2	100,0%	1.258	1.258	Não aplicável	Junho	IPCA
Campina Grande-Coteminas, C1	100,0%	26	26	Não aplicável	Junho	IPCA
Campina Grande-Goianinha, C1	100,0%	1.330	1.330	Não aplicável	Junho	IPCA
Catu-Camaçari, C1	100,0%	434	434	Não aplicável	Junho	IPCA
Catu-Camaçari, C2	100,0%	434	434	Não aplicável	Junho	IPCA
Catu-Gov.Mangabeira, C1	100,0%	1.052	1.052	Não aplicável	Junho	IPCA
Catu-Itabaianinha, C1	100,0%	1.981	1.981	Não aplicável	Junho	IPCA
Cauipe-Sobral, C1	100,0%	2.447	2.447	Não aplicável	Junho	IPCA
Cicero Dantas-Catu, C1	100,0%	2.693	2.693	Não aplicável	Junho	IPCA
Cicero Dantas-Catu, C2	100,0%	2.726	2.726	Não aplicável	Junho	IPCA
Cotegipe-Catu, C1	100,0%	377	377	Não aplicável	Junho	IPCA
Cotegipe-Catu, C2	100,0%	377	377	Não aplicável	Junho	IPCA
Cotegipe-Jacaracanga, C1	100,0%	295	295	Não aplicável	Junho	IPCA
Cotegipe-Matatu, C1	100,0%	442	442	Não aplicável	Junho	IPCA
Extremoz II-C. Mirim II C1	100,0%	594	594	Não aplicável	Junho	IPCA
Floresta II-Bom Nome,230 Kv,C1	100,0%	2.286	2.286	Não aplicável	Junho	IPCA
Fortaleza II-Cauipe, C1	100,0%	643	643	Não aplicável	Junho	IPCA
Fortaleza II-Cauipe, C1	100,0%	613	613	Não aplicável	Junho	IPCA
Fortaleza II-Cauipe, C2	100,0%	777	777	Não aplicável	Junho	IPCA
Fortaleza II-Pici, C1	100,0%	320	320	Não aplicável	Junho	IPCA
Fortaleza II-Pici, C2	100,0%	320	320	Não aplicável	Junho	IPCA
Fortaleza-Delmiro Gouveia, C1	100,0%	90	90	Não aplicável	Junho	IPCA
Fortaleza-Delmiro Gouveia, C2	100,0%	90	90	Não aplicável	Junho	IPCA
Fortaleza-Fortaleza II, C1	100,0%	5	5	Não aplicável	Junho	IPCA
Fortaleza-Fortaleza II, C2	100,0%	5	5	Não aplicável	Junho	IPCA
Fortaleza-Fortaleza II, C3	100,0%	5	5	Não aplicável	Junho	IPCA
Funil-Itapebi, C1	100,0%	2.094	2.094	Não aplicável	Junho	IPCA
Funil-Itapebi, C2	100,0%	2.094	2.094	Não aplicável	Junho	IPCA
Garanhuns II-Angelim II, C1	100,0%	556	556	Não aplicável	Junho	IPCA
Garanhuns II-Angelim, C1	100,0%	159	159	Não aplicável	Junho	IPCA
Garanhuns II-Angelim, C2	100,0%	159	159	Não aplicável	Junho	IPCA
Goianinha-Mussure, C2	100,0%	535	535	Não aplicável	Junho	IPCA
Goianinha-Santa Rita II, C1	100,0%	472	472	Não aplicável	Junho	IPCA
Gov.Mangabeira-Sapeaçu, C1	100,0%	346	346	Não aplicável	Junho	IPCA
Gov.Mangabeira-Sapeaçu, C2	100,0%	262	262	Não aplicável	Junho	IPCA
Gov.Mangabeira-Sapeaçu, C3	100,0%	263	263	Não aplicável	Junho	IPCA
Ibiapina II-Piripiri, C1	100,0%	1.121	1.121	Não aplicável	Junho	IPCA
Ibiapina II-Sobral, C1	100,0%	1.121	1.121	Não aplicável	Junho	IPCA
Ibicoara-Brumado, C1	100,0%	3.072	3.072	Não aplicável	Junho	IPCA
Icó-Banabuiú, C1	100,0%	1.274	1.274	Não aplicável	Junho	IPCA
Igaporã II-Igaporã III,C1	100,0%	104	104	Não aplicável	Junho	IPCA
Igaporã II-Igaporã III,C2	100,0%	104	104	Não aplicável	Junho	IPCA
Igaporã III-Pindaí II,C1	100,0%	2.402	2.402	Não aplicável	Junho	IPCA
Irecê-Brotas de Macaúba, C1	100,0%	1.969	1.969	Não aplicável	Junho	IPCA
Itabaiana-Jardim, C1	100,0%	465	465	Não aplicável	Junho	IPCA
Itabaiana-Jardim, C2	100,0%	465	465	Não aplicável	Junho	IPCA
Itabaianinha-Itabaiana, C1	100,0%	1.029	1.029	Não aplicável	Junho	IPCA
Itapebi-Eunápolis, C1	100,0%	497	497	Não aplicável	Junho	IPCA
Itapebi-Eunápolis, C2	100,0%	497	497	Não aplicável	Junho	IPCA
Jaboatao-Recife II, C1	100,0%	32	32	Não aplicável	Junho	IPCA

Jacaracanga-Alunordeste, C1	100,0%	30	30	Não aplicável	Junho	IPCA
Jacaracanga-Dow, C1	100,0%	127	127	Não aplicável	Junho	IPCA
Jacaracanga-Dow, C2	100,0%	125	125	Não aplicável	Junho	IPCA
Jaguarari-Sr. do Bonfim, C1	100,0%	1.036	1.036	Não aplicável	Junho	IPCA
Jardim/Penedo, C1	100,0%	0	0	Não aplicável	Junho	IPCA
Jardim-Camaçari IV, C1	100,0%	8.127	8.127	Não aplicável	Junho	IPCA
Jardim-Cia.Vale.Rio Doce, C1	100,0%	0	0	Não aplicável	Junho	IPCA
Jardim-Fafen, C1	100,0%	0	0	Não aplicável	Junho	IPCA
Joairam-Bongi, C1	100,0%	101	101	Não aplicável	Junho	IPCA
Joairam-Bongi, C2	100,0%	81	81	Não aplicável	Junho	IPCA
Joairam-Bongi, C3	100,0%	81	81	Não aplicável	Junho	IPCA
Juazeiro II-Sr.do Bonfim II, C2	100,0%	1.571	1.571	Não aplicável	Junho	IPCA
Juazeiro -Jaguarari, C1	100,0%	844	844	Não aplicável	Junho	IPCA
L. Gonzaga-Garanhuns II, C1	100,0%	8.205	8.205	Não aplicável	Junho	IPCA
L. Gonzaga-Milagres, C1	100,0%	7.545	7.545	Não aplicável	Junho	IPCA
L. Gonzaga-Olindina, C1	100,0%	8.127	8.127	Não aplicável	Junho	IPCA
Libra-Libra, C1	100,0%	0	0	Não aplicável	Junho	IPCA
Luiz Gonzaga-Sobradinho, C1	100,0%	9.500	9.500	Não aplicável	Junho	IPCA
M.Reduzido-M.Reduzido, C1	100,0%	5	5	Não aplicável	Junho	IPCA
Matatu-Pituacu, C1	100,0%	170	170	Não aplicável	Junho	IPCA
Matatu-Pituacu, C2	100,0%	57	57	Não aplicável	Junho	IPCA
Messias-Maceió, C1	100,0%	301	301	Não aplicável	Junho	IPCA
Messias-Maceió, C2	100,0%	301	301	Não aplicável	Junho	IPCA
Messias-Rio Largo, C1	100,0%	191	191	Não aplicável	Junho	IPCA
Messias-Rio Largo, C2	100,0%	147	147	Não aplicável	Junho	IPCA
Messias-Rio Largo, C3	100,0%	147	147	Não aplicável	Junho	IPCA
Messias-Suape II, C1	100,0%	5.210	5.210	Não aplicável	Junho	IPCA
Milagres-Banabuiu, C1	100,0%	3.032	3.032	Não aplicável	Junho	IPCA
Milagres-Banabuiu, C3	100,0%	2.386	2.386	Não aplicável	Junho	IPCA
Milagres-Coremas, C1	100,0%	1.599	1.599	Não aplicável	Junho	IPCA
Milagres-Coremas, C2	100,0%	6.744	6.744	2025	Junho	IGPM
Milagres-Ico, C1	100,0%	1.274	1.274	Não aplicável	Junho	IPCA
Milagres-Quixada, C1	100,0%	8.761	8.761	Não aplicável	Junho	IPCA
Milagres-Tauá, C1	100,0%	9.906	9.906	2023	Junho	IGPM
Mirueira II-Pau Ferro, C1	100,0%	955	955	Não aplicável	Junho	IPCA
Mirueira-Goianinha, C1	100,0%	671	671	Não aplicável	Junho	IPCA
Mossoró-Açu, C1	100,0%	955	955	Não aplicável	Junho	IPCA
Natal III - Extremoz II, C1	100,0%	21	21	Não aplicável	Junho	IPCA
Natal III-Natal II, C1	100,0%	159	159	Não aplicável	Junho	IPCA
Natal III-Natal II, C2	100,0%	159	159	Não aplicável	Junho	IPCA
Olindina-Camacari II, C1	100,0%	4.812	4.812	Não aplicável	Junho	IPCA
Olindina-Camacari II, C2	100,0%	4.802	4.802	Não aplicável	Junho	IPCA
Olindina-Olindina, C1	100,0%	3	3	Não aplicável	Junho	IPCA
Olindina-Olindina, C2	100,0%	3	3	Não aplicável	Junho	IPCA
P.Afonso IV-Angelim II, C2	100,0%	7.241	7.241	Não aplicável	Junho	IPCA
P.Afonso IV-L. Gonzaga, C1	100,0%	1.223	1.223	Não aplicável	Junho	IPCA
P.Afonso IV-Olindina, C2	100,0%	6.957	6.957	Não aplicável	Junho	IPCA
P.Afonso IV-Xingo, C1	100,0%	1.759	1.759	Não aplicável	Junho	IPCA
P.Afonso-Tacaratu, 230 Kv, C1	100,0%	1.139	1.139	Não aplicável	Junho	IPCA
Paraíso-Açu II, C2	100,0%	3.902	3.902	2025	Junho	IPCA
Paraíso-Lagoa Nova II, C1	100,0%	3.157	3.157	Não aplicável	Junho	IPCA
Paraíso-Natal II, C1	100,0%	1.017	1.017	Não aplicável	Junho	IPCA
Paraíso-Natal II, C2	100,0%	1.027	1.027	Não aplicável	Junho	IPCA
Paraíso-Santa Cruz II, C1	100,0%	213	213	Não aplicável	Junho	IPCA
Pau Ferro-Campina Grande II, C2	100,0%	1.331	1.331	Não aplicável	Junho	IPCA
Pau Ferro-Coteminas, C1	100,0%	1.321	1.321	Não aplicável	Junho	IPCA
Paulo Afonso – Floresta II, C1	100,0%	1.799	1.799	Não aplicável	Junho	IPCA
Paulo Afonso III- Zebu II, C1	100,0%	147	147	Não aplicável	Junho	IPCA
Paulo Afonso III- Zebu II, C2	100,0%	147	147	Não aplicável	Junho	IPCA
Paulo Afonso III-Bom Nome, C3	100,0%	2.318	2.318	Não aplicável	Junho	IPCA
Paulo Afonso IV-P.Afonso, C1	100,0%	19	19	Não aplicável	Junho	IPCA
Paulo Afonso IV-P.Afonso, C2	100,0%	24	24	Não aplicável	Junho	IPCA
Paulo Afonso-Angelim, C1	100,0%	4.802	4.802	Não aplicável	Junho	IPCA
Paulo Afonso-C. Dantas, C1	100,0%	1.844	1.844	Não aplicável	Junho	IPCA
Paulo Afonso-C. Dantas, C2	100,0%	1.844	1.844	Não aplicável	Junho	IPCA
Paulo Afonso-Garanhuns II, C1	100,0%	2.169	2.169	Não aplicável	Junho	IPCA
Paulo Afonso-Garanhuns II, C2	100,0%	2.169	2.169	Não aplicável	Junho	IPCA
Paulo Afonso-Garanhuns II, C3	100,0%	3.235	3.235	Não aplicável	Junho	IPCA
Paulo Afonso-Itabaiana, C2	100,0%	1.799	1.799	Não aplicável	Junho	IPCA
Paulo Afonso-Itabaiana, C3	100,0%	1.799	1.799	Não aplicável	Junho	IPCA
Pecem II-Fortaleza II, C1	100,0%	1.437	1.437	Não aplicável	Junho	IPCA
Picos-Tauá II, C1	100,0%	5.203	5.203	2029	Junho	IPCA
Pilões – Paraíso, C1	100,0%	1.474	1.474	Não aplicável	Junho	IPCA
Pirapama II-Recife II, 69 kV C1	100,0%	0	0	Não aplicável	Junho	IPCA
Pirapama II-Suape II, C1	100,0%	842	842	Não aplicável	Junho	IPCA
Pirapama II-Suape II, C2	100,0%	842	842	Não aplicável	Junho	IPCA
Pituacu-Cotegipe, C1	100,0%	155	155	Não aplicável	Junho	IPCA

Pituaçu-Cotegipe, C2	100,0%	154	154	Não aplicável	Junho	IPCA
Pituaçu-Narandiba, C1	100,0%	49	49	Não aplicável	Junho	IPCA
Pituaçu-Narandiba, C2	100,0%	49	49	Não aplicável	Junho	IPCA
Pituaçu-Pituaçu, C1	100,0%	35	35	Não aplicável	Junho	IPCA
Pres.Dutra II-Teresina II, C1	100,0%	6.906	6.906	Não aplicável	Junho	IPCA
Pres.Dutra II-Teresina II, C2	100,0%	6.790	6.790	Não aplicável	Junho	IPCA
Quixada-Fortalezall, C1	100,0%	4.472	4.472	Não aplicável	Junho	IPCA
Quixere-MossoróII,C1	100,0%	502	502	Não aplicável	Junho	IPCA
Recife II-Goianinha, C1	100,0%	755	755	Não aplicável	Junho	IPCA
Recife II-Goianinha, C2	100,0%	755	755	Não aplicável	Junho	IPCA
Recife II-Joairam, C1	100,0%	119	119	Não aplicável	Junho	IPCA
Recife II-Joairam, C2	100,0%	94	94	Não aplicável	Junho	IPCA
Recife II-Joairam, C3	100,0%	94	94	Não aplicável	Junho	IPCA
Recife II-Mirueira, C1	100,0%	347	347	Não aplicável	Junho	IPCA
Recife II-Mirueira, C2	100,0%	333	333	Não aplicável	Junho	IPCA
Recife II-Mirueira, C3	100,0%	422	422	Não aplicável	Junho	IPCA
Recife II-Pau Ferro, C1	100,0%	200	200	Não aplicável	Junho	IPCA
Recife II-Pau Ferro, C1	100,0%	351	351	Não aplicável	Junho	IPCA
Recife II-Pau Ferro, C2	100,0%	351	351	Não aplicável	Junho	IPCA
Recife II-Pirapama II, C1	100,0%	321	321	Não aplicável	Junho	IPCA
Recife II-Pirapama II, C2	100,0%	321	321	Não aplicável	Junho	IPCA
Ribeirão-Recife II, C1	100,0%	2.256	2.256	Não aplicável	Junho	IPCA
Rio Largo-Braskem, C1	100,0%	342	342	Não aplicável	Junho	IPCA
Russas II – Quixere, C1	100,0%	502	502	Não aplicável	Junho	IPCA
S.Ant.Jesus-Funil, C2	100,0%	1.719	1.719	Não aplicável	Junho	IPCA
S.Ant.Jesus-Funil, C3	100,0%	2.052	2.052	Não aplicável	Junho	IPCA
S.J.Piauí-B.Esperança, C1	100,0%	7.633	7.633	Não aplicável	Junho	IPCA
S.João Piauí-Eliseu Martins, C1	100,0%	2.399	2.399	Não aplicável	Junho	IPCA
S.João Piauí-Picos, C1	100,0%	2.247	2.247	Não aplicável	Junho	IPCA
Santa Cruz II-C.Novos II, C1	100,0%	507	507	Não aplicável	Junho	IPCA
Santa Rita II-Mussuré, C1	100,0%	63	63	Não aplicável	Junho	IPCA
Santana do Matos-Açu, C1	100,0%	457	457	Não aplicável	Junho	IPCA
Sapeaçu- S.Ant.Jesus, C2	100,0%	338	338	Não aplicável	Junho	IPCA
Sapeaçu- S.Ant.Jesus, C3	100,0%	338	338	Não aplicável	Junho	IPCA
Sapeaçu-Funil, C1	100,0%	2.621	2.621	Não aplicável	Junho	IPCA
Sobradinho-Juazeiro II, C1	100,0%	449	449	Não aplicável	Junho	IPCA
Sobradinho-Juazeiro II, C2	100,0%	449	449	Não aplicável	Junho	IPCA
Sobradinho-Luiz Gonzaga, C2	100,0%	10.330	10.330	Não aplicável	Junho	IPCA
Sobradinho-S.J.Piauí, C1	100,0%	6.898	6.898	Não aplicável	Junho	IPCA
Sobral II – Cccp, 230 Kv, C1	100,0%	0	0	Não aplicável	Junho	IPCA
Sobral III-Pecem II, C1	100,0%	5.454	5.454	Não aplicável	Junho	IPCA
Sobral III-Sobral II, C1	100,0%	175	175	Não aplicável	Junho	IPCA
Sobral III-Sobral II, C2	100,0%	175	175	Não aplicável	Junho	IPCA
Sr.do Bonfim-C. Formoso, C1	100,0%	1.433	1.433	Não aplicável	Junho	IPCA
Suape III-Suape II, C1	100,0%	495	495	Não aplicável	Junho	IPCA
Suape III-Suape II, C2	100,0%	495	495	Não aplicável	Junho	IPCA
Suape II-Recife II, C1	100,0%	543	543	Não aplicável	Junho	IPCA
Tacaimbo-C.Grande II, C1	100,0%	1.670	1.670	Não aplicável	Junho	IPCA
Tacaimbo-C.Grande II, C2	100,0%	1.670	1.670	Não aplicável	Junho	IPCA
Tacaratu-Bom Nome, 230 Kv, C1	100,0%	1.139	1.139	Não aplicável	Junho	IPCA
Teresina II-Sobral III, C1	100,0%	10.925	10.925	Não aplicável	Junho	IPCA
Teresina I-Teresina II, C1	100,0%	294	294	Não aplicável	Junho	IPCA
Teresina I-Teresina II, C2	100,0%	294	294	Não aplicável	Junho	IPCA
Teresina-Piripiri, C1	100,0%	2.072	2.072	Não aplicável	Junho	IPCA
U. Luiz Gonzaga-L.Gonzaga, C1	100,0%	25	25	Não aplicável	Junho	IPCA
U. Luiz Gonzaga-L.Gonzaga, C2	100,0%	25	25	Não aplicável	Junho	IPCA
U. Luiz Gonzaga-L.Gonzaga, C3	100,0%	25	25	Não aplicável	Junho	IPCA
Us. B.Esperança-B.Esperança, C1	100,0%	49	49	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina Apol.Sales- P.Afonso, C1	100,0%	93	93	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina Apol.Sales- P.Afonso, C2	100,0%	92	92	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina de Pedra-Jequié, C1	100,0%	178	178	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina III-Paulo Afonso, C1	100,0%	10	10	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina III-Paulo Afonso, C2	100,0%	10	10	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina III-Paulo Afonso, C3	100,0%	10	10	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina III-Paulo Afonso, C4	100,0%	10	10	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina II-Paulo Afonso, C1	100,0%	10	10	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina II-Paulo Afonso, C3	100,0%	10	10	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina II-Paulo Afonso, C4	100,0%	12	12	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina II-Paulo Afonso, C5	100,0%	12	12	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina II-Zebu, C1	100,0%	66	66	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina I-Paulo Afonso, C1	100,0%	10	10	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina I-Paulo Afonso, C2	100,0%	10	10	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina IV-P.Afonso IV, C1	100,0%	25	25	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina IV-P.Afonso IV, C2	100,0%	25	25	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina IV-P.Afonso IV, C3	100,0%	25	25	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina IV-P.Afonso IV, C4	100,0%	25	25	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina IV-P.Afonso IV, C5	100,0%	25	25	Não aplicável	Junho	IPCA

Usina IV-P.Afonso IV, C6	100,0%	25	25	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina Xingo – Xingo, C1	100,0%	33	33	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina Xingo – Xingo, C2	100,0%	33	33	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina Xingo – Xingo, C3	100,0%	33	33	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina Xingo – Xingo, C5	100,0%	29	29	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina Xingo – Xingo, C6	100,0%	29	29	Não aplicável	Junho	IPCA
Usina.Xingo.- Xingo, C4	100,0%	33	33	Não aplicável	Junho	IPCA
Vila Zebu-Itaparica, C1	100,0%	235	235	Não aplicável	Junho	IPCA
Xingo-Jardim, C1	100,0%	5.224	5.224	Não aplicável	Junho	IPCA
Xingo-Messias, C1	100,0%	7.159	7.159	Não aplicável	Junho	IPCA
Zebu-Moxoto, C1	100,0%	68	68	Não aplicável	Junho	IPCA
Zebu-Xingo, C1	100,0%	447	447	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Abaixadora	100,0%	1.683	1.683	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Acaraú II	100,0%	3.690	3.690	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Açú II	100,0%	4.952	4.952	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Angelim	100,0%	5.420	5.420	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Angelim II	100,0%	5.170	5.170	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Aquiraz II (1)	100,0%	0	0	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Arapiraca III	100,0%	7.237	7.237	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Banabuiú	100,0%	5.136	5.136	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Barreiras	100,0%	3.676	3.676	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Boa Esperança 230 Kv	100,0%	3.310	3.310	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Boa Esperança 500 Kv	100,0%	7.065	7.065	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Bom Jesus da Lapa	100,0%	5.894	5.894	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Bom Jesus da Lapa II (1)	100,0%	195	195	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Bom Nome	100,0%	5.167	5.167	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Bongi	100,0%	7.701	7.701	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Brotas de Macaubas	100,0%	353	353	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Brumado II	100,0%	335	335	2027	Junho	IPCA
SE Camaçari II	100,0%	21.352	21.352	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Camaçari IV	100,0%	13.994	13.994	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Campina Grande II	100,0%	11.278	11.278	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Campina Grande III (1)	100,0%	0	0	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Campo Formoso	100,0%	0	0	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Catu	100,0%	6.359	6.359	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Cauípe	100,0%	2.657	2.657	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Ceará Mirim II (1)	100,0%	0	0	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Cícero Dantas	100,0%	3.300	3.300	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Coremas	100,0%	2.933	2.933	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Cotegipe	100,0%	5.508	5.508	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Coteminas	100,0%	697	697	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Currais Novos II	100,0%	1.703	1.703	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Delmiro Gouveia	100,0%	4.583	4.583	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Elizeu Martins	100,0%	1.495	1.495	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Eunápolis	100,0%	3.927	3.927	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Extremoz II	100,0%	4.124	4.124	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Floresta II	100,0%	0	0	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Fortaleza	100,0%	12.279	12.279	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Fortaleza II	100,0%	12.877	12.877	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Funil	100,0%	9.984	9.984	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Garanhuns II (1)	100,0%	0	0	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Goianinha	100,0%	5.307	5.307	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Gov. Mangabeira	100,0%	5.888	5.888	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Ibiapina II	100,0%	3.558	3.558	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Ibiçara (1)	100,0%	5.731	5.731	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Icó	100,0%	2.140	2.140	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Igaporã II	100,0%	3.750	3.750	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Igaporã III	100,0%	1.500	1.500	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Irecê	100,0%	6.156	6.156	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Itabaiana	100,0%	3.385	3.385	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Itabaianinha	100,0%	3.824	3.824	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Itaparica	100,0%	524	524	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Itapebi	100,0%	1.218	1.218	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Jacaracanga	100,0%	3.606	3.606	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Jaguarari	100,0%	2.177	2.177	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Jardim	100,0%	16.156	16.156	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Joairam	100,0%	3.569	3.569	Não aplicável	Junho	IPCA
SE João Câmara	100,0%	0	0	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Juazeiro da Bahia II	100,0%	5.647	5.647	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Lagoa Nova II	100,0%	3.451	3.451	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Luiz Gonzaga 500kv	100,0%	10.573	10.573	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Maceió	100,0%	2.549	2.549	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Matatu	100,0%	5.828	5.828	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Messias	100,0%	8.991	8.991	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Milagres	100,0%	31.659	31.659	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Mirueira	100,0%	4.388	4.388	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Mirueira II	100,0%	5.858	5.858	Não aplicável	Junho	IPCA

SE Modelo Reduzido	100,0%	393	393	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Mossoró II	100,0%	7.354	7.354	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Moxotó	100,0%	690	690	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Mulungú	100,0%	511	511	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Mussurê II	100,0%	3.372	3.372	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Natal II	100,0%	6.685	6.685	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Natal III	100,0%	6.377	6.377	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Olindina	100,0%	5.750	5.750	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Paraíso	100,0%	3.909	3.909	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Pau Ferro	100,0%	3.338	3.338	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Paulo Afonso III	100,0%	5.419	5.419	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Paulo Afonso IV	100,0%	12.081	12.081	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Pecém II (1)	100,0%	0	0	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Penedo	100,0%	3.397	3.397	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Pici II	100,0%	3.393	3.393	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Picos	100,0%	4.246	4.246	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Pilões II	100,0%	1.956	1.956	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Pindaí II	100,0%	4.126	4.126	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Pirapama II	100,0%	4.417	4.417	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Piripiri	100,0%	8.950	8.950	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Pituáçu	100,0%	4.508	4.508	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Polo	100,0%	1.311	1.311	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Quixadá	100,0%	2.888	2.888	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Quixerê	100,0%	0	0	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Recife II	100,0%	20.872	20.872	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Ribeirão	100,0%	2.821	2.821	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Rio Largo II	100,0%	5.222	5.222	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Russas II	100,0%	3.956	3.956	Não aplicável	Junho	IPCA
SE S. João do Piauí	100,0%	10.245	10.245	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Santa Cruz II	100,0%	1.552	1.552	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Santa Rita II	100,0%	7.367	7.367	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Santana dos Matos II	100,0%	967	967	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Sapeaçu (1)	100,0%	28	28	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Senhor Do Bonfim II	100,0%	6.014	6.014	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Sobradinho	100,0%	19.054	19.054	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Sobral II	100,0%	5.828	5.828	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Sobral III	100,0%	11.816	11.816	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Sto. Antonio de Jesus	100,0%	3.968	3.968	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Suape II	100,0%	12.449	12.449	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Suape III	100,0%	4.267	4.267	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Tacaimbó	100,0%	3.627	3.627	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Tacaratu	100,0%	0	0	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Tauá II	100,0%	7.974	7.974	Não aplicável	Junho	IGPM
SE Teresina	100,0%	7.192	7.192	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Teresina II	100,0%	20.115	20.115	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Xingó 500 Kv	100,0%	6.865	6.865	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Xingó 69 Kv	100,0%	833	833	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Zebu	100,0%	1.720	1.720	Não aplicável	Junho	IPCA
SE Zebu II	100,0%	4.231	4.231	Não aplicável	Junho	IPCA
Sociedade de Propósito Específico		1.078.010	330.566			
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. – STN LT Teresina II/ Sobral III/Pecem II/Fortaleza II	49,0%	164.352	80.532	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%	117.261	14.071	2024	Julho	IPCA
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	19,5%	152.823	29.800	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%	445.668	109.189	Não aplicável	Julho	IPCA
Transmissora Delmiro Gouveia S.A. – TDG SE Aquiraz II e SE Pecém II	49,0%	30.162	14.779	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%	93.505	45.818	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	49,0%	74.239	36.377	Não aplicável	Julho	IPCA
---	-------	--------	--------	---------------	-------	------

(*) Concessão aguardando extinção pelo MME, após recomendação da Aneel.

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

(2) Subestação transferida para a Chesf por acessantes.

Ao final do ano de 2016, o Sistema de Transmissão da Chesf teve ampliação, quando foram energizados 264,2 km de linhas de transmissão, além de 03 novas Subestações, com a ampliação da capacidade de transformação em 2.290 MVA.

A Companhia está concentrando esforços na construção de 16 linhas que adicionarão 1.338,5 km de extensão e 10 subestações com 2.493 MVA de capacidade de transformação ao conjunto de linhas da Companhia. No quadro a seguir é apresentado os empreendimentos de transmissão em andamento.

Em 2016, foi incorporado também ao sistema de transmissão da Chesf o seccionamento das LTs Angelim II – Pau Ferro e Recife II – Pau Ferro, C1, decorrente da entrada em operação comercial de 164,8 km de Linha de Transmissão transferidos da Sociedade de Propósito Específico – SPE Interligação Elétrica Garanhuns S.A.

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			1.338,5	3.176,0		
Eunápolis-Teixeira Freitas II C1	CS	230	145,0	-	dez/17	out/38
Funil-Itapebi C3	CS	230	223,0	-	dez/17	abr/37
Eunápolis-Teixeira Freitas II C2	CS	230	145,0	-	dez/17	ago/39
Pau Ferro-Santa Rita II	CS	230	85,0	-	jan/18	ago/39
Paraíso-Açu II	CS	230	123,0	-	dez/18	nov/40
Açu II-Mossoró II	CS	230	69,0	-	dez/18	nov/40
Morro do Chapéu II-Irecê	CD	230	65,0	-	mar/17	out/41
Teresina II-Teresina III	CD	230	26,0	-	abr/17	dez/41
Recife II-Suape II C2	C2	230	44,0	-	dez/18	dez/41
Camaçari IV-Sapeaçu	CS	500	105,0	-	dez/18	dez/41
Sapeaçu-Sto. Antonio de Jesus C3	CS	230	31,0	-	dez/18	dez/41
Jardim-N Sra do Socorro		230	1,3	-	dez/17	mai/42
Messias-Maceió II	CS	230	20,0	-	ago/17	mai/42
Camaçari IV-Pirajá	CS	230	45,0	-	out/18	mai/42
Pituaçu-Pirajá	CS	230	5,0	-	out/18	mai/42
Mossoró II-Mossoró IV		230	40,0	-	jul/17	jun/42
Ceará Mirim II-Touros II	CS	230	56,2	-	jul/17	jun/42
Russas II-Banabuiu C2	CS	230	110,0	-	dez/18	jun/42
SE 230/69 kv Morro do Chapéu II	-	230	-	150,0	mar/17	out/41
SE 230/69 kv Teresina III	-	230	-	400,0	abr/17	dez/41
SE 230/69 kv N.S. Socorro	-	230	-	300,0	dez/17	mai/42
SE 230/69 kv Maceió II	-	230	-	400,0	ago/17	mai/42
SE 230/138 kv Poçoões II	-	230	-	200,0	dez/17	mai/42
SE 230/69 kv Pirajá	-	230	-	360,0	out/18	mai/42
SE 230/69 kv Jaboatão II	-	230	-	300,0	jul/18	jun/42
SE 230/69 kv Touros II	-	230	-	150,0	jul/17	jun/42
SE 230/69 kv Mossoró IV	-	230	-	100,0	jul/17	dez/42
SE 230/138 kv Teixeira de Freitas II	-	230	-	133,0	dez/17	out/38
SE 230/69 kv Jaboatão II	-	230	-	300,0	ago/16	jun/42
SE 230/69 kv Touros II	-	230	-	150,0	jun/16	jun/42
SE 230/69 kv Mossoró IV	-	230	-	100,0	ago/16	dez/42
SE 230/138 kv Teixeira de Freitas II	-	230	-	133,0	dez/16	out/38
Sociedade de Propósito Específico			0,0	0,0		
Não se aplica						

Tabela 10 - Projetos de Linha - 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			112.971			
Eunápolis-Teixeira Freitas II C1	100%	2.630	2.630	Não aplicável	Junho	IPCA
Funil-Itapebí C3	100%	5.616	5.616	Não aplicável	Junho	IPCA
Eunápolis-Teixeira Freitas II C2	100%	6.357	6.357	Não aplicável	Junho	IPCA
Pau Ferro-Santa Rita II	100%	5.613	5.613	Não aplicável	Junho	IPCA
Paraíso-Açu II	100%	2.367	2.367	Não aplicável	Junho	IPCA
Açu II-Mossoró II	100%	1.583	1.583	Não aplicável	Junho	IPCA
Morro do Chapéu II-Irecê	100%	1.741	1.741	Não aplicável	Junho	IPCA
Teresina II-Teresina III C1	100%	1.160	1.160	Não aplicável	Junho	IPCA
Teresina II-Teresina III C2	100%	1.160	1.160	Não aplicável	Junho	IPCA
Recife II-Suape II C2	100%	4.645	4.645	Não aplicável	Junho	IPCA
Camaçari IV-Sapeaçu	100%	7.380	7.380	Não aplicável	Junho	IPCA
Sapeaçu-Sto. Antonio de Jesus C3	100%	907	907	Não aplicável	Junho	IPCA
Jardim-N Sra do Socorro C1	100%	93	93	Não aplicável	Junho	IPCA
Jardim-N Sra do Socorro C2	100%	93	93	Não aplicável	Junho	IPCA
Messias-Maceió II C1	100%	669	669	Não aplicável	Junho	IPCA
Messias-Maceió II C2	100%	669	669	Não aplicável	Junho	IPCA
Camaçari IV-Pirajá	100%	4.051	4.051	Não aplicável	Junho	IPCA
Pituaçu-Pirajá	100%	836	836	Não aplicável	Junho	IPCA
Mossoró II-Mossoró IV	100%	1.268	1.268	Não aplicável	Junho	IPCA
Ceará Mirim II-Touros II C1	100%	2.376	2.376	Não aplicável	Junho	IPCA
Russas II-Banabuiu C2	100%	4.406	4.406	Não aplicável	Junho	IPCA
SE 230/69 kv Morro do Chapéu II	100%	3.594	3.594	Não aplicável	Junho	IPCA
SE 230/69 kv Teresina III	100%	8.263	8.263	Não aplicável	Junho	IPCA
SE 230/69 kv N.S. Socorro	100%	6.465	6.465	Não aplicável	Junho	IPCA
SE 230/69 kv Maceió II	100%	5.395	5.395	Não aplicável	Junho	IPCA
SE 230/138 kv Poções II	100%	5.856	5.856	Não aplicável	Junho	IPCA
SE 230/69 kv Pirajá	100%	10.791	10.791	Não aplicável	Junho	IPCA
SE 230/69 kv Jaboatão II	100%	5.419	5.419	Não aplicável	Junho	IPCA
SE 230/69 kv Touros II	100%	3.503	3.503	Não aplicável	Junho	IPCA
SE 230/69 kv Mossoró IV	100%	3.323	3.323	Não aplicável	Junho	IPCA
SE 230/138 kv Teixeira de Freitas II	100%	4.743	4.743	Não aplicável	Junho	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/2015	Investimento Realizado até 31/dez/2015	Evolução Física em 31/dez/2016	Investimento Realizado até 31/dez/2016
Integral		634.280		883.141
LT 230 kV Jardim / Nossa Senhora do Socorro, SE Nossa Senhora do Socorro 230/69 KV	56%	32.779	56%	38.979
SE Poções II - 230/138 KV	64%	18.592	76%	29.116
LT 230 kV Morro do Chapéu II / Irecê, SE Morro do Chapéu II 230/69 kV	60%	37.997	80%	50.982
LT 230 kV Teresina II/Teresina III C1/C2, SE Teresina III 230/69 kV	50%	44.236	93%	55.415
LT 230 kV Messias / Maceio II, SE Maceio II 230/69 kV	80%	35.790	80%	44.187
LT 230 KV Mossoró IV / Mossoró II, SE Mossoró IV 230/69 kV	46%	29.511	75%	43.522
SE Jaboatão II 230/69 kV	35%	35.628	69%	51.831
LT 230 kV Touros / Ceará Mirim II, SE Touros 230/69 kV	52%	32.670	91%	66.074
LT 230 kV Funil / Itapebí C3	66%	51.623	66%	53.362
LT 230 kV Eunápolis / Teixeira de Freitas II C1; SE Teixeira de Freitas II 230/138 kV	18%	50.517	45%	76.282
LT 230 kV Eunápolis/Teixeira de Freitas C2	7%	22.795	57%	55.761
LT 230 kV Russas II /Banabuiu C2	40%	22.795	45%	29.323
LT 230 kV Paraíso / Açú II / Mossoró II	30%	51.788	50%	55.111
LT 230 kV Camaçari IV / Pirajá; LT 230 kV Pituaçu / Pirajá; SE Pirajá 230/69 kV	10%	35.155	44%	56.112
LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II	0%	79.686	25%	81.067
LT 230 kV Sapeaçu/Santo Antônio de Jesus C3 e EL's 230 kV nas SE Sapeaçu e Santo Antônio de Jesus.	0%	11.847	33%	13.895
LT 500 kV Camaçari IV / Sapeaçu	0%	19.451	33%	33.799
LT 500 kV Recife II/Suape II C2	3%	21.419	16%	48.323
SPE Proporcional		0		0
Não se aplica				
Total		634.280		883.141

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

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2015	Investimento Realizado até 31/dez/2015	Evolução Física em 31/dez/2016	Investimento Realizado até 31/dez/2016
Integral		634.280		883.141
LT 230 kV Jardim / Nossa Senhora do Socorro, SE Nossa Senhora do Socorro 230/69 KV	56%	32.779	56%	38.979
SE Poções II - 230/138 KV	64%	18.592	76%	29.116
LT 230 kV Morro do Chapéu II / Irecê, SE Morro do Chapéu II 230/69 kV	60%	37.997	80%	50.982
LT 230 kV Teresina II/Teresina III C1/C2, SE Teresina III 230/69 kV	50%	44.236	93%	55.415
LT 230 kV Messias / Maceio II, SE Maceio II 230/69 kV	80%	35.790	80%	44.187
LT 230 KV Mossoró IV / Mossoró II, SE Mossoró IV 230/69 kV	46%	29.511	75%	43.522
SE Jaboatão II 230/69 kV	35%	35.628	69%	51.831
LT 230 kV Touros / Ceará Mirim II, SE Touros 230/69 kV	52%	32.670	91%	66.074
LT 230 kV Funil / Itapebi C3	66%	51.623	66%	53.362
LT 230 kV Eunápolis / Teixeira de Freitas II C1; SE Teixeira de Freitas II 230/138 kV	18%	50.517	45%	76.282
LT 230 kV Eunápolis/Teixeira de Freitas C2	7%	22.795	57%	55.761
LT 230 kV Russas II /Banabuiu C2	40%	22.795	45%	29.323
LT 230 kV Paraíso / Açú II / Mossoró II	30%	51.788	50%	55.111
LT 230 kV Camaçari IV / Pirajá; LT 230 kV Pituacu / Pirajá; SE Pirajá 230/69 kV	10%	35.155	44%	56.112
LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II	0%	79.686	25%	81.067
LT 230 kV Sapeaçu/Santo Antônio de Jesus C3 e EL's 230 kV nas SE Sapeaçu e Santo Antônio de Jesus.	0%	11.847	33%	13.895
LT 500 kV Camaçari IV / Sapeaçu	0%	19.451	33%	33.799
LT 500 kV Recife II/Suape II C2	3%	21.419	16%	48.323
SPE Proporcional		0		0
Não se aplica				
Total		634.280		883.141

Tabela 13 - RAP Esperada - R\$ Mil

Linha de Transmissão - RAP Proporcional	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Controladora							
Integral	699.683	842.139	956.358	962.309	962.309	962.309	962.309
Abaixadora-Moxoto, C1	20	25	50	50	50	50	50
Abaixadora-Mulungu, C1	25	31	62	62	62	62	62
Abaixadora-Zebu, C1	21	26	51	51	51	51	51
Acará II-Sobral III, C2	2.497	2.582	2.566	2.566	2.566	2.566	2.566
Angelim II-Pau Ferro, C1	0	2.664	5.328	5.328	5.328	5.328	5.328
Angelim II-Recife II, C2	4.788	5.335	5.580	5.580	5.580	5.580	5.580
Angelim-Messias, C1	716	797	834	834	834	834	834
Angelim-Messias, C2	712	793	830	830	830	830	830
Angelim-Messias, C3	909	1.013	1.059	1.059	1.059	1.059	1.059
Angelim-Recife II, C2	1.557	1.735	1.815	1.815	1.815	1.815	1.815
Angelim-Recife II, C3	1.557	1.735	1.815	1.815	1.815	1.815	1.815
Angelim-Ribeirão, C1	1.329	2.230	3.048	3.048	3.048	3.048	3.048
Angelim-Tacaímbó, C1	734	818	856	856	856	856	856
Angelim-Tacaímbó, C2	737	821	858	858	858	858	858
Angelim-Tacaímbó, C3	755	841	880	880	880	880	880
Aquiraz II-Banabuiu, C1	1.479	1.648	1.724	1.724	1.724	1.724	1.724
Aquiraz II-Fortaleza, C1	117	131	137	137	137	137	137
Arapiraca III-Penedo, C1	404	451	471	471	471	471	471
Arapiraca III-Rio Largo II, C1	1.005	1.120	1.172	1.172	1.172	1.172	1.172
B. Jesus da Lapa II – Igaporã II	40	36	73	73	73	73	73
B. Jesus da Lapa-Barreiras, C1	2.683	2.990	3.127	3.127	3.127	3.127	3.127
Banabuiu-Fortaleza, C1	2.036	2.269	2.373	2.373	2.373	2.373	2.373
Banabuiu-Fortaleza, C2	1.596	889	81	81	81	81	81
Banabuiu-Mossoro II, C1	2.537	2.827	2.957	2.957	2.957	2.957	2.957
Banabuiu-Mossoro II, C2	2.386	2.599	2.715	2.715	2.715	2.715	2.715
Banabuiu-Russas II, C1	1.665	1.849	2.349	2.349	2.349	2.349	2.349
Boa Esperança-Teresina, C1	2.275	2.535	2.652	2.652	2.652	2.652	2.652
Boa Esperança-Teresina, C2	2.275	2.535	2.652	2.652	2.652	2.652	2.652
Bom Nome-Milagres, C1	962	1.072	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121
Bom Nome-Milagres, C2	966	1.077	1.126	1.126	1.126	1.126	1.126
Bom Nome-Milagres, C3	964	1.074	1.124	1.124	1.124	1.124	1.124
Bongi-Açonorte, C1	83	92	96	96	96	96	96
Brotas de Macaúba-B.J Lapa, C1	218	2.128	4.030	4.030	4.030	4.030	4.030
C. Formoso-Irecê, C1	2.459	2.740	2.866	2.866	2.866	2.866	2.866
C. Grande II - C. Grande III, C1	12	25	26	26	26	26	26
C. Grande II - C. Grande III, C2	24	51	53	53	53	53	53
C. Grande III – Extremoz II C1	822	1.724	1.803	1.803	1.803	1.803	1.803
C. Mirim II-João Câmara II C1	0	921	1.841	1.841	1.841	1.841	1.841
C. Novos-Santana do Matos, C1	144	179	358	358	358	358	358

C.Grande II-Pilões, C1	172	214	428	428	428	428	428
C.Grande II-S.Cruz II, C1	344	428	855	855	855	855	855
Camaçari II-Camaçari IV, C1	28	31	33	33	33	33	33
Camaçari IV-Cotegipe, C1	813	592	339	339	339	339	339
Camaçari IV-Jacaracanga, C1	419	213	223	223	223	223	223
Camaçari IV-Jacaracanga, C2	434	721	753	753	753	753	753
Camaçari IV-Pituaçu, C1	502	542	414	414	414	414	414
Camacari-Camacari, C2	6	7	14	14	14	14	14
Camaçari-Caraíba Metais, C1	48	53	56	56	56	56	56
Camaçari-Cotegipe, C2	297	331	346	346	346	346	346
Camaçari-Gov.Mangabeira, C1	759	846	885	885	885	885	885
Camaçari-Gov.Mangabeira, C2	426	846	885	885	885	885	885
Camaçari-Matatu, C1	540	602	629	629	629	629	629
Camaçari-Pituaçu, C2	356	396	414	414	414	414	414
Campina Grande III-Natal III, C1	820	1.719	1.798	1.798	1.798	1.798	1.798
Campina Grande II-Paraiso, C1	1.071	1.193	1.248	1.248	1.248	1.248	1.248
Campina Grande II-Paraiso, C2	1.079	1.203	1.258	1.258	1.258	1.258	1.258
Campina Grande-Coteminas, C1	59	25	26	26	26	26	26
Campina Grande-Goianinha, C1	1.141	1.271	1.330	1.330	1.330	1.330	1.330
Catu-Camaçari, C1	58	63	66	66	66	66	66
Catu-Camaçari, C2	316	352	368	368	368	368	368
Catu-Gov.Mangabeira, C1	887	1.293	1.643	1.643	1.643	1.643	1.643
Catu-Itabaianinha, C1	1.653	2.032	2.307	2.307	2.307	2.307	2.307
Cauipe-Sobral, C1	2.038	2.271	2.376	2.376	2.376	2.376	2.376
Cicero Dantas-Catu, C1	2.306	2.570	2.688	2.688	2.688	2.688	2.688
Cicero Dantas-Catu, C2	2.313	1.244	30	30	30	30	30
Cotegipe-Catu, C1	125	33	66	66	66	66	66
Cotegipe-Catu, C2	125	33	66	66	66	66	66
Cotegipe-Jacaracanga, C1	192	180	155	155	155	155	155
Cotegipe-Matatu, C1	379	423	442	442	442	442	442
Extremoz II-C. Mirim II C1	0	297	594	594	594	594	594
Floresta II-Bom Nome,230 Kv,C1	1.961	2.186	2.286	2.286	2.286	2.286	2.286
Fortaleza II-Cauipe, C1	551	614	643	643	643	643	643
Fortaleza II-Cauipe, C1	526	586	613	613	613	613	613
Fortaleza II-Cauipe, C2	666	743	777	777	777	777	777
Fortaleza II-Pici, C1	274	306	320	320	320	320	320
Fortaleza II-Pici, C2	274	306	320	320	320	320	320
Fortaleza-Delmiro Gouveia, C1	77	86	90	90	90	90	90
Fortaleza-Delmiro Gouveia, C2	77	86	90	90	90	90	90
Fortaleza-Fortaleza II, C1	4	5	5	5	5	5	5
Fortaleza-Fortaleza II, C2	4	5	5	5	5	5	5
Fortaleza-Fortaleza II, C3	4	5	5	5	5	5	5
Funil-Itapebi, C1	1.797	2.002	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094
Funil-Itapebi, C2	1.797	2.002	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094
Garanhuns II-Angelim II, C1	0	261	521	521	521	521	521
Garanhuns II-Angelim, C1	0	33	67	67	67	67	67
Garanhuns II-Angelim, C2	0	79	159	159	159	159	159
Goianinha-Mussure, C2	459	511	535	535	535	535	535
Goianinha-Santa Rita II, C1	405	451	472	472	472	472	472
Gov.Mangabeira-Sapeaçu, C1	441	475	500	500	500	500	500
Gov.Mangabeira-Sapeaçu, C2	224	250	262	262	262	262	262
Gov.Mangabeira-Sapeaçu, C3	441	475	500	500	500	500	500
Ibiapina II-Piripiri, C1	1.923	2.143	2.242	2.242	2.242	2.242	2.242
Ibiapina II-Sobral, C1	1.923	2.143	2.242	2.242	2.242	2.242	2.242
Ibicoara-Brumado, C1	1.316	1.556	3.072	3.072	3.072	3.072	3.072
Icó-Banabuiú, C1	1.021	1.137	1.190	1.190	1.190	1.190	1.190
Igaporã II-Igaporã III,C1	92	100	104	104	104	104	104
Igaporã II-Igaporã III,C2	92	100	104	104	104	104	104
Igaporã III-Pindaí II,C1	2.111	2.299	2.402	2.402	2.402	2.402	2.402
Irecê-Brotas de Macaúba, C1	1.368	1.525	1.595	1.595	1.595	1.595	1.595
Itabaiana-Jardim, C1	399	445	465	465	465	465	465
Itabaiana-Jardim, C2	399	445	465	465	465	465	465
Itabaianinha-Itabaiana, C1	630	983	1.029	1.029	1.029	1.029	1.029
Itapebi-Eunápolis, C1	426	475	497	497	497	497	497
Itapebi-Eunápolis, C2	426	475	497	497	497	497	497
Jaboatao-Recife II, C1	13	16	32	32	32	32	32
Jacaracanga-Alunordeste, C1	26	29	30	30	30	30	30
Jacaracanga-Dow, C1	109	121	127	127	127	127	127
Jacaracanga-Dow, C2	108	120	125	125	125	125	125
Jaguarari-Sr. do Bonfim, C1	835	475	63	63	63	63	63
Jardim-Camaçari IV, C1	6.973	7.769	8.127	8.127	8.127	8.127	8.127
Jardim-Fafen, C1	172	192	201	201	201	201	201
Joairam-Bongi, C1	87	97	101	101	101	101	101
Joairam-Bongi, C2	70	78	81	81	81	81	81
Joairam-Bongi, C3	70	78	81	81	81	81	81
Juazeiro II-Sr.do Bonfim II, C2	1.348	1.502	1.571	1.571	1.571	1.571	1.571
Juazeiro -Jaguarari, C1	724	807	844	844	844	844	844

L. Gonzaga-Garanhuns II, C1	0	303	605	605	605	605	605
L. Gonzaga-Milagres, C1	6.473	7.213	7.545	7.545	7.545	7.545	7.545
L. Gonzaga-Olindina, C1	6.973	7.769	8.127	8.127	8.127	8.127	8.127
Luiz Gonzaga-Sobradinho, C1	8.151	9.082	9.500	9.500	9.500	9.500	9.500
M.Reduzido-M.Reduzido, C1	2	3	5	5	5	5	5
Matatu-Pituacu, C1	23	42	85	85	85	85	85
Matatu-Pituacu, C2	23	28	57	57	57	57	57
Messias-Maceió, C1	258	288	301	301	301	301	301
Messias-Maceió, C2	258	288	301	301	301	301	301
Messias-Rio Largo, C1	164	183	191	191	191	191	191
Messias-Rio Largo, C2	126	141	147	147	147	147	147
Messias-Rio Largo, C3	126	141	147	147	147	147	147
Messias-Suape II, C1	4.470	4.981	5.210	5.210	5.210	5.210	5.210
Milagres-Banabuiu, C1	2.596	1.383	7	7	7	7	7
Milagres-Banabuiu, C3	2.042	1.088	7	7	7	7	7
Milagres-Coremas, C1	1.372	1.529	1.599	1.599	1.599	1.599	1.599
Milagres-Coremas, C2	2.936	3.392	6.744	6.744	6.744	6.744	6.744
Milagres-Ico, C1	578	1.137	1.190	1.190	1.190	1.190	1.190
Milagres-Quixada, C1	7.517	8.376	8.761	8.761	8.761	8.761	8.761
Milagres-Tauá, C1	4.283	4.953	9.906	9.906	9.906	9.906	9.906
Mirueira II-Pau Ferro, C1	840	914	955	955	955	955	955
Mirueira-Goianinha, C1	576	641	671	671	671	671	671
Mossoró-Açu, C1	819	913	955	955	955	955	955
Natal III - Extremoz II, C1	10	20	21	21	21	21	21
Natal III-Natal II, C1	136	152	159	159	159	159	159
Natal III-Natal II, C2	136	152	159	159	159	159	159
Olindina-Camacari II, C1	4.129	4.600	4.812	4.812	4.812	4.812	4.812
Olindina-Camacari II, C2	4.120	4.591	4.802	4.802	4.802	4.802	4.802
Olindina-Olindina, C1	3	3	3	3	3	3	3
Olindina-Olindina, C2	3	3	3	3	3	3	3
P.Afonso IV-Angelim II, C2	6.213	6.922	7.241	7.241	7.241	7.241	7.241
P.Afonso IV-L. Gonzaga, C1	1.049	1.047	979	979	979	979	979
P.Afonso IV-Olindina, C2	5.969	6.650	6.957	6.957	6.957	6.957	6.957
P.Afonso IV-Xingo, C1	1.509	1.681	1.759	1.759	1.759	1.759	1.759
P.Afonso-Tacaratu, 230 Kv, C1	1.955	2.178	2.278	2.278	2.278	2.278	2.278
Paraíso-Açu II, C2	1.666	1.971	3.902	3.902	3.902	3.902	3.902
Paraíso-Lagoa Nova II, C1	2.775	3.022	3.157	3.157	3.157	3.157	3.157
Paraíso-Natal II, C1	872	972	1.017	1.017	1.017	1.017	1.017
Paraíso-Natal II, C2	882	982	1.027	1.027	1.027	1.027	1.027
Paraíso-Santa Cruz II, C1	63	10	20	20	20	20	20
Pau Ferro-Campina Grande II, C2	1.142	1.272	1.331	1.331	1.331	1.331	1.331
Pau Ferro-Coteminas, C1	1.133	1.263	1.321	1.321	1.321	1.321	1.321
Paulo Afonso – Floresta II, C1	813	1.642	1.718	1.718	1.718	1.718	1.718
Paulo Afonso III- Zebu II, C1	87	94	147	147	147	147	147
Paulo Afonso III- Zebu II, C2	87	94	147	147	147	147	147
Paulo Afonso III-Bom Nome, C3	1.963	1.058	31	31	31	31	31
Paulo Afonso IV-P.Afonso, C1	16	18	19	19	19	19	19
Paulo Afonso IV-P.Afonso, C2	21	23	24	24	24	24	24
Paulo Afonso-Angelim, C1	2.543	2.833	2.964	2.964	2.964	2.964	2.964
Paulo Afonso-C. Dantas, C1	2.024	843	47	47	47	47	47
Paulo Afonso-C. Dantas, C2	1.537	1.713	1.792	1.792	1.792	1.792	1.792
Paulo Afonso-Garanhuns II, C1	0	1.085	2.169	2.169	2.169	2.169	2.169
Paulo Afonso-Garanhuns II, C2	0	1.085	2.169	2.169	2.169	2.169	2.169
Paulo Afonso-Garanhuns II, C3	0	245	490	490	490	490	490
Paulo Afonso-Itabaiana, C2	1.474	789	11	11	11	11	11
Paulo Afonso-Itabaiana, C3	813	1.642	1.718	1.718	1.718	1.718	1.718
Pecem II-Fortaleza II, C1	1.233	1.374	1.437	1.437	1.437	1.437	1.437
Picos-Tauá II, C1	2.215	2.622	5.203	5.203	5.203	5.203	5.203
Pilões – Paraíso, C1	63	204	408	408	408	408	408
Pirapama II-Suape II, C1	393	441	842	842	842	842	842
Pirapama II-Suape II, C2	393	441	842	842	842	842	842
Pituacu-Cotegipe, C1	62	78	155	155	155	155	155
Pituacu-Cotegipe, C2	62	77	154	154	154	154	154
Pituaçu-Narandiba, C1	42	47	49	49	49	49	49
Pituaçu-Narandiba, C2	42	47	49	49	49	49	49
Pituaçu-Pituaçu, C1	30	33	35	35	35	35	35
Pres.Dutra II-Teresina II, C1	5.831	6.497	6.797	6.797	6.797	6.797	6.797
Pres.Dutra II-Teresina II, C2	5.825	6.491	6.790	6.790	6.790	6.790	6.790
Quixada-Fortalezall, C1	3.828	4.266	4.462	4.462	4.462	4.462	4.462
Quixere-MossoróII,C1	862	960	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004
Recife II-Goianinha, C1	648	722	755	755	755	755	755
Recife II-Goianinha, C2	648	722	755	755	755	755	755
Recife II-Joairam, C1	102	114	119	119	119	119	119
Recife II-Joairam, C2	81	90	94	94	94	94	94
Recife II-Joairam, C3	81	90	94	94	94	94	94
Recife II-Mirueira, C1	281	313	328	328	328	328	328

Recife II-Mirueira, C2	286	318	333	333	333	333	333
Recife II-Mirueira, C3	362	403	422	422	422	422	422
Recife II-Pau Ferro, C1	0	100	200	200	200	200	200
Recife II-Pau Ferro, C1	301	336	351	351	351	351	351
Recife II-Pau Ferro, C2	301	336	351	351	351	351	351
Recife II-Pirapama II, C1	275	307	321	321	321	321	321
Recife II-Pirapama II, C2	275	307	321	321	321	321	321
Ribeirão-Recife II, C1	977	1.095	1.498	1.498	1.498	1.498	1.498
Rio Largo-Braskem, C1	293	327	342	342	342	342	342
Russas II – Quixere, C1	862	960	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004
S.Ant.Jesus-Funil, C2	1.475	1.643	1.719	1.719	1.719	1.719	1.719
S.Ant.Jesus-Funil, C3	1.760	1.962	2.052	2.052	2.052	2.052	2.052
S.J.Piauí-B.Esperança, C1	6.549	7.297	7.633	7.633	7.633	7.633	7.633
S.João Piauí-Eliseu Martins, C1	1.987	2.214	2.316	2.316	2.316	2.316	2.316
S.João Piauí-Picos, C1	1.928	2.148	2.247	2.247	2.247	2.247	2.247
Santa Cruz II-C.Novos II, C1	204	254	507	507	507	507	507
Santa Rita II-Mussurê, C1	54	60	63	63	63	63	63
Santana do Matos-Açu, C1	184	229	457	457	457	457	457
Sapeaçu- S.Ant.Jesus, C2	290	323	338	338	338	338	338
Sapeaçu- S.Ant.Jesus, C3	441	475	500	500	500	500	500
Sapeaçu-Funil, C1	441	475	500	500	500	500	500
Sobradinho-Juazeiro II, C1	385	310	210	210	210	210	210
Sobradinho-Juazeiro II, C2	293	429	449	449	449	449	449
Sobradinho-Luiz Gonzaga, C2	8.863	9.876	10.330	10.330	10.330	10.330	10.330
Sobradinho-S.J.Piauí, C1	5.918	6.594	6.898	6.898	6.898	6.898	6.898
Sobral III-Pecem II, C1	4.680	5.214	5.454	5.454	5.454	5.454	5.454
Sobral III-Sobral II, C1	150	167	175	175	175	175	175
Sobral III-Sobral II, C2	150	167	175	175	175	175	175
Sr.do Bonfim-C. Formoso, C1	2.459	2.740	2.866	2.866	2.866	2.866	2.866
Suape III-Suape II, C1	239	268	495	495	495	495	495
Suape III-Suape II, C2	239	268	495	495	495	495	495
Suape II-Recife II, C1	466	519	543	543	543	543	543
Tacaimbo-C.Grande II, C1	1.433	1.597	1.670	1.670	1.670	1.670	1.670
Tacaimbo-C.Grande II, C2	785	1.597	1.670	1.670	1.670	1.670	1.670
Tacaratu-Bom Nome, 230 Kv, C1	1.955	2.178	2.278	2.278	2.278	2.278	2.278
Teresina II-Sobral III, C1	9.374	10.444	10.925	10.925	10.925	10.925	10.925
Teresina I-Teresina II, C1	252	281	294	294	294	294	294
Teresina I-Teresina II, C2	252	281	294	294	294	294	294
Teresina-Piripiri, C1	1.778	1.981	2.072	2.072	2.072	2.072	2.072
U. Luiz Gonzaga-L.Gonzaga, C1	22	24	25	25	25	25	25
U. Luiz Gonzaga-L.Gonzaga, C2	22	24	25	25	25	25	25
U. Luiz Gonzaga-L.Gonzaga, C3	22	24	25	25	25	25	25
Us. B.Esperança-B.Esperança, C1	42	47	49	49	49	49	49
Usina Apol.Sales- P.Afonso, C1	80	89	93	93	93	93	93
Usina Apol.Sales- P.Afonso, C2	79	88	92	92	92	92	92
Usina de Pedra-Jequié, C1	72	89	178	178	178	178	178
Usina III-Paulo Afonso, C1	9	10	10	10	10	10	10
Usina III-Paulo Afonso, C2	9	10	10	10	10	10	10
Usina III-Paulo Afonso, C3	9	10	10	10	10	10	10
Usina III-Paulo Afonso, C4	9	10	10	10	10	10	10
Usina II-Paulo Afonso, C1	9	10	10	10	10	10	10
Usina II-Paulo Afonso, C3	9	10	10	10	10	10	10
Usina II-Paulo Afonso, C4	10	12	12	12	12	12	12
Usina II-Paulo Afonso, C5	10	12	12	12	12	12	12
Usina II-Zebu, C1	27	33	66	66	66	66	66
Usina I-Paulo Afonso, C1	9	10	10	10	10	10	10
Usina I-Paulo Afonso, C2	9	10	10	10	10	10	10
Usina IV-P.Afonso IV, C1	22	24	25	25	25	25	25
Usina IV-P.Afonso IV, C2	22	24	25	25	25	25	25
Usina IV-P.Afonso IV, C3	22	24	25	25	25	25	25
Usina IV-P.Afonso IV, C4	22	24	25	25	25	25	25
Usina IV-P.Afonso IV, C5	22	24	25	25	25	25	25
Usina IV-P.Afonso IV, C6	22	24	25	25	25	25	25
Usina Sobradinho-Sobradinho, 500KV, C1	22	24	26	26	26	26	26
Usina Sobradinho-Sobradinho, 500KV, C2	22	24	26	26	26	26	26
Usina Sobradinho-Sobradinho, 500KV, C3	22	24	26	26	26	26	26
Usina Xingo – Xingo, C1	28	31	33	33	33	33	33
Usina Xingo – Xingo, C2	28	31	33	33	33	33	33
Usina Xingo – Xingo, C3	28	31	33	33	33	33	33
Usina Xingo – Xingo, C5	25	28	29	29	29	29	29
Usina Xingo – Xingo, C6	25	28	29	29	29	29	29
Usina.Xingo.- Xingo, C4	28	31	33	33	33	33	33
Vila Zebu-Itaparica, C1	94	117	235	235	235	235	235
Xingo-Jardim, C1	4.482	4.994	5.224	5.224	5.224	5.224	5.224

Xingo-Messias, C1	6.142	6.844	7.159	7.159	7.159	7.159	7.159
Zebu-Moxoto, C1	27	34	68	68	68	68	68
Zebu-Xingo, C1	180	223	447	447	447	447	447
SE Abaixadora	1.607	1.695	1.683	1.683	1.683	1.683	1.683
SE Acaraú II	1.845	1.845	3.690	3.690	3.690	3.690	3.690
SE Acu II	4.395	4.779	4.952	4.952	4.952	4.952	4.952
SE Angelim	4.451	5.123	5.420	5.420	5.420	5.420	5.420
SE Angelim II	4.390	4.933	5.170	5.170	5.170	5.170	5.170
SE Aquiraz II (1)	0	0	0	0	0	0	0
SE Arapiraca III	3.727	3.619	7.237	7.237	7.237	7.237	7.237
SE B.Jesus Lapa	5.188	5.676	5.894	5.894	5.894	5.894	5.894
SE Banabuiu	4.371	4.903	5.136	5.136	5.136	5.136	5.136
SE Barreiras	3.111	3.492	3.676	3.676	3.676	3.676	3.676
SE Boa Esperança 500 Kv	6.321	7.189	7.660	7.660	7.660	7.660	7.660
SE Bom Jesus da Lapa II (1)	0	97	195	195	195	195	195
SE Bom Nome	4.328	4.922	5.167	5.167	5.167	5.167	5.167
SE Bongi	4.996	6.698	7.701	7.701	7.701	7.701	7.701
SE Brot.Macaubas	310	338	353	353	353	353	353
SE Brumado II	162	167	335	335	335	335	335
SE C.Grande II	9.490	10.725	11.278	11.278	11.278	11.278	11.278
SE Camacari II	17.749	20.151	21.352	21.352	21.352	21.352	21.352
SE Camaçari IV	5.322	6.997	13.994	13.994	13.994	13.994	13.994
SE Campina Grande III (1)	0	0	0	0	0	0	0
SE Campo Formoso	0	0	0	0	0	0	0
SE Catu	5.432	6.084	6.359	6.359	6.359	6.359	6.359
SE Cauipe	2.216	2.540	2.657	2.657	2.657	2.657	2.657
SE Ceará Mirim II (1)	0	0	0	0	0	0	0
SE Cic. Dantas	2.941	3.225	3.300	3.300	3.300	3.300	3.300
SE Coremas	2.510	2.794	2.933	2.933	2.933	2.933	2.933
SE Cotegipe	4.242	5.122	5.508	5.508	5.508	5.508	5.508
SE Coteminas	598	666	697	697	697	697	697
SE Cur.Novos II	1.392	1.592	1.703	1.703	1.703	1.703	1.703
SE Delm. Gouveia	3.855	4.354	4.583	4.583	4.583	4.583	4.583
SE Eliseu Martin	1.282	1.429	1.495	1.495	1.495	1.495	1.495
SE Eunapolis	3.280	3.753	3.927	3.927	3.927	3.927	3.927
SE Extremoz II	2.061	2.062	4.124	4.124	4.124	4.124	4.124
SE Floresta II (1)	0	0	0	0	0	0	0
SE Fortaleza	9.289	11.142	12.279	12.279	12.279	12.279	12.279
SE Fortaleza II	10.944	12.310	12.877	12.877	12.877	12.877	12.877
SE Funil	8.924	9.690	9.984	9.984	9.984	9.984	9.984
SE G.Mangabeira	3.438	5.115	5.888	5.888	5.888	5.888	5.888
SE Garanhuns II (1)	0	0	0	0	0	0	0
SE Goianinha	4.318	4.925	5.307	5.307	5.307	5.307	5.307
SE Ibiapina II (2)	0	3.558	3.558	3.558	3.558	3.558	3.558
SE Ibicoara (1)	2.686	2.865	5.731	5.731	5.731	5.731	5.731
SE Ico	1.832	2.044	2.140	2.140	2.140	2.140	2.140
SE Igaporã II	0	1.875	3.750	3.750	3.750	3.750	3.750
SE Igaporã III	0	750	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
SE Irece	4.710	5.581	6.156	6.156	6.156	6.156	6.156
SE Itabaiana	2.576	3.066	3.385	3.385	3.385	3.385	3.385
SE Itabaianinha	1.671	2.895	3.824	3.824	3.824	3.824	3.824
SE Itaparica	449	501	524	524	524	524	524
SE Itapebi	1.045	1.165	1.218	1.218	1.218	1.218	1.218
SE Jacaracanga	2.881	3.401	3.606	3.606	3.606	3.606	3.606
SE Jaguarari	1.955	2.083	2.177	2.177	2.177	2.177	2.177
SE Jardim	13.142	15.179	16.156	16.156	16.156	16.156	16.156
SE Joairam	2.997	3.412	3.569	3.569	3.569	3.569	3.569
SE João Câmara II	4.929	6.934	7.076	7.076	7.076	7.076	7.076
SE Juazeiro II	2.918	4.373	5.647	5.647	5.647	5.647	5.647
SE Lagoa Nova II	0	1.725	3.451	3.451	3.451	3.451	3.451
SE Maceio	2.188	2.437	2.549	2.549	2.549	2.549	2.549
SE Matatu	4.899	5.528	5.828	5.828	5.828	5.828	5.828
SE Messias	7.545	8.542	8.991	8.991	8.991	8.991	8.991
SE Milagres	17.430	26.557	31.659	31.659	31.659	31.659	31.659
SE Mirueira	3.601	4.119	4.388	4.388	4.388	4.388	4.388
SE Mirueira II	0	5.858	5.858	5.858	5.858	5.858	5.858
SE Mod.Reduzido	359	375	393	393	393	393	393
SE Mossoro II	4.030	6.066	7.354	7.354	7.354	7.354	7.354
SE Moxoto	590	658	690	690	690	690	690
SE Mulungu	439	489	511	511	511	511	511
SE Mussure II	2.835	3.195	3.372	3.372	3.372	3.372	3.372
SE Natal II	5.528	6.323	6.685	6.685	6.685	6.685	6.685
SE Natal III	2.548	3.188	6.377	6.377	6.377	6.377	6.377
SE Olindina	4.922	5.497	5.750	5.750	5.750	5.750	5.750
SE P. Afonso IV	10.289	11.549	12.081	12.081	12.081	12.081	12.081
SE P.Afonso III	4.400	5.052	5.419	5.419	5.419	5.419	5.419
SE Paraíso	2.706	3.735	3.909	3.909	3.909	3.909	3.909

SE Pau Ferro	2.842	3.185	3.338	3.338	3.338	3.338	3.338
SE Pecém II (1)	0	0	0	0	0	0	0
SE Penedo	3.019	3.213	3.397	3.397	3.397	3.397	3.397
SE Pici II	3.002	3.245	3.393	3.393	3.393	3.393	3.393
SE Picos	3.810	4.062	4.246	4.246	4.246	4.246	4.246
SE Piloos	1.823	1.873	1.956	1.956	1.956	1.956	1.956
SE Pindaí II	0	2.063	4.126	4.126	4.126	4.126	4.126
SE Pirapama II	3.798	4.193	4.417	4.417	4.417	4.417	4.417
SE Piripiri	4.720	7.337	8.950	8.950	8.950	8.950	8.950
SE Pituacu	3.695	4.244	4.508	4.508	4.508	4.508	4.508
SE Polo	0	655	1.311	1.311	1.311	1.311	1.311
SE Quixada	2.459	2.761	2.888	2.888	2.888	2.888	2.888
SE Quixerê (2)	0	0	0	0	0	0	0
SE Recife II	17.576	19.821	20.872	20.872	20.872	20.872	20.872
SE Ribeirão	2.335	2.652	2.821	2.821	2.821	2.821	2.821
SE Rio Largo II	4.595	4.995	5.222	5.222	5.222	5.222	5.222
SE Russas II	2.814	3.885	3.956	3.956	3.956	3.956	3.956
SE S.João Piauí	8.899	9.796	10.245	10.245	10.245	10.245	10.245
SE San.Matos II	837	929	967	967	967	967	967
SE Santa Cruz II	1.374	1.540	1.552	1.552	1.552	1.552	1.552
SE Santa Rita II	2.969	3.683	7.367	7.367	7.367	7.367	7.367
SE Sapeacu	0	14	28	28	28	28	28
SE Sobral II	4.343	5.542	5.828	5.828	5.828	5.828	5.828
SE Sobral III	6.932	11.125	11.816	11.816	11.816	11.816	11.816
SE Sr.Bonfim II	3.443	4.824	6.014	6.014	6.014	6.014	6.014
SE Sto.A.Jesus	2.082	3.091	3.968	3.968	3.968	3.968	3.968
SE Suape II	3.568	6.225	12.449	12.449	12.449	12.449	12.449
SE Suape III	1.662	2.133	4.267	4.267	4.267	4.267	4.267
SE Tacaimbo	2.785	3.362	3.627	3.627	3.627	3.627	3.627
SE Tacaratu (2)	0	0	0	0	0	0	0
SE Tauá II	2.785	3.987	7.974	7.974	7.974	7.974	7.974
SE Teresina	6.149	6.864	7.192	7.192	7.192	7.192	7.192
SE Teresina II	13.669	18.554	20.115	20.115	20.115	20.115	20.115
SE U.Sobradinho	13.261	18.057	19.054	19.054	19.054	19.054	19.054
SE UB.Esperança	2.302	2.590	2.715	2.715	2.715	2.715	2.715
SE US. L.Gonzaga	8.296	9.953	10.573	10.573	10.573	10.573	10.573
SE Usina Xingo	5.523	6.444	6.865	6.865	6.865	6.865	6.865
SE Xingo	741	811	833	833	833	833	833
SE Zebu	0	0	0	5.951	5.951	5.951	5.951
SE Zebu II	0	0	0	0	0	0	0
Sociedade de Propósito Específico	279.713	305.140	334.634	364.129	364.129	364.129	364.129
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	70.572	75.552	81.223	86.893	86.893	86.893	86.893
Integração Transmissora de Energia S.A. - INTESA	14.057	14.064	14.618	15.172	15.172	15.172	15.172
Manaus Transmissora de Energia S.A.	35.504	32.652	32.591	32.531	32.531	32.531	32.531
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	123.641	116.415	122.591	128.767	128.767	128.767	128.767
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	14.329	14.554	14.879	15.204	15.204	15.204	15.204
Extremoz Transmissora do Nordeste S.A. – ETN S.A.	18.418	27.398	32.831	38.265	38.265	38.265	38.265
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	3.192	24.505	35.901	47.298	47.298	47.298	47.298

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

Tabela 15 - Mercado Atendido

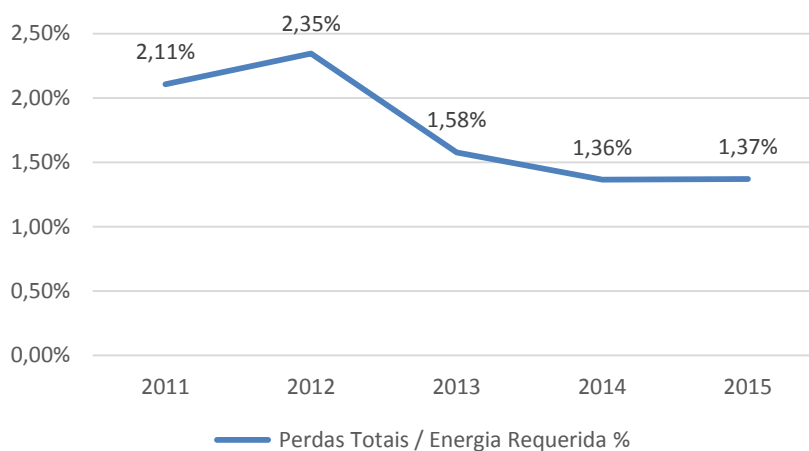
Mercado Atendido - GWh	2012	2013	2014	2015	2016
Energia Faturada	42.963	53.656	53.982	51.317	51.997
Fornecimento	6.429	6.507	6.847	5.919	4.918
Residencial	0	0	0	0	0
Comercial	0	0	0	0	0
Industrial (1)	6.429	6.507	6.847	5.919	4.918
Rural	0	0	0	0	0
Poderes Públicos	0	0	0	0	0
Iluminação Pública	0	0	0	0	0
Serviço Público	0	0	0	0	0
Suprimento p/ agentes de distribuição	36.534	47.149	47.135	45.398	47.079
Uso da Rede de Distribuição	6.126	3.901	1.232	1.664	1.811
Consumidores Livres/Dist./Ger. (2)	6.126	3.901	1.232	1.664	1.811
Consumidores Rede Básica	0	0	0	0	0
Total	49.089	57.557	55.214	52.981	53.808
Varição	-1,90%	17,25%	-4,07%	-4,04%	1,56%

Tabela 16 - Balanço Energético

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

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.



Número de consumidores - O número de clientes faturados em 2016 apresentou um crescimento de 15,5% sobre o mesmo número do ano anterior, como se pode observar no quadro a seguir:

Número de Consumidores			
Classe	2016	2015	%
Residencial	-	-	-
Industrial	17	18	-5,56%
Comercial	-	-	-
Rural	-	-	-
Outros	65	53	22,64%
TOTAL	82	71	15,49%

Preço - O preço médio da energia elétrica vendida em 2016 atingiu R\$ 41,87/MWh, com redução de 8,51% com relação a 2015.

Preço médio de venda de energia - R\$/MWh		
Classe	2016	2015
Residencial	-	-
Industrial	130,15	157,69
Comercial	-	-
Rural	-	-
Poder Público	-	-
Outros	31,75	29,52
PREÇO MÉDIO	41,87	45,77

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

QUALIDADE DO FORNECIMENTO

INDICADORES DE DESEMPENHO

O resultado em 2016 para o indicador de Parcela Variável – PV foi o melhor dos últimos 3 anos. Como fato relevante em 2016, houve a implantação da resolução normativa Nº 729 da ANEEL, estabelecendo novas regras de apuração da parcela variável. Devido à necessidade de adaptação às regras da nova resolução ANEEL, em julho, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS comunicou a todos agentes de transmissão a suspensão da apuração dos eventos referentes ao período de julho a dezembro e, conseqüentemente, os descontos de parcela variável ocorridos nesse período, devendo os mesmos ser processados em 2017.

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.

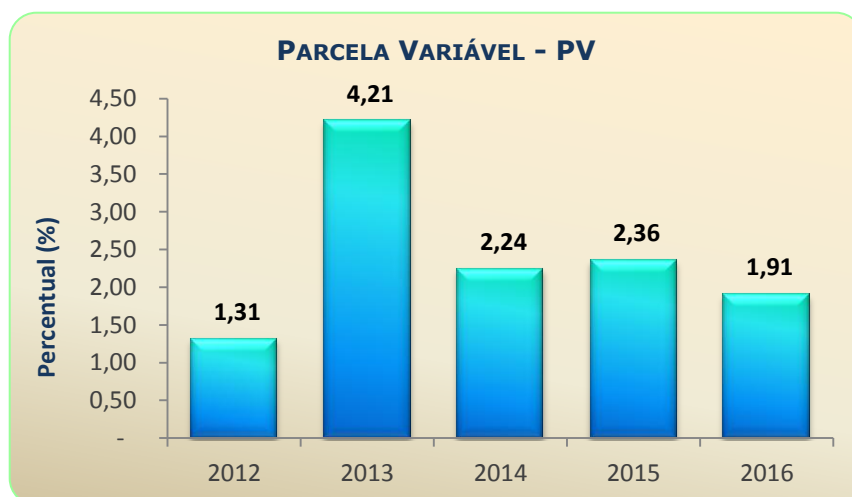
O indicador referente ao Número de Eventos com Interrupção de Carga na Rede Básica (NEIC-RB), apresentou uma pequena elevação em relação ao valor observado no ano de 2015. Destaca-se que até outubro de 2016, registrava-se o melhor resultado do histórico, sendo a referida elevação impactada por ocorrências nos meses de novembro e dezembro de 2016.

O indicador de Disponibilidade Operacional de Linhas de Transmissão apresentou um valor que refletiu o bom desempenho no serviço prestado, com pequena variação em relação aos anos anteriores.

O Indicador de Disponibilidade Operacional de Geração, apresentou uma melhora significativa em 2016, em relação a 2015, revertendo uma seqüência de redução ocorrida nos últimos 2 anos.

PARCELA VARIÁVEL – PV

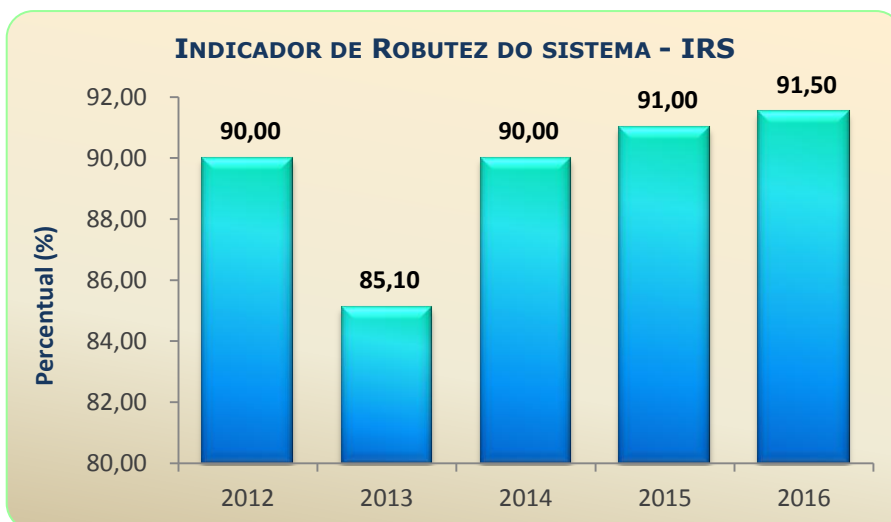
Indica o percentual de desconto da Receita Anual Permitida (RAP) das Funções de Transmissão, devido a indisponibilidades dos equipamentos da Rede Básica das concessões da Chesf, conforme legislação Aneel.



Melhor

INDICADOR DE ROBUSTEZ DO SISTEMA – IRS

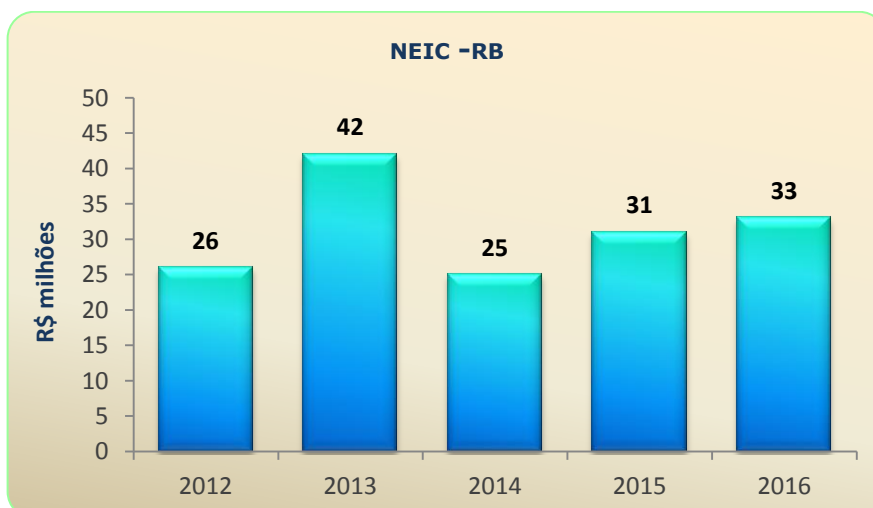
Avalia a capacidade da Rede Básica da Chesf em suportar contingências sem interrupção de fornecimento de energia elétrica aos consumidores (perda de carga).



Melhor

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

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



Melhor

DISPONIBILIDADE OPERACIONAL – DO

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



Melhor



Melhor

TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO

No ano de 2016, no que se refere ao projeto SAP ERP, houve a revisão pela Eletrobras do “Cenário de Otimização” do ProERP, na qual foi substituída a estratégia de implantação do SAP em múltiplas instâncias por um novo cenário, com a adoção do conceito de uma instância centralizada em uma mesma base de dados (Instância Única), tendo como referência o sistema SAP de Furnas.

Como consequência, as ações inicialmente previstas pela Chesf como: aquisição do contrato de suporte e manutenção das licenças de usuários e módulos SAP; elaboração do Termo de Referência para contratação dos serviços de implantação do sistema SAP ERP; licitação e análise de propostas para a aquisição do hardware e software para instalação das licenças; o treinamento para profissionais das áreas de negócio e de TI, ficaram todas de responsabilidade da Eletrobras.

Ainda, foram realizadas atividades referentes aos serviços de identificação de “gaps” de dados de configuração, com o apoio técnico da SAP, entre as cinco empresas do Sistema Eletrobras que já tem o Sistema SAP implantado, para possibilitar a instância única. Este trabalho contou com a participação de profissionais de todas as empresas do Sistema, visando garantir uma maior padronização e harmonização dos processos.

Na Chesf, em 2016, foram realizados os trabalhos de instalação, configuração, treinamento da ferramenta e iniciados os serviços de saneamento e migração de dados dos sistemas legados, possibilitando a operação dos processos de negócio da Chesf na Instância Única do SAP. Profissionais da Chesf também participaram de treinamentos básicos dos módulos que compõem o sistema SAP, referente aos macroprocessos de Finanças, Suprimento, Gestão de Ativos e Recursos Humanos.

NOVOS NEGÓCIOS E PARCERIAS

No novo ambiente empresarial e de mercado em que a Chesf opera, é fundamental assegurar maior competitividade e melhor qualidade, assim como o atendimento de novas necessidades dos consumidores.

Para tanto, a Chesf vem adotando a estratégia de, mediante parcerias, aumentar sua capacidade de investimento e, ao mesmo tempo, oferecer aos seus consumidores mais alternativas de produtos e serviços, notadamente nas áreas em que é possível obter sinergias operacionais com os ativos ou com o acervo de conhecimentos da Companhia.

Essa estratégia de parcerias vem expandindo a operação da Chesf também em outras áreas geográficas do país, além do Nordeste, como nos casos de participação em nas hidrelétricas como segue:

UHE	Potência (MW)	Partic.	Potência Equiv. (MW)	SPE
Dardanelos/MT	261,00	24,50%	63,95	Energética Águas da Pedra S.A - EAPSA.
Jirau/RO	3.750,00	20,00%	750,00	Energia Sustentável do Brasil S.A - ESBR
Belo Monte/PA	11.233,10	15,00%	1.684,97	Norte Energia S.A.
Sinop/MT	400,00	24,50%	98,00	Companhia Energética Sinop S.A – CES
Total	15.644,10		2.596,92	

No Nordeste do país, conforme apresentado nas Tabelas 1 – Parque Gerador e Tabela 2 – Projetos de Usinas, a Chesf participa de 40 SPEs de parques eólicos nos estados de Pernambuco, Bahia, Rio Grande do Norte e Piauí, num total de 972,7 MW de potência instalada, correspondente a 528,3 MW equivalentes à participação societária da Companhia nessas Sociedades de Propósito Específico.

Nas 44 SPEs de geração de energia elétrica em que a Chesf tem participação (4 hidrelétricas e 40 parques eólicos), o total de potência a instalar é de 16.616,8 MW e 3.125,2 MW equivalentes à participação societária da Companhia nessas Sociedades.

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 2016, os investimentos corporativos para a expansão e modernização da capacidade produtiva da Companhia, totalizaram R\$ 681,4 milhões. Este montante está assim distribuído: R\$ 97,4 milhões em geração de energia; R\$ 551,9 milhões em obras do sistema de transmissão; e R\$ 32,1 milhões em outros gastos de infraestrutura. No período de 2012 a 2016, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de -16,3%.



INVESTIMENTOS EM SOCIEDADES DE PROPÓSITO ESPECÍFICO

No ano de 2016, 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\$ 895,7 milhões, representando uma redução de 33,8% em relação ao ano de 2015, em função da entrada em operação da maioria das SPEs. No período de 2012 a 2016, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de 1,3%.

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



CONJUNTURA ECONÔMICA

Apesar de mostrar sinais de recuperação, o ano de 2016 foi caracterizado, conforme carta de conjuntura de dezembro do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), por um aprofundamento da deterioração do cenário econômico. A produção, que havia apresentado sinais de quebra do ciclo recessivo nos primeiros meses, tornou-se instável no decorrer do ano, postergando a expectativa de retomada do crescimento e agravando as condições do mercado de trabalho. Na contramão, a inflação arrefeceu ao longo de 2016 e apresenta potencial para retornar ao centro da meta ao longo de 2017.

A atividade econômica, após declínio de 3,8% em 2015, encerrou 2016 registrando nova contração de 3,6% no Produto Interno Bruto, de acordo com o Banco Central do Brasil. Por um lado, as trajetórias também descendentes do investimento e do consumo das famílias estão alinhadas com esse resultado; por outro, a consequente ociosidade da capacidade produtiva da indústria abre caminho para a expectativa de algum crescimento em 2017, ainda que a recuperação do investimento seja lenta.

Essa ociosidade vem repercutindo de maneira dura no mercado de trabalho, tendo a taxa de desemprego encerrado no quarto trimestre de 2016 em 11,5%, contra fechamento de 8,5% em 2015, segundo IBGE. Os efeitos mais severos foram registrados sobre os jovens de até 24 anos, faixa etária em que a taxa de desemprego atingiu 27,7%.

Por sua vez, a inflação medida pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) vem desacelerando substancialmente em relação ao fechamento de 2015, em que havia atingido 10,67%, seu maior pico desde 2002. O freio no consumo e no investimento decorrente da perda de dinamismo da economia atenuou a pressão sobre os preços, tendo o IPCA de 12 meses caído para 7% ao fim de novembro e encerrado o ano em 6,29%, abaixo do teto de 6,5% estipulado para a meta.

No setor elétrico, o Despacho ANEEL Nº 2.076/2016 homologou, o valor de R\$ 5,09 bilhões correspondente à parcela dos ativos reversíveis existentes em 2000 e ainda não amortizados. A Portaria Nº 120/2016, do Ministério de Minas Energia, determinou a inclusão dos valores homologados pela ANEEL na base de remuneração das transmissoras a partir do processo de reajuste tarifário de 2017, a fim de que seus custos de capital sejam incorporados às Receitas Anuais Permitidas (RAP).

No âmbito da geração de energia, a Resolução Homologatória Nº 2.107/2016, que trata da receita anual das usinas cujas concessões foram renovadas nos termos da Lei Nº 12.783/2013, passou a prever uma parcela de ajuste pela indisponibilidade apurada de cada usina como forma de verificar o atendimento ao padrão de qualidade exigido. Já em relação a investimentos caracterizados como ampliações e melhorias, desde o ciclo anterior (2015/2016), o regulamento prevê adicional de receita a título de remuneração dos mesmos, que devem ser reconhecidos e posteriormente fiscalizados e validados conforme Submódulo 12.4 do PRORET, aprovado pela Resolução Normativa Nº 642/2014.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

O desempenho econômico-financeiro está sendo apresentado em conformidade com as demonstrações financeiras da Companhia dos exercícios de 2012 a 2016.

RESULTADO DO EXERCÍCIO

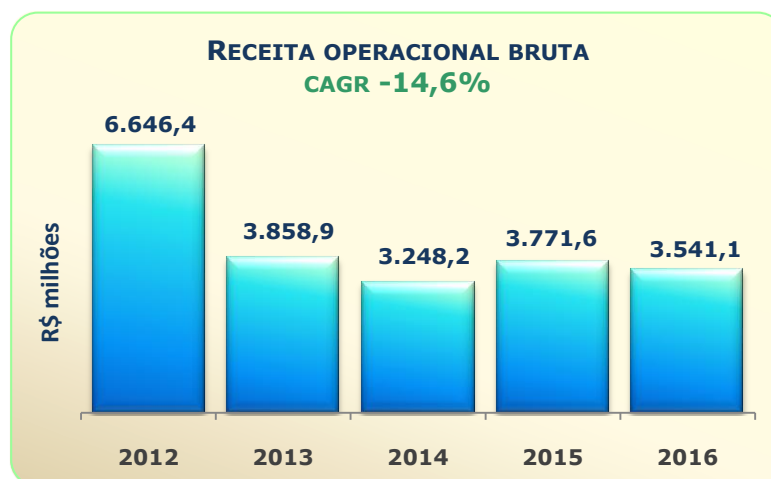
A Companhia registrou, no exercício de 2016, um prejuízo de R\$ 2.430,0 milhões, contra um prejuízo de R\$ 584,7 milhões em 2015. Esse resultado é decorrente, principalmente, do aumento da provisão para *impairment* no montante de R\$ 1.974,7 milhões e da provisão para perda em investimentos no montante de R\$ 278,6 milhões em relação ao exercício de 2015, bem como, do aumento do resultado positivo com equivalência patrimonial da ordem de R\$ 482,3 milhões.



RECEITA OPERACIONAL BRUTA

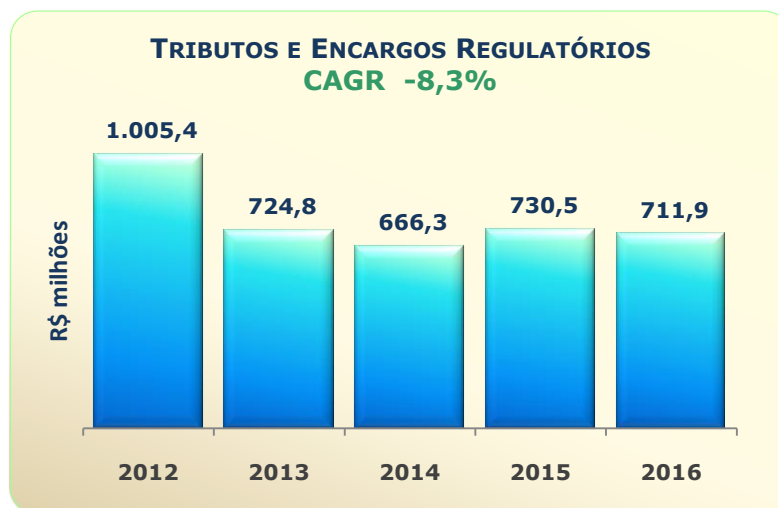
A Companhia apresentou redução da receita operacional bruta em 2016 de 6,1% em comparação ao exercício de 2015, passando de R\$ 3.771,6 milhões para R\$ 3.541,1 milhões. Contribuíram para essa variação negativa, a redução da receita de fornecimento e suprimento de energia elétrica de 7,9% (R\$ 199,6 milhões), o aumento da receita de operação e manutenção do sistema de transmissão de 12,8% (R\$ 128,1 milhões), e a redução da receita de comercialização de energia no mercado de curto prazo em 79,1% (R\$ 176,7 milhões).

No período de 2012 a 2016, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de -14,6%.



TRIBUTOS E ENCARGOS REGULATORIOS SOBRE VENDAS

Os tributos e encargos regulatórios sobre vendas totalizaram R\$ 711,9 milhões no ano de 2016 representando uma redução de 2,5% em relação ao exercício anterior. A Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi -8,3%.



RECEITA OPERACIONAL LIQUIDA

A receita operacional líquida (ROL), que considera as deduções de impostos e encargos setoriais, registrou, em 2016, uma variação negativa de 7,0% em relação ao período anterior, o que representa uma redução de R\$ 212,0 milhões. De 2012 a 2016, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi -15,8%.



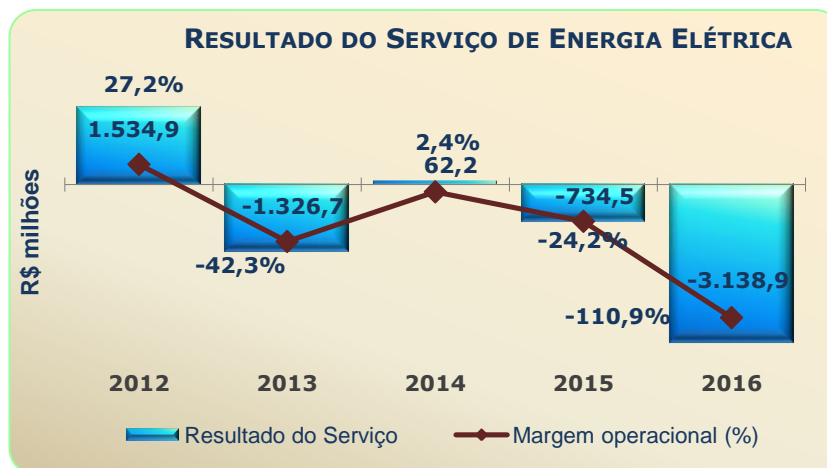
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais somaram R\$ 5.968,0 milhões no exercício de 2016, apresentando um aumento de R\$ 2.192,4 milhões (58,1%) em relação ao ano anterior. Esta variação decorreu basicamente do aumento da provisão para *impairment* no montante de R\$ 1.974,7 milhões e da provisão para perda em investimentos no montante de R\$ 278,6 milhões em relação ao exercício de 2015. Quando excluimos dessa análise as provisões mencionadas, constatamos que houve uma redução dos custos e despesas operacionais no montante de R\$ 60,8 milhões em relação a 2015. A Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de 15,1%, no período de 2012 a 2016.



RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA E MARGEM OPERACIONAL

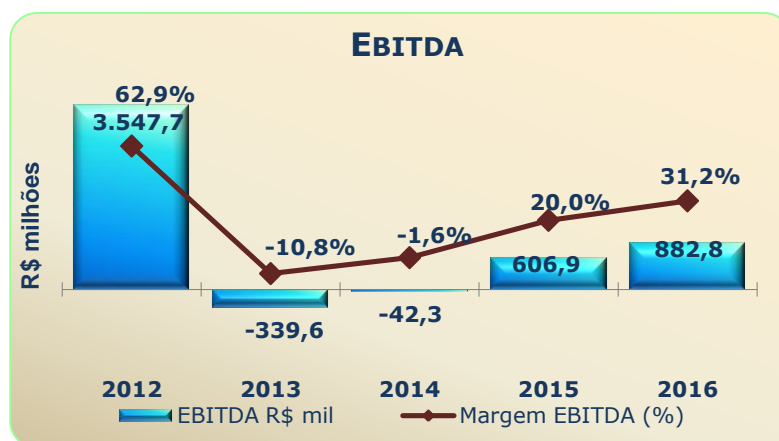
O resultado do serviço (EBIT) foi negativo em R\$ 3.138,9 milhões, representando uma redução de R\$ 2.404,4 milhões em relação ao exercício de 2015. Com este resultado, a margem operacional da atividade (razão entre o resultado do serviço e a receita operacional líquida), passou de -24,2% em 2015, para -110,9% em 2016, uma variação negativa de 86,7 pontos percentuais.



GERAÇÃO OPERACIONAL DE CAIXA (EBITDA)

A geração operacional de caixa, expressa pelo EBITDA, foi R\$ 882,8 milhões em 2016, contra o montante de R\$ 606,9 milhões em 2015.

A margem EBITDA (razão entre o EBITDA e a Receita operacional líquida) foi de 31,2% em 2016 contra 20,0% obtida em 2015, representando um crescimento de 11,2 pontos percentuais.



DEMONSTRAÇÃO DO EBITDA	(R\$ milhões)	
	2016	2015
Lucro líquido	(2.430,0)	(584,7)
(+) Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro líquido	(202,3)	(70,8)
(+) Despesas (receitas) financeiras líquidas	(16,9)	(71,5)
(+) Depreciação	343,5	253,1
(=) EBITDA	(2.305,7)	(473,9)
(+) Receitas financeiras	282,7	249,4
(+) Provisões para contingências	287,2	353,6
(+) Provisão/Reversão Impairment	2.343,5	368,9
(+) Provisões para perdas em investimentos	278,6	0,0
(+) Provisões para PIDV	(36,4)	(23,3)
(+) Contrato oneroso	32,9	132,2
(=) EBITDA Ajustado	882,8	606,9

RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro do exercício apresentou uma receita líquida de R\$ 16,9 milhões em 2016, ante a R\$ 71,5 milhões registrados em 2015, representando uma redução de R\$ 54,6 milhões. Sua composição está demonstrada a seguir:

Receitas (despesas) financeiras	(R\$ milhões)	
	2016	2015
Resultado de aplicações financeiras	47,6	130,7
Variações monetárias e acréscimos moratórios - energia vendida	132,7	118,7
Encargos de dívida dos empréstimos e financiamentos	(199,9)	(141,5)
Variações monetárias de empréstimos e financiamentos	(4,5)	(0,9)
Atualização de valores a receber - Lei nº 12.783/2013	0,0	(70,6)
Outras receitas (despesas) financeiras	41,0	35,1
(=) Resultado financeiro líquido	16,9	71,5

FINANCIAMENTOS E EMPRESTIMOS

O endividamento bruto, que inclui os encargos contabilizados e o principal da dívida com a Eletrobras e com instituições financeiras, encerrou o exercício no montante de R\$ 2.204,0 milhões, um aumento de 51,9% em relação aos R\$ 1.450,6 milhões de 2015.

A posição da dívida líquida (financiamentos e empréstimos, deduzidos das disponibilidades) apresentou no final do exercício o saldo de R\$ 2.167,0 milhões, representando um aumento de 67,1% em relação a 2015, conforme demonstrado a seguir:

FINANCIAMENTOS e EMPRÉSTIMOS			
Dívida Bruta	(R\$ milhões)		Δ%
	2016	2015	
Curto prazo – moeda nacional	927,0	298,0	211,0
Longo prazo – moeda nacional	1.277,0	1.152,6	10,8
Dívida Bruta Total	2.204,0	1.450,6	51,9
(-) Caixa e equivalentes de caixa	37,0	153,9	(76,0)
Dívida líquida	2.167,0	1.296,7	67,1

VALOR ADICIONADO

O valor econômico gerado pela Companhia em 2016 foi negativo em R\$ 612,1 milhões, agregando valor aos seguintes segmentos da sociedade, conforme distribuição a seguir: salários, encargos e benefícios aos empregados (R\$ 860,1 milhões); impostos, taxas e contribuições aos governos federal, estaduais e municipais (R\$ 677,6 milhões); juros aos financiadores (R\$ 280,2 milhões); e prejuízo aos acionistas (R\$ 2.430,0 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 2016, 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 eleitos pela Assembleia Geral, todos com prazo de gestão de um ano, admitida a reeleição, sendo um dos membros indicado pelo Ministério 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, com prazos de gestão de três anos, permitidas reeleições. 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.”

PLANEJAMENTO EMPRESARIAL

O Planejamento Empresarial da Chesf é um instrumento que dá suporte à governança. No processo de planejamento empresarial, a análise do ambiente externo, tanto com suas oportunidades como com suas ameaças, 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 adequada enfatizando as características regionais e as particularidades da Companhia. Ainda, quando as principais diretrizes do planejamento estratégico são elaboradas, as diretorias realizam o trabalho de desdobramento levando em consideração seus ambientes, que identificam e acrescentam outros fatores ambientais. O ano de 2016 foi marcado pela revisão do mapa estratégico que, utilizando as técnicas e contribuições já apresentadas, elaborou o mapa estratégico 2017-2021 que foi aprovada pela Diretoria Executiva e o Conselho de Administração da Companhia no final do ano de 2016.

O monitoramento do Planejamento Empresarial da Chesf é realizado com foco nos indicadores de cada objetivo definido em seu Mapa Estratégico, possibilitando o acompanhamento de desvios entre as metas e os resultados apurados, 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 2016, na área de Saúde e Segurança do Trabalho – SST, as ações compreenderam principalmente o processo de manutenção da certificação do Sistema de Gestão de Segurança e Saúde no Trabalho – SGSST na norma internacional OHSAS 18.001:2007 referente às atividades desenvolvidas na Usina Hidrelétrica de Xingó (UXG). Além disso, foi realizado o diagnóstico de aderência do SGSST na Usina Hidrelétrica de Sobradinho (USB), e avaliações dos procedimentos, documentos e formulários do SGSST na Usina Hidrelétrica de Boa Esperança (UBE), com vistas a implementações do Sistema e a novas certificações relativas às referidas usinas;
- 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 do indicador Taxa de Frequência Acumulada de Acidentes do Trabalho Típicos com Afastamento (TFAT), definido no

Planejamento Empresarial, 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 28 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 e Itaparica, e obteve a mesma certificação para o serviço de manutenção eletromecânica das usinas Paulo Afonso I, II e III;
- 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 e a ISO 14001:2004.

RECURSOS HUMANOS

Em 2016, a Chesf investiu R\$ 1,4 milhões em programas de formação técnica e desenvolvimento profissional e humano de seus empregados, com investimento médio de R\$ 317,91 por empregado. Nesse mesmo período, foram capacitados 3.680 de seus colaboradores – 81,15% de seu quadro ativo – totalizando 187.724 horas de ações educacionais ministradas, numa média de 41,39 horas de treinamento por empregado.

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 visa à melhoria contínua de processos e aprimoramento profissional dos seus empregados. Assim, foram ministradas 5.226 horas em pós-graduações lato sensu e stricto sensu, além de 8.021 horas em congressos, seminários e simpósios. Na perspectiva das ações de conformidade (Ética, Compliance, Conflito de Interesses, Assédio), foram capacitados 596 empregados, perfazendo um total de 2.200 horas em ações educacionais.

RESPONSABILIDADE SOCIAL

O investimento da Chesf na área social é uma constante desde a sua criação e está presente na sua Missão. A maioria dos programas e projetos que são apoiados pela Companhia localiza-se no entorno de seus empreendimentos e beneficia milhares de pessoas de comunidades carentes. Em 2016, atendendo a necessidade de se estabelecer políticas e diretrizes para a responsabilidade social, a Chesf aprovou a Resolução Normativa 02/2016, de modo a garantir a adesão da Chesf à Política de Responsabilidade Social Empresarial das Empresas Eletrobras. Registre-se ainda a aprovação de Instrução Normativa para Doação de Bens Inservíveis da Companhia que possibilitará o atendimento a Resolução Aneel 691/2015.

A Chesf entende como investimento social o repasse voluntário de recursos de forma planejada, sistemática e monitorada, para projetos sociais de interesse público, ou seja, é a contribuição direcionada para o atendimento de necessidades e prioridades da comunidade, com foco na transformação da realidade social comprometida com o desenvolvimento sustentável.

Para a Chesf, investir no social é contribuir como agente transformador de comunidades carentes, com foco na educação, na Cidadania, na capacitação profissional, na geração de renda e na saúde de milhares de pessoas. É a oportunidade de apoiar o desenvolvimento regional e trabalhar por uma sociedade mais justa e sustentável. A maioria das campanhas, dos programas e projetos sociais que são apoiados pela Companhia está localizada no entorno de seus empreendimentos. Em 2016, foram investidos R\$ 37,9 milhões

Os projetos sociais atualmente apoiados pela Chesf são:

- Projeto Lago de Sobradinho, executado pela Empresa Brasileira de Pesquisas Agropecuárias - EMBRAPA, no entorno da Usina de Sobradinho, vem trazendo uma significativa melhoria na qualidade de vida das comunidades beneficiadas e abrange 05 municípios Sobradinho, Casa Nova, Sento Sé, Remanso e Pilão Arcado 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 do Município de Paulo Afonso (BA), onde está situado o seu Parque Gerador.
- 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, Coelho 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 acima de 60 anos, em situação de vulnerabilidade social;
- Projeto “Somos todos Aprendizes”, de educação para pessoas com déficit de inteligência em decorrência da Síndrome de Down, em Recife/PE;
- Projeto “Recomeçar” de assistência multiprofissional a dependentes químicos presos e apenados em Recife/PE.

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 desenhadas para alinhar o interesse do público interno, o negócio da Companhia e as necessidades da comunidade: um aglomerado de ações orquestradas e sistemáticas que a Chesf realiza com a finalidade de dar suporte a seu empregado disposto a realizar uma ação voluntária.

No Programa de Voluntariado Empresarial, na Sede em Recife/PE, ressaltamos as campanhas de arrecadação de gêneros alimentícios diversos, a doação de sangue, a doação de quimonos para o projeto Judô Cidadão promovido pela Associação Beneficente Criança Cidadã (ABCC), a comemorações do Dia das Crianças, com entrega de brinquedos e tarde recreativa na comunidade do Vietnã, o Natal Solidário na Comunidade Roda de Fogo – território do Casarão, com distribuição de brinquedos às crianças e cestas básicas para as famílias e distribuição de brinquedos às Creches Esperança, N. S. Auxiliadora, Sementes do Novo Mundo e o Instituto Filadélfia, da comunidade do Vietnã.

Ressaltamos ainda o apoio a “Fábrica Gepeto”, uma pequena serraria recentemente montada para fabricar brinquedos de madeira, que serão distribuídos para as crianças que estão saindo das creches Bongí e Caxangá (cerca de 60 crianças de 5 anos). E ainda as ações no Carnaval, Páscoa, Dia das Crianças e no Natal nessas mesmas creches.

CHESF EM NÚMEROS

Atendimento	2016	2015	%
Número de empregados	4.573	4.563	0,2%
Operacionais	2016	2015	
Número de usinas em operação	14	15	-6,7%
Número de subestações (*)	128	126	1,6%
Linhas de transmissão (Km)	20.313	19.884	2,2%
Capacidade instalada (MW)	10.613	10.615	0,0%
Financeiros	2016	2015	
Receita operacional bruta (R\$ mil)	3.541,1	3.771,6	-6,1%

Receita operacional líquida (R\$ mil)	2.829,1	3.041,1	-7,0%
Margem operacional da atividade líquida (%)	-110,9%	-24,2%	-
EBITDA OU LAJIDA	882,8	606,9	-
Lucro líquido (R\$ mil)	-2.430,0	-584,7	315,6%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	10.116,3	8.691,8	16,4%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	-24,0%	-6,7%	-

(*) Entrada em operação em 2016 de 3 novas subestações e cancelamento da subestação elevatória da usina piloto extinta.

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 2016:		(612.127)	Em 2015:		1.194.630
Distribuição do Valor Adicionado	-110,7% governo	-140,5% empregados		68,3% governo	64,4 % empregados	
A Demonstração do Valor Adicionado - DVA está apresentada, na íntegra, no conjunto das Demonstrações Contábeis.	397,0% acionistas	-45,8% financiadores		-48,9% acionistas	16,2% financiadores	
2 - RECURSOS HUMANOS	Em 2016:			Em 2015:		
2.1 - Remuneração						
Folha de pagamento bruta (FPB)	995.563			972.163		
- Empregados	990.605			967.278		
- Administradores	4.958			4.885		
Relação entre a maior e a menor remuneração:						
- Empregados	30,8			33,2		
- Administradores	1,1			1,1		
2.2 - Benefícios Concedidos	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL
Encargos Sociais	218.831	22,0%	7,7%	218.534	22,5%	7,2%
Alimentação	66.708	6,7%	2,4%	66.634	6,9%	2,2%
Transporte	505	0,1%	0,0%	488	0,1%	0,0%
Previdência privada	209.835	21,1%	7,4%	132.839	13,7%	4,4%
Saúde	111.855	11,2%	4,0%	87.645	9,0%	2,9%
Segurança e medicina do trabalho	2.729	0,3%	0,1%	2.719	0,3%	0,1%
Educação e Creche	17.660	1,8%	0,6%	16.477	1,7%	0,5%
Cultura	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Capacitação e desenvolvimento profissional	1.442	0,1%	0,1%	4.123	0,4%	0,1%
Creches ou auxílio creche	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Participação nos lucros ou resultados	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Outros	12.623	1,3%	0,4%	11.297	1,2%	0,4%
Total	642.188	64,5%	22,7%	540.756	55,6%	17,8%
2.3 - Composição do Corpo Funcional						
Nº de empregados no final do exercício	4.573			4.563		
Nº de admissões	31			5		
Nº de demissões	21			29		
Nº de estagiários no final do exercício	-			-		
Nº de empregados portadores de necessidades especiais no final do exercício	168			169		
Nº de prestadores de serviços terceirizados no final do exercício	-			-		
Nº de empregados por sexo:						
- Masculino	3.649			3.640		
- Feminino	924			923		
Nº de empregados por faixa etária:						
- Menores de 18 anos	-			-		
- De 18 a 35 anos	707			801		
- De 36 a 60 anos	3.154			3.210		
- Acima de 60 anos	712			552		
Nº de empregados por nível de escolaridade:						
- Analfabetos	-			-		
- Com ensino fundamental	513			517		
- Com ensino médio	696			698		
- Com ensino técnico	1.449			1.440		
- Com ensino superior	1.761			1.757		
- Pós-graduados	154			151		
Percentual de ocupantes de cargos de chefia, por sexo:						
- Masculino	81,1%			83,1%		
- Feminino	18,9%			16,9%		

2.4 - Contingências e Passivos Trabalhistas:						
Nº de processos trabalhistas movidos contra a entidade				684	831	
Nº de processos trabalhistas julgados procedentes				837	194	
Nº de processos trabalhistas julgados improcedentes				119	194	
Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça				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	400	0,0%	0,0%	299	0,0%	0,0%
Cultura	311	0,0%	0,0%	1.086	-0,2%	0,0%
Saúde e infraestrutura	36.986	-1,4%	1,3%	35.521	-5,4%	1,2%
Esporte e lazer	6	0,0%	0,0%	48	0,0%	0,0%
Alimentação	213	0,0%	0,0%	107	0,0%	0,0%
Geração de trabalho e renda	418	0,0%	0,0%	609	-0,1%	0,0%
Reassentamento de famílias	19.316	-0,7%	0,7%	23.072	-3,5%	0,8%
Total dos investimentos	57.650	-2,2%	2,0%	60.742	-9,3%	2,0%
Tributos (excluídos encargos sociais)	205.883	-7,8%	7,3%	379.163	-57,8%	12,5%
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	9.332	-0,4%	0,3%	9.691	-1,5%	0,3%
Total - Relacionamento com a comunidade	272.865	-10,4%	9,6%	449.596	-68,6%	14,8%
3.2 - Interação com os Fornecedores						
Critérios de responsabilidade social utilizados para a seleção de seus fornecedores	São exigidos controles sobre: 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 2016:			Em 2015:		
	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	10.673	-0,4%	0,4%	12.669	-1,9%	0,4%
Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	3.055	-0,1%	0,1%	8.022	-1,2%	0,3%
Investimentos e gastos com a educação ambiental para empregados, terceirizados, autônomos e administradores da entidade	337	0,0%	0,0%	1.132	-0,2%	0,0%
Investimentos e gastos com educação ambiental para a comunidade	2.961	-0,1%	0,1%	2.503	-0,4%	0,1%
Investimentos e gastos com outros projetos ambientais	1.922	-0,1%	0,1%	2.582	-0,4%	0,1%
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade	1.282	0,0%	0,0%	1.054	-0,2%	0,0%
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativas e/ou judicialmente	1	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Passivos e contingências ambientais	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Total da Interação com o meio ambiente	18.949	-0,7%	0,7%	26.908	-4,1%	0,9%
5 - Outras informações						
	2016			2015		
Receita Líquida (RL)	2.829.141			3.041.100		
Resultado Operacional (RO)	-2.632.238			-655.560		

Recife, 28 de abril de 2017

A Administração

BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2016	31/12/2015
ATIVO			
CIRCULANTE			
Caixa e equivalência de caixa	5	36.969	153.896
Títulos e valores mobiliários	6	19.696	487.871
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	519.002	495.566
Tributos e contribuições a recuperar	8	101.347	182.209
Cauções e depósitos vinculados	10	15.533	10.982
Almoxarifado	11	79.354	86.185
Serviços em curso	12	190.169	162.537
Dividendos a receber	13	70.013	33.846
Fachesf Saúde Mais	14	8.448	42.095
Outros ativos circulantes	16	149.542	154.478
		1.190.073	1.809.665
NÃO CIRCULANTE			
Realizável a Longo Prazo			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	368	4.986
Tributos e contribuições a recuperar	8	187.637	175.844
Tributos diferidos	9	202.252	-
Títulos e valores mobiliários	6	1.639	2.945
Cauções e depósitos vinculados	10	1.120.173	1.023.037
Serviços em curso	12	75.000	75.000
Fachesf Saúde Mais	14	78.636	92.265
Adiantamentos a investidas (AFAC)	15	1.046.544	939.076
Outros ativos não circulantes	16	29.612	27.485
		2.741.861	2.340.638
Investimentos	17	5.916.431	5.057.356
Imobilizado	18	9.843.070	5.429.482
Intangíveis	19	41.408	44.683
		18.542.770	12.872.159
TOTAL DO ATIVO		19.732.843	14.681.824

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2016	31/12/2015
PASSIVO			
Circulante			
Fornecedores	20	352.727	415.162
Folha de pagamento		20.454	16.785
Tributos e contribuições sociais	21	113.387	109.408
Financiamentos e empréstimos	23	926.973	298.038
Outras provisões operacionais		106.552	96.993
Obrigações estimadas	24	160.857	136.163
Incentivo ao desligamento Voluntário - PIDV	25	36.029	42.676
Benefícios pós-emprego	26	27.727	25.876
Encargos setoriais		70.889	124.865
Outros passivos circulantes	27	201.220	27.896
		2.016.815	1.293.862
Não Circulante			
Tributos diferidos	22	2.115.302	-
Financiamentos e empréstimos	23	1.277.036	1.152.608
Benefícios pós-emprego	26	1.391.907	1.130.958
Incentivo ao desligamento voluntário - PIDV	25	37.050	66.845
Encargos setoriais		344.254	260.893
Provisões para contingências	28	1.839.391	1.660.536
Provisão contrato oneroso	29	279.907	247.012
Obrigações vinculadas à Concessão	31	310.643	82.240
Outros passivos não circulantes	27	4.254	95.032
		7.599.744	4.696.124
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	2.285.294	(1.569.138)
Prejuízos acumulados		(6.839.162)	(4.409.176)
		10.116.284	8.691.838
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		19.732.843	14.681.824

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015

(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2016	31/12/2015
Operações em continuidade			
RECEITA	33		
Fornecimento de Energia Elétrica		846.687	1.185.628
Suprimento de Energia Elétrica		1.478.062	1.338.706
Energia elétrica de curto prazo		46.558	223.285
Disponibilidade do sistema de transmissão e distribuição		1.126.521	998.445
Outras receitas		43.242	25.510
		3.541.070	3.771.574
Tributos	33		
ICMS		(123.404)	(146.428)
PIS-PASEP		(54.709)	(57.154)
Cofins		(251.998)	(263.273)
ISS		(1.717)	(893)
ENCARGOS - PARCELA "A"	33		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(27.986)	(30.183)
Reserva Global de Reversão - RGR		(34.169)	(14.293)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		(10.877)	(9.778)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH		(133.003)	(144.612)
Taxa de Fiscalização da Aneel		(14.336)	(11.508)
Outros Encargos		(59.730)	(52.352)
		(711.929)	(730.474)
RECEITA LÍQUIDA		2.829.141	3.041.100
CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS - Parcela "A"	35		
Energia Elétrica Comprada para revenda		(332.098)	(346.350)
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição		(673.051)	(673.906)
Matéria-Prima/Insumo para Geração de Energia Elétrica combustíveis		(7.803)	(176.425)
		(1.012.952)	(1.196.681)
RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS		1.816.189	1.844.419
CUSTOS GERENCIÁVEIS - Parcela "B"	35		
Pessoal e Administradores		(1.013.771)	(926.808)
Material		(23.148)	(25.470)
Serviço de terceiros		(225.682)	(211.851)
Arrendamentos e Aluguéis		(14.403)	(15.411)
Seguros		(11.694)	(11.723)
Doações, Contribuições e Subvenções		(19.498)	(18.668)
Provisões		(3.107.789)	(987.680)
(-) Recuperação de Despesas		126.592	138.795
Tributos		(7.012)	(10.405)
Depreciação e Amortização		(343.459)	(253.051)
Gastos Diversos		(310.705)	(253.802)
Outras Receitas Operacionais		1.683	489
Outras Despesas Operacionais		(6.180)	(3.334)
		(4.955.066)	(2.578.919)
RESULTADO DA ATIVIDADE		(3.138.877)	(734.500)
Equivalência Patrimonial	17.3	489.717	7.417
Resultado Financeiro			
Receita financeira	37	282.727	249.461
Despesa financeira	37	(265.805)	(177.938)
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS SOBRE O LUCRO	38	(2.632.238)	(655.560)
Imposto de renda e contribuição social		202.252	70.841
PREJUÍZO DO EXERCÍCIO	40	(2.429.986)	(584.719)
Prejuízo básico por ação (R\$)		(43,47)	(10,46)
Prejuízo diluído por ação (R\$)		(43,47)	(10,46)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E 2015*(valores expressos em milhares de reais)*

	Notas	31/12/2016	31/12/2015
Prejuízo do exercício		(2.429.986)	(584.719)
Outros componentes do resultado abrangente			
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	32	(251.741)	(199.624)
Reavaliação de ativos - RBSE	32	6.221.475	-
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	32	(2.115.302)	-
Outros componentes do resultado abrangente do exercício		3.854.432	(199.624)
Total do resultado abrangente do exercício		1.424.446	(784.343)

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 31/12/2014 (não auditado)	9.753.953	4.916.199	(1.369.514)	(3.824.457)	9.476.181
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	-	-	(199.624)	-	(199.624)
Prejuízo líquido do exercício	-	-	-	(584.719)	(584.719)
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

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 2015
(valores expressos em milhares de reais)

	31/12/2016	31/12/2015
Atividades operacionais		
Lucro/Prejuízo antes do imposto de renda e da contribuição social	(2.632.238)	(655.560)
Despesas (Receitas) que não afetam o caixa:		
Depreciação e amortização	343.459	253.051
Variações monetárias líquidas	(34.921)	46.834
Equivalência patrimonial	(489.717)	(7.417)
Provisão para contingências	287.179	353.602
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	110.711	84.815
Provisões para perda na realização de investimentos	278.613	-
Benefícios pós-emprego – ajuste atuarial	131.221	123.537
Outras provisões operacionais	3.121	48.026
Atualização de cauções e depósitos vinculados	(39.892)	(25.673)
Atualização de títulos da dívida agrária (TDA)	(288)	(269)
Reversão contrato oneroso	32.896	132.288
Provisão para impairment	2.343.553	368.949
Juros sobre valores a receber - Lei 12.783/2013	-	70.597
Atualização sobre valores a receber - Lei nº 12.783/2013	11.063	-
Encargos financeiros	199.889	141.487
Outras provisões - Lei nº 12.783/2013	60.854	-
Outras	(62.149)	(53.875)
	543.354	880.392
Encargos financeiros pagos a acionistas e outras partes relacionadas	(29.306)	(2.534)
Pagamentos à entidade de previdência privada	(120.161)	(98.198)
Encargos financeiros pagos a instituições financeiras e outras	(153.077)	(135.643)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(12.123)	(160.905)
Pagamento de participações nos lucros ou resultados	6.438	(54.478)
Depósitos vinculados a litígios	(59.256)	(308.432)
Variações nos Ativos e Passivos		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(118.447)	(94.486)
Almoxarifado	6.831	3.197
Tributos e contribuições sociais	93.287	15.187
Adiantamentos a empregados	19.524	(15.413)
Cauções e depósitos vinculados	(2.539)	(47.037)
Serviços em curso	(27.632)	(18.160)
Alienação em curso	9.374	(4.716)
Fachesf Saúde Mais	47.276	4.585
Fornecedores	(62.435)	(122.209)
Folha de pagamento	3.669	1.369
Obrigações estimadas	24.694	13.331
Pesquisa e Desenvolvimento	37.014	33.108
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	987	(1.730)
Provisão para contingências	(108.324)	(175.982)
Valores recebidos - Lei nº 12.783/2013	-	1.625.575
Valores a ressarcir - Lei nº 12.783/2013	-	(90.461)
Outros ativos e passivos operacionais	23.472	19.066
	(420.734)	385.034
Total das atividades operacionais	122.620	1.265.426
Atividades de investimentos		
Aplicações em Ativos Imobilizado e Intangível	(681.416)	(877.098)
Investimentos em participações societárias permanentes	(243.662)	(1.006.733)
Dividendos recebidos	85.805	45.452
Aplicações em (resgates de) títulos e valores mobiliários	469.481	195.977
AFAC em controlada em conjunto	(182.564)	(349.060)
	(552.356)	(1.991.462)
Atividades de financiamentos		
Financiamentos e empréstimos obtidos	652.974	476.915
Pagamentos de financiamentos e empréstimos	(340.165)	(233.136)
	312.809	243.779
TOTAL DE EFETOS NO CAIXA	(116.927)	(482.257)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	153.896	636.153
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	36.969	153.896
VARIAÇÃO NO CAIXA	(116.927)	(482.257)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E DE 2015**

(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 13 usinas hidrelétricas e 1 usina termelétrica, perfazendo uma potência instalada de 10.613 MW (10.615 MW em 2015) e na atividade de transmissão de energia o sistema é composto por 119 (121 em 2015) 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 20.313,3 (19.884,3 em 2015) 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 15.644,1 MW (15.644,1 MW, em 2015) e 965,3 MW (927,9 MW, em 2015), respectivamente, e de empreendimentos de transmissão compostos por 5.282,0 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 um prazo de 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 2016 (MW médio/ano)	Data da Concessão / Permissão	Data de Vencimento
Em Serviço:						
006/2004	Paulo Afonso I	São Francisco	180,001	3,090	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Paulo Afonso II	São Francisco	443,000	5,720	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Paulo Afonso III	São Francisco	794,200	17,860	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Paulo Afonso IV	São Francisco	2.462,400	955,570	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Apolônio Sales (Moxotó)	São Francisco	400,000	6,840	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Luiz Gonzaga (Itaparica)	São Francisco	1.479,600	426,290	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Xingó	São Francisco	3.162,000	1.105,470	03/10/1945	31/12/2042
006/2004	Araras (**)	Acaraú	4,000	-	29/08/1958	07/07/2015
006/2004	Funil	de Contas	30,000	3,920	25/08/1961	31/12/2042
006/2004	Pedra	de Contas	20,007	1,150	25/08/1961	31/12/2042
006/2004	Boa Esperança (Castelo Branco)	Parnaíba	237,300	113,730	11/10/1965	31/12/2042
006/2004	Sobradinho	São Francisco	1.050,300	192,230	10/02/1972	09/02/2052
006/2004	Curemas	Piencó	3,520	-	26/11/1974	25/11/2024

(*) Informações não auditadas.

(**) A Chesf optou pela não renovação dessas Concessões vencidas em 07/07/2015. No entanto, a legislação do setor estabelece a continuidade da concessão até o término dos trâmites de transferência para o Poder Concedente.

- **Geração térmica**

Número do Contrato	USINAS	Localidade	Potência Instalada (MW) (*)	Capacidade Utilizada em 2016 (MW médio/ano)	Data da Concessão / Permissão	Data de Vencimento
Em Serviço:						
006/2004	Camaçari	Dias D'Ávila	346,803	55,044	11/08/1977	10/08/2027

(*) Informações não auditadas.

- **Geração eólica**

Número do Contrato	USINAS	Localidade	Potência Instalada (MW) (*)	Capacidade Utilizada em 2016 (MW médio/ano) (*)	Data da Concessão / Permissão	Data de Vencimento
Em Construção						
-	Casa Nova (**)	Casa Nova - BA	180,000	-	01/01/2013	01/01/2043
220/2014	Casa Nova II (***)	Casa Nova - BA	28,000	-	26/05/2014	26/05/2049
225/2014	Casa Nova III (***)	Casa Nova - BA	24,000	-	28/05/2014	28/05/2049

(*) Informações não auditadas.

(**) Referência Leilão 007/2010.

(***) Referência 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 parte das instalações de transmissão, a seguir, objeto 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).

A Administração da Companhia tem expectativa positiva quanto a análise do Ministério de Minas e Energia de forma concluir pelo término da concessão da usina. Este fato possibilitou a Companhia reverter a provisão para contrato oneroso existente, cujo montante em 31/12/2015, era de R\$ 80.441.

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	18.967,2	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 Ibiçoa - 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;	RNCE	65,4	13/10/2011	13/10/2041
			20.313,3		
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
009/2011	LT Morro do Chapéu II - Irecê - 230 kv	BA	65,0	13/10/2011	13/10/2041
017/2011	LT Teresina II - Teresina III - 230 kv	PI	26,0	09/12/2011	09/12/2041
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 Pituaçu - Pirajá - 230 kv	BA	5,0	10/05/2012	10/05/2042
018/2012	LT Mossoró II - Mossoró IV - 230 kv	RN	40,0	01/06/2012	01/06/2042
018/2012	LT Ceará-Mirim II - Touros II - 230 kv	RN	56,2	01/06/2012	01/06/2042
018/2012	LT Russas II - Banabuiú C2- 230 kv	RN	110,0	01/06/2012	01/06/2042
			1.357,2		

(*) 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	98,0	29/06/2001	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	09/02/2022
007/2005	SE Tauá II - 230 kV	CE	1,0	04/03/2005	03/03/2035
006/2009	SE Suape II - 500/230 kV (600 MVA); SE Suape III - 230/69 kV (200 MVA)	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
010/2011	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
			119,0		
Em construção:					
014/2008	SE Teixeira de Freitas II - 230/138 kv	BA	1,0	16/10/2008	16/10/2038
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
005/2012	SE Nossa Senhora do Socorro 230/69 kV; SE Maceió II, 230/69 kV; SE Poções 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 Jaboatão 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
			10,0		

(*) 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:							
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:							
001/2010	UHE Belo Monte	Norte Energia S.A.	15,00%	Xingu	11.233,100	2010	2045
001/2014	UHE Sinop	Companhia Energética SINOP S.A.	24,50%	Teles Pires	400,000	2014	2049

(*) Informações não auditadas.

• Geração Eólica

Número da Portaria	Usinas	Empresa	Participação da Companhia	Localidade	Capacidade em MW (*)	Ano da Autorização	Ano de Vencimento
Em serviço:							
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 Piauí I Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	29,60	2014	2049
105/2014	UEE Santa Joana XVI	Chapada do Piauí I Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	28,90	2014	2049
106/2014	UEE Santa Joana X	Chapada do Piauí I Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	29,60	2014	2049
107/2014	UEE Santa Joana XIII	Chapada do Piauí I Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	29,60	2014	2049
119/2014	UEE Santa Joana XII	Chapada do Piauí I Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	28,90	2014	2049
121/2014	UEE Santa Joana XV	Chapada do Piauí I Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	28,90	2014	2049
122/2014	UEE Santa Joana IX	Chapada do Piauí 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 Piauí II Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	27,20	2014	2049
238/2014	UEE Santa Joana V	Chapada do Piauí II Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	28,90	2014	2049
271/2014	UEE Santa Joana III	Chapada do Piauí II Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	29,60	2014	2049
272/2014	UEE Santa Joana I	Chapada do Piauí II Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	28,90	2014	2049
274/2014	UEE Santo Augusto IV	Chapada do Piauí II Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	28,90	2014	2049
275/2014	UEE Santa Joana VII	Chapada do Piauí 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%	Pindai (BA)	12,00	2014	2049
151/2014	UEE Arapapá	Arapapá Energia S.A.	99,90%	Pindai (BA)	10,00	2014	2049
152/2014	UEE Angical 2	Angical 2 Energia S.A.	99,96%	Pindai (BA)	14,00	2014	2049
153/2014	UEE Teiú 2	Teiú 2 Energia S.A.	99,95%	Pindai (BA)	14,00	2014	2049
154/2014	UEE Caititú 2	Caititú 2 Energia S.A.	99,96%	Pindai (BA)	14,00	2014	2049
174/2014	UEE Carcará	Carcará Energia S.A.	99,96%	Pindai (BA)	10,00	2014	2049
176/2014	UEE Corrupião 3	Corrupião 3 Energia S.A.	99,96%	Pindai (BA)	14,00	2014	2049
177/2014	UEE Caititú 3	Caititú 3 Energia S.A.	99,96%	Pindai (BA)	14,00	2014	2049
213/2014	UEE Papagaio	Papagaio Energia S.A.	99,96%	Pindai (BA)	18,00	2014	2049
219/2014	UEE Coqueirinho 2	Coqueirinho 2 Energia S.A.	99,98%	Pindai (BA)	20,00	2014	2049
286/2014	UEE Tamandua Mirim 2	Tamandua Mirim 2 Energia S.A.	83,01%	Pindai (BA)	24,00	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	156,0	2010	2040
					156,0		

(*) 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.

Destaca-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 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 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, ainda em andamento, para acolhimento de sugestões de aprimoramento nos procedimentos de registros da nova Base de Remuneração Regulatória da transmissão, no

entanto, a homologação do referido laudo e principalmente a regulamentação estabelecida na portaria nº 120/2016, trouxeram condições necessárias para o reconhecimento contábil do laudo.

O fornecimento de energia pela Chesf para consumidores industriais no Nordeste teve início no ano de 1970. Em 2004, com a publicação da Lei 10.848, de 15/03/2004, e do Decreto 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 10.848 e o Art. 54 do Decreto 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 nº DJU- 3.2015.001, de 28/07/2015. A referida Nota Técnica concluiu pela vantajosidade da formalização da prorrogação através de Aditivos aos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica com os Consumidores Industriais.

O Conselho de Administração ao tomar conhecimento da matéria, pela relevância, decidiu encaminhar o assunto à Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas, realizada em 21/08/2015, que: i) referendou o requerimento feito à Aneel pela Chesf, por meio da CE-PR-168/2015, de 10 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 28 de abril de 2017.

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 de 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 decorrente dos estudos da área de comercialização aprovado pelo sistema Eletrobras como premissa para o cálculo da provisão do contrato oneroso, exclusivamente para fins contábeis, assim como a taxa de desconto para os fluxos de caixa. Os valores reais do PLD e/ou dos elementos considerados dentro da taxa de desconto ao longo dos anos podem ser superiores ou inferiores aos das premissas utilizadas pela Companhia.

- 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.
- 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 resposta a investigações no âmbito da "Operação Lava Jato" sobre irregularidades envolvendo funcionários, empreiteiros e fornecedores da Eletrobras e de sociedades de propósito específico (SPE) nas quais a Eletrobras detém participações acionárias minoritárias, em 2015, o Conselho de Administração da empresa (CAE) decidiu por iniciar um processo investigativo, em face do risco de tais irregularidades apontadas poderem afetar alguns dos principais investimentos da Eletrobras.

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

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

Neste contexto, o escopo da investigação interna independente compreende a avaliação de eventual existência de irregularidades, incluindo violações ao FCPA, à legislação brasileira, ao Código de Ética e políticas de integridade da Eletrobras.

No decorrer de 2015 e 2016, no âmbito da operação Lava Jato, as operações Radioatividade e Pripyat resultaram em mandados de prisão contra ex-executivos da Eletronuclear, bem como contra outras partes. A Eletrobras vem cooperando com as autoridades no compartilhamento de informações levantadas pela investigação independente, participando, inclusive, como assistente de acusação contra os réus nestes processos criminais.

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

No mesmo sentido, a Eletrobras revisou contratos específicos nos quais as investigações identificaram possíveis irregularidades tendo sido os mesmos suspensos, quando encontradas quaisquer irregularidades.

Em relação aos empregados e diretores envolvidos nas situações identificadas pela investigação, a Eletrobras já tomou medidas punitivas na esfera administrativa, incluindo a suspensão e o desligamento do contrato de trabalho. Atualmente estão sendo estudadas as possibilidades jurídicas de responsabilização de tais funcionários, na esfera cível, já estando a Eletrobras em negociação com a Advocacia Geral da União quanto à propositura de eventuais ações de improbidade.

Em outubro de 2016, a investigação independente completou a etapa que tinha como objetivo identificar atos ilícitos que pudessem causar eventuais distorções significativas nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Nesta etapa foram descobertos superfaturamentos relacionados a licitações fraudulentas oriundas da prática de cartel e propinas que teriam sido pagas por certos empreiteiros e fornecedores contratados, desde 2008, por subsidiárias e algumas das SPE não controladas pela Companhia.

No entanto, não há informações suficientes que permitam à Companhia determinar os períodos específicos em que ocorreram pagamentos em excesso. Assim, a Companhia entende que, após ter envidado todos os esforços razoáveis, é impraticável determinar os efeitos por período específico anteriores, relativos aos pagamentos ilegais em suas demonstrações financeiras consolidadas, tendo registrado o ajuste para os pagamentos indevidos e, portanto, incorretamente capitalizados, em setembro 2016.

A Companhia não identificou quaisquer contratos após 31 de dezembro de 2015 que possam ter sido afetados pelo esquema de sobre preço. Sendo assim, em 30 de setembro de 2016, a Eletrobras registrou

como baixa de custos capitalizados no ativo imobilizado o total de R\$ 211.123 representando valores estimados que as subsidiárias da Eletrobras pagaram indevidamente em períodos anteriores, e, adicionalmente foi baixado do ativo imobilizado um valor de R\$ 143.957 para os quais haviam perdas por impairment registradas anteriormente, ocasionando a reversão parcial de provisão de impairment registrada. Da mesma maneira, a Eletrobras reconheceu uma perda de R\$ 91.464 no resultado de investimento na Norte Energia S.A., SPE não controlada pela Eletrobras e avaliada pelo método de equivalência patrimonial.

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

	31/12/2016
Balanço	
Investimento pelo método de equivalência patrimonial	(27.450)
	(27.450)
Demonstração do Resultado	
Investimento pelo método de equivalência patrimonial	(27.450)
	(27.450)

A Eletrobras vem implementando diversas ações de governança e remediação, adotando medidas necessárias para investigar as alegações relativas à Operação Lava Jato, além de avaliar as possibilidades de ressarcimento face aos danos sofridos em razão de condutas ilícitas.

Contudo, ainda que tenha havido a conclusão da etapa da investigação independente com vistas ao reconhecimento contábil de atos ilícitos, procedimentos adicionais relacionados ao processo investigatório ainda estão em andamento, especialmente para atendimento aos requisitos das comissões de *Enforcement* da SEC e DOJ.

De acordo com o atual conhecimento da Eletrobras, não se espera que esses procedimentos tragam informações relevantes adicionais que possam gerar impactos significativos nas suas demonstrações financeiras. Contudo, as investigações da "Operação Lava Jato" ainda não foram concluídas e o Ministério Público Federal poderá levar tempo considerável para concluir todos os seus procedimentos de apuração dos fatos. Dessa forma, novas informações relevantes podem ser reveladas no futuro, o que poderá levar a Eletrobras a reconhecer ajustes adicionais nas suas demonstrações financeiras.

Em janeiro de 2017, o Conselho de Administração da Eletrobras aprovou as tratativas para a contratação de escritório de advocacia americana para a condução da nova etapa do processo de investigação. Na mesma reunião, o Conselho de Administração autorizou a assinatura dos instrumentos jurídicos com as autoridades americanas ("*Tooling Agreement e Statute of Limitation The Second Consecutive*"), estendendo o prazo prescricional para a ação de investigação. A assinatura desses documentos demonstra a cooperação e a boa-fé da Eletrobras com relação às autoridades estadunidenses, tratando com clareza e transparência todas as questões corporativas envolvidas.

Para dar continuidade à interlocução junto aos reguladores americanos e brasileiros e ao desenvolvimento dos procedimentos adicionais de investigação, a Eletrobras está realizando um processo licitatório, visando a contratação de escritório de advocacia americana.

Contudo, devido aos procedimentos licitatórios a que a Eletrobras se sujeita como integrante da Administração Pública Indireta, a contratação do escritório de advocacia americana que irá conduzir a nova etapa do processo de investigação ainda não foi concluída.

De forma a garantir a continuidade dos procedimentos de investigação enquanto não se conclui esta contratação, foi constituído um Grupo de Trabalho Transitório de Investigação, formado por integrantes da Diretoria de Conformidade, cuja função precípua é dar andamento a ações decorrentes das atividades exercidas no curso da ação investigativa realizada, sob a supervisão da CIGI.

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 39).

i) 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. Sua gestão é exercida pela Eletrobras. 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 SIN, com base nos valores da CCC dos sistemas interligados referentes ao ano de 2001, atualizados anualmente pelo crescimento do mercado e pelo IPCA. Sua gestão está a cargo do Ministério de Minas e Energia e da Eletrobras, 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, ao 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

	31/12/2016	31/12/2015
Caixa e depósitos bancários	33.741	10.911
Aplicações financeiras	3.228	142.985
Total	36.969	153.896

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. Adicionalmente, as aplicações financeiras de curto prazo também contemplam LTN, NTN e LFT com vencimentos em até 90 dias.

A composição das aplicações financeiras era a seguinte em 31 de dezembro de 2016 E 2015:

	Remuneração anual	31/12/2016	31/12/2015
Aplicação financeira			
Banco do Brasil			
BB Extramercado Exclusivo 8 FI RF	15,91%	-	14.316
LTN		-	14.316
Caixa Econômica Federal			
FI CX Extramercado III IRFM-1 RF	14,24%	-	73.261
LTN		-	73.261
FI CX Extramercado IV IRFM RF LP	14,97%	3.228	55.408
LTN		-	50.973
Operações compromissadas		3.228	4.435
Total		3.228	142.985

No exercício de 2016, a principal variação ocorrida nas aplicações financeiras da Companhia decorrem de bloqueio judicial referente a ação judicial do Fator K (nota 10.2).

6 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Os Títulos e valores mobiliários possuem a seguinte composição:

	Vencimento	Remuneração	31/12/2016	31/12/2015
Participações minoritárias	-	JCP/Dividendos	25	25
Fundo Exclusivo - Letras Tesouro Nacional (LTN)	Após 90 dias	Pré Fixado	-	308.388
Fundo Exclusivo - Notas do Tesouro Nacional (NTN) - B	Após 90 dias	IPCA	-	170.947
Fundo Exclusivo - Notas do Tesouro Nacional (NTN) - F	Após 90 dias	Pré Fixado	-	3.421
Títulos da dívida agrária – TDA	Março/2017	TR + 3% a.a.	6.545	5.090
TVM - Fundo de Energia do Nordeste - FEN			13.126	-
Total Circulante			19.696	487.871
Notas do Tesouro Nacional – NTN - P	01/01/2030	TR + 6% a.a.	174	163
Títulos da dívida agrária – TDA	Até março/2019	TR + 3% a.a.	1.465	2.782
Total Não Circulante			1.639	2.945
Total			21.335	490.816

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 2016, as Notas do Tesouro Nacional - NTN - série P tiveram taxa efetiva média no valor de 1,76% 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 2016, os Títulos da Dívida Agrária - TDA tiveram taxa efetiva média no valor de 7,16% a.a.

Os fundos exclusivos extramercado com carteira composta substancialmente de títulos públicos federais (LTNs e NTNs, séries B e F), emitidos pelo Tesouro Nacional, junto ao Banco do Brasil Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A. – BB-DTVM e à Caixa Econômica Federal, nos termos da legislação específica para empresas estatais emanada do Decreto-Lei nº 1.290, de 03/12/1973, e da Resolução nº 4.034, de 30/11/2011, do Banco Central do Brasil, que estabeleceu os mecanismos para as aplicações das empresas públicas e das sociedades de economia mista integrantes da Administração Federal Indireta, estando classificadas como mantidas para negociação e mensurada a valor justo por meio do resultado.

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	31/12/2016	31/12/2015
	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	71.954	-	15.398	18.562	28.018	158.546	(220.703)	-	-	1.944	43.654	(45.598)	-	71.775	118.195
- Industrial	71.954	-	15.398	18.562	28.018	158.546	(220.703)	-	-	1.944	43.654	(45.598)	-	71.775	118.195
Suprimento Energia - Moeda Nacional	146.061	-	12.272	16.524	29.426	255.756	(126.018)	429	4.732	191	4.287	(4.477)	(575)	338.608	279.521
Encargos de Uso da Rede Elétrica	105.581	1.613	3.729	4.139	8.542	47.975	(62.592)	-	-	-	-	-	-	108.987	102.836
TOTAL	323.596	1.613	31.399	39.225	65.986	462.277	(409.313)	429	4.732	2.135	47.941	(50.075)	(575)	519.370	500.552
Circulante														519.002	495.566
Não Circulante														368	4.986

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:

	31/12/2016	31/12/2015
Ligas do Brasil S.A.	45.598	35.000
Celpa S.A.	5.162	10.323
Santana Têxtil	4.477	3.437
New Energy	-	1.318
	55.237	50.078
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(50.075)	(38.437)
(-) Provisão de ajuste a valor presente	(575)	(777)
Total	4.587	10.864
Circulante	4.219	5.878
Não Circulante	368	4.986

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** – Termos de Reconhecimento e Pagamento de Dívida nº 001/2012 no valor de R\$ 4.055, pagável em 24 (vinte e quatro) parcelas; datado de 18/06/2012, com suas respectivas parcelas corrigidas pela SELIC mais juros de 1% a.m.. Foi emitida CE-PR-400/2013 de 11/11/2013, comunicando a rescisão contratual.

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

- **Celpa S.A.** - Plano de Recuperação Judicial, no valor de R\$ 25.810, aprovado em 01/09/2012 pela Assembleia de Credores. Esse valor deverá ser pago pela Celpa 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\$ 575.

• **PROVISÃO PARA CRÉDITOS DE LIQUIDAÇÃO DUVIDOSA**

Saldos em 31/12/2015	(348.677)
Constituição	(112.315)
Reversão	673
Baixa	931
Saldos em 31/12/2016	(459.388)

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

	31/12/2016	31/12/2015
<u>Circulante</u>		
IRPJ/CSLL	96.353	164.716
Finsocial	2.608	2.447
PIS/Pasep	150	1.735
Cofins	691	7.989
Outros	1.545	5.322
	101.347	182.209
<u>Não Circulante</u>		
Finsocial	8.018	7.523
PIS/Pasep	18.084	16.946
Cofins	161.535	151.375
	187.637	175.844
Total	288.984	358.053

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\$ 161.535, 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\$ 18.084, 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\$ 202.252, resultantes de Prejuízos Fiscais e Base Negativa da Contribuição Social, conforme distribuição a seguir:

	Controladora e Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015
Prejuízo fiscal	510.434	-
Base negativa da contribuição social	829.391	-
Créditos Fiscais		
. Imposto de renda sobre prejuízo fiscal	127.607	-
. Contribuição social sobre base negativa	74.645	-
	202.252	-
Não circulante	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:

2017	11.561
2018 a 2020	68.973
Após 2022	121.718
Total	202.252

10 – CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

10.1 - Composição

	31/12/2016	31/12/2015
Circulante		
Cauções e outros depósitos vinculados	15.533	10.982
	15.533	10.982
Não Circulante		
Depósitos vinculados a litígios	1.009.010	909.862
Cauções e outros depósitos vinculados	111.163	113.175
	1.120.173	1.023.037
Total	1.135.706	1.034.019

10.2- Depósitos vinculados a litígios

	31/12/2016	31/12/2015
Trabalhistas	194.620	186.492
Cíveis	739.040	624.697
Fiscais	75.350	98.673
Total	1.009.010	909.862

Referem-se a valores vinculados a processos existentes nas esferas judicial e administrativa. Do montante registrado em 31/12/2016, R\$ 899.185 (R\$ 783.960, em 31/12/2015) estão diretamente relacionados às provisões relativas a processos trabalhistas, cíveis e fiscais, com risco de perda provável, demonstrados na nota 28, sendo a variação no período motivada, em grande parte, pelo bloqueio judicial de aplicações financeiras da Companhia, no âmbito do processo do Fator K (nota 48).

O valor referente à atualização monetária, registrado no exercício de 2016 como receita financeira é de R\$ 39.892 (R\$ 25.673 em 2015).

10.3- Cauções e outros depósitos vinculados

	31/12/2016	31/12/2015
<u>Circulante</u>		
Cauções referentes a leilões de energia elétrica	-	10.980
Caução contratual CEF - empréstimo	15.531	-
Outros	2	2
	15.533	10.982
<u>Não Circulante</u>		
Caução contratual BB	16.150	30.150
Caução contratual CEF - outras	15.595	40.000
Caução contratual Bradesco	53.404	-
Caução contratual BNB	2.982	-
Carta de crédito BNB	21.950	41.943
Garantia contratual BNB	1.082	1.082
	111.163	113.175
Total	126.696	124.157

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

	31/12/2016	31/12/2015
Matéria-prima para a produção de energia elétrica	276	276
<u>Material</u>		
Almoxarifado	64.105	64.524
Destinado à alienação	9.878	14.376
Outros	4.812	6.643
	78.795	85.543
Adiantamentos a fornecedores	283	366
Total	79.354	86.185

12 – SERVIÇOS EM CURSO

	31/12/2016	31/12/2015
<u>Circulante</u>		
Pessoal	59.675	46.135
Material	17.202	9.363
Serviços de terceiros	104.407	100.164
Pesquisa e desenvolvimento	1.822	1.738
Outros	7.063	5.137
	190.169	162.537
<u>Não Circulante</u>		
Outros	75.000	75.000
	75.000	75.000
Total	265.169	237.537

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.

O valor do não circulante refere-se ao aporte realizado pela Companhia, em consonância às obrigações legais, para execução de Projeto de P&D-ANEEL, denominado Pesquisas e Desenvolvimento de Tecnologias para Linhas de Transmissão em Ultra-Alta Tensão, com prazo de duração previsto de 60 meses. Esse Convênio foi encerrado em 03/04/2017, conforme descrito na nota 48.

13 – DIVIDENDOS A RECEBER

Correspondem aos dividendos a receber das SPEs conforme quadro abaixo:

	31/12/2016	31/12/2015
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	23.035	13.575
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	9.891	5.780
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	2.181
Manaus Transmissora de Energia S.A.	3.934	50
Integração Transmissora de Energia S.A.	1.171	1.209
Complexo Eólico Sento Sé I	1.391	1.350
Complexo Eólico Sento Sé II	231	-
Complexo Eólico Pindaí I	141	-
Vamcruz I Participações S.A.	-	523
Total	70.013	33.846

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 25. Conforme convênio, ao término do plano os valores por ventura não utilizados serão devolvidos a Companhia.

	Controladora e Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015
Circulante		
Fachesf Saúde Mais	8.448	42.095
Não Circulante		
Fachesf Saúde Mais	78.636	92.265
Total	87.084	134.360

15 – ADIANTAMENTOS A CONTROLADAS EM CONJUNTO (AFAC)

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

15.1 – Composição:

	31/12/2016	31/12/2015
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	590.189	590.189
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	101.000	101.000
Cia. Energética SINOP S.A.	-	36.750
Serra das Vacas Holding S.A.	9.443	25.005
ESBR Participações S.A.	267.600	105.200
Vamcruz I Participações S.A.	43.099	66.892
Chapada Piauí I Holding S.A.	-	14.040
Chapada Piauí II Holding S.A.	35.213	-
Total	1.046.544	939.076

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

	Saldo em 31/12/2015	Adições	Devoluções	Capitalizações	Atualização Monetária	Saldo em 31/12/2016
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	590.189	-	-	-	-	590.189
ESBR Participações S.A.	105.200	162.400	-	-	-	267.600
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	101.000	-	-	-	-	101.000
VamCruz I Participações S.A.	66.892	-	(7.350)	(16.443)	-	43.099
Chapada do Piauí II Holding S.A.	-	35.213	-	-	-	35.213
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	25.005	-	(12.560)	(4.551)	1.549	9.443
Companhia Energética SINOP S.A.	36.750	80.360	-	(117.110)	-	-
Chapada do Piauí I Holding S.A.	14.040	-	-	(14.040)	-	-
Total	939.076	277.973	(19.910)	(152.144)	1.549	1.046.544

No exercício de 2016 foi efetuado encontro de contas com a ESBR Participações S.A. no montante de R\$ 12.839 referente a valores a receber da TUST.

No exercício foram efetuados AFACs na Companhia Energética SINOP S.A., no montante de R\$ 80.360, sendo R\$ 62.660 efetuados diretamente pela nossa controladora, a Eletrobras. Estes recursos foram obtidos mediante empréstimos conforme demonstrado na nota 23.

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&FBovespa, 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 assumia a totalidade das ações da SPE.

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

16 - OUTROS ATIVOS

	31/12/2016	31/12/2015
<u>Circulante</u>		
Adiantamentos a empregados	26.280	45.804
Financiamentos a terceiros	827	3.214
Alienações em curso	12.446	21.820
Desativações em curso	30.800	11
Prêmios de seguros	2.579	4.246
Gastos reembolsáveis	12.962	11.477
Alienações de bens e direitos	16.830	14.837
Adiantamentos a fornecedores	18.717	18.271
Serviços prestados a terceiros	20.679	9.389
Contas a receber - Eletropar	479	-
Outros	6.943	25.409
	149.542	154.478
<u>Não Circulante</u>		
Bens e direitos destinados à alienação	10.493	10.542
FGTS - Conta-Empresa	4.244	4.552
Financiamentos a terceiros	0	795
Reserva Global de Reversão	14.396	10.623
Contas a receber - Eletropar	479	958
Outros	-	15
	29.612	27.485
Total	179.154	181.963

17 – INVESTIMENTOS

17.1 - Composição:

	31/12/2016	31/12/2015
<u>Participações societárias permanentes</u>		
Controladas	624.439	598.935
Controladas em conjunto	5.462.103	4.351.282
Coligadas	104.650	103.307
Outras participações	549	529
Total participações societárias	6.191.741	5.054.053
<u>Outros investimentos</u>		
Bens e direitos para uso futuro	2.212	2.212
Outros	1.091	1.091
Total outros investimentos	3.303	3.303
(-) Provisão para perdas em investimentos	(278.613)	-
Total	5.916.431	5.057.356

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 2016 foi constituída provisão para perdas em investimento no montante de R\$ 278.613, 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 35).

17.1.2 – Participação direta

Empresas	31/12/2016	31/12/2015
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%
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	24,50%
ESBR Participações S.A.	20,00%	20,00%
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.	1,56%	49,00%
- Banda de Couro Energética S.A.	1,76%	49,00%
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%

Foi considerada no cálculo de equivalência patrimonial da Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A. a participação relativa de 100%, devido ao efeito diluidor do AFAC descrito na nota 15.

Em cumprimento ao estabelecido no acordo de acionistas das SPEs Banda de Couro Energética S.A. e Baraúnas II Energética S.A., em 04/04/2016, a acionista Brennand Energia S.A., realizou o capital subscrito e não integralizado pela Chesf, ficando assim diluída a participação acionária da Companhia nas referidas SPEs, passando após a diluição a ser a seguinte:

Investida	Participação acionária	
	Antes da diluição	Depois da diluição
Banda de Couro Energética S.A.	49,00%	1,76%
Baraúnas II Energética S.A.	49,00%	1,56%

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 102 MW de potência instalada, com início das operações previsto entre maio de 2017 e fevereiro 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. Durante o exercício de 2016, a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 896 (perda de R\$ 2.748 em 2015) 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 20 MW, e da UEE Papagaio, de 18 MW, ambas situadas no município de Pindaí, na Bahia, com início das operações previsto entre maio e setembro de 2017 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. Durante o exercício de 2016, a Companhia apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 1.929 (perda de R\$ 1.545 em 2015) 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 24 MW de potência, situada no município de Pindaí, na Bahia, com início das operações previsto para junho de 2017 e prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos. A participação da Companhia nesse empreendimento é de 83,01%. Durante o exercício de 2016, a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 528 (perda de R\$ 623 em 2015) 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 201 km (início da operação em mai/15); LT Ceará Mirim – Extremoz II, CS, em 230 kV, com 26 km (início da operação em out/14); LT Campina Grande III – Campina Grande II, CS, em 230 kV, com 8,5 km (início da operação em mai/15); LT Secc. J. Câmara II/Extremoz/SE Ceará Mirim, CS, em 230 kV, com 6 km (início da operação em out/15); LT Secc. C. Grande II/Extremoz II, C1 e C2, CS, em 230 kV, com 12,5 km (início da operação em out/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 2016 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 33.471 (ganho de R\$ 28.899, em 2015).

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 2016 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 76.794 (ganho de R\$ 45.475, em 2015).

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 2016 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 7.328 (ganho de R\$ 6.727, em 2015).

ESBR Participações S.A.

A ESBR Participações S.A., constituída em 12/02/2009, tem por objeto social exclusivo a participação no capital social da Energia Sustentável do Brasil S.A e passou a deter a totalidade de suas ações a partir de maio de 2009. A Energia Sustentável do Brasil S.A. foi criada a partir do Leilão nº 005/2008-ANEEL, com o objetivo de obter a concessão 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 2016 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 269.899 (perda de R\$ 147.620, em 2015).

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, da qual a Companhia possui 24,5% do seu capital social. A referida sociedade 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 sua operação comercial teve início em agosto de 2013. Durante o exercício de 2016, a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial de R\$ 99.198 (ganho de R\$ 58.853, em 2015).

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 2016, a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 16.355 (ganho de R\$ 11.787, em 2015).

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 2016 a Companhia apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 106 (perda de R\$ 322, em 2015).

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 156 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 novembro de 2013 a SPE deu início à operação a Subestação Aquiraz, de 230/69 kv. A participação da Companhia nesse empreendimento é de 49,0%. Durante o exercício de 2016 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 593 (perda de R\$ 20.777, em 2015).

Em função da interação entre os acionistas da TDG, no âmbito de processo de arbitragem, não foi possível a conclusão das demonstrações financeiras desta SPE em tempo hábil, motivo pelo qual foi utilizado o período de defasagem de 30 dias (nota 4.1).

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, cujo objeto foi a concessão 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 mínima 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 do período 1.295 MW de capacidade instalada referente a 04 unidades geradoras. No exercício, a Companhia efetivou aportes de capital no montante de R\$ 600.000, e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 34.263 (perda de R\$ 7.225, em 2015).

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 2016 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 5.305 (ganho de R\$ 6.672, em 2015) 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 realizou no exercício, aportes de capital no montante de R\$ 6.664, sendo R\$ 1.519, na SPE Morro Branco I, R\$ 3.920, na SPE Baraúnas I, e R\$ 1.225 na SPE Mussambê Energética, e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 5.375 (perda de R\$ 442 em 2015) 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 29,7 MW e 21,6 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 1,76% de participação em Banda de Couro e 1,56% de participação em Baraúnas II. Durante o exercício de 2016 a Companhia apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 28 (perda de R\$ 63 em 2015) 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 2016 a Companhia realizou aporte de capital no montante de R\$ 735 e apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 44.476 (ganho de R\$ 26.361, em 2015).

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 2016 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 2.974 (ganho de R\$ 506, em 2015) 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 2016, realizou aportes de capital no montante de R\$ 14.040, mediante a capitalização de saldo de AFAC, e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 19.477 (perda de R\$ 9.560 em 2015).

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. No exercício de 2016, a Companhia apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 24.486 (perda de R\$ 2.358 em 2015).

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 2016 realizou aportes de capital no montante de R\$ 4.551, mediante a capitalização parcial de AFAC e apurou perda com equivalência patrimonial de R\$ 7.311 durante o exercício de 2016 (perda de R\$ 592 em 2015).

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 400 MW de potência instalada e com início de suprimento previsto para dezembro de 2018 e prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos. A participação da Companhia nesse empreendimento é 24,5%. No exercício de 2016, a Companhia realizou aportes de capital no montante de R\$ 127.489 e apurou no exercício perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 1.405 (ganho de R\$ 2.479 2015) 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 2016, a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial, no montante de R\$ 26.280 (ganho de R\$ 13.533, em 2015).

17.2 – Movimentação das Participações Societárias Permanentes:

	31/12/2015	Aumento de Capital	Capitalização de AFAC	Dividendos	Resultado de participação societária	Outros	31/12/2016
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial							
<u>Controladas</u>							
- Complexo Eólico Pindaí I	337.731	-	-	(138)	896	-	338.489
- Complexo Eólico Pindaí II	148.518	-	-	-	(1.929)	-	146.589
- Complexo Eólico Pindaí III	76.607	-	-	-	528	-	77.135
- Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	36.079	-	-	(7.324)	33.471	-	62.226
<u>Controladas em conjunto</u>							
- STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	176.941	-	-	(50.837)	76.794	-	202.898
- Integração Transmissora de Energia S.A.	42.084	-	-	(1.505)	7.328	-	47.907
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	489.031	-	-	(23.474)	99.198	-	564.755
- ESBR Participações S.A.	1.396.062	-	-	-	269.899	-	1.665.961
- Manaus Transmissora de Energia S.A.	244.950	-	-	(3.885)	16.355	-	257.420
- Manaus Construtora Ltda.	7.449	-	-	-	(106)	-	7.343
- TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	7.236	-	-	-	593	-	7.829
- Norte Energia S.A.	1.042.090	600.000	-	-	(34.263)	-	1.607.827
- Complexo Eólico Sento Sé I	56.903	-	-	(5.196)	5.305	-	57.012
- Complexo Eólico Sento Sé II	56.099	6.664	-	(231)	(5.375)	-	57.157
- Complexo Eólico Sento Sé III	1.513	-	-	-	(28)	-	1.485
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	318.972	735	-	(4.111)	44.476	-	360.072
- VamCruz I Participações S.A.	73.368	-	16.443	(333)	2.974	-	92.452
- Chapada do Piauí I Holding S.A.	109.497	-	14.040	-	(19.477)	-	104.060
- Chapada do Piauí II Holding S.A.	142.187	-	-	-	(24.486)	-	117.701
- Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	97.374	-	4.551	-	(7.311)	-	94.614
- Companhia Energética SINOP S.A.	89.526	10.379	117.110	-	(1.405)	-	215.610
<u>Coligada</u>							
- Energética Águas da Pedra S.A.	103.307	-	-	(24.937)	26.280	-	104.650
Avaliadas ao custo							
- Outras participações	529	-	-	-	-	20	549
Total	5.054.053	617.778	152.144	(121.971)	489.717	20	6.191.741

No exercício foram efetuados aportes na Norte Energia S.A., no montante de R\$ 600.000, sendo R\$ 374.116 efetuados diretamente pela nossa controladora, a Eletrobras. Estes recursos foram obtidos mediante empréstimos conforme demonstrado na nota 23.

17.3 - Equivalência Patrimonial

	Investimento	Patrimônio Líquido	Resultado até 30/11/2016	Equivalência Patrimonial
<u>Controladas</u>				
Complexo Eólico Pindaí I	338.489	338.650	896	896
Complexo Eólico Pindaí II	146.589	146.632	(1.929)	(1.929)
Complexo Eólico Pindaí III	77.135	92.921	636	528
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	62.226	62.226	33.471	33.471
<u>Controladas em conjunto</u>				
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	202.898	414.078	156.718	76.794
Integração Transmissora de Energia S.A.	47.907	399.225	61.070	7.328
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	564.755	2.305.121	404.887	99.198
ESBR Participações S.A.	1.665.961	8.329.809	1.349.496	269.899
Manaus Transmissora de Energia S.A.	257.420	1.320.107	83.876	16.355
Manaus Construtora Ltda.	7.343	37.656	(542)	(106)
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	7.829	15.978	1.210	593
Norte Energia S.A.	1.607.827	10.718.843	(228.422)	(34.263)
Complexo Eólico Sento Sé I	57.012	116.355	10.831	5.305
Complexo Eólico Sento Sé II	57.157	116.647	(10.969)	(5.375)
Complexo Eólico Sento Sé III	1.485	88.782	(6.024)	(28)
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	360.072	734.841	90.768	44.476
Vamcruz I Participações S.A.	92.452	188.680	6.070	2.974
Chapada do Piauí I Holding S.A.	104.060	165.637	(39.749)	(19.477)
Chapada do Piauí II Holding S.A.	117.701	195.332	(49.971)	(24.486)
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	94.614	177.445	(14.919)	(7.311)
Companhia Energética SINOP S.A.	215.610	880.039	(5.735)	(1.405)
<u>Coligada</u>				
Energética Águas da Pedra S.A.	104.650	427.141	107.265	26.280
TOTAL	6.191.192	27.272.145	1.948.934	489.717

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

BALANÇO PATRIMONIAL

INVESTIDAS	2016								2015							
	ATIVO				PASSIVO				ATIVO				PASSIVO			
	Circulante	Não Circulante		Total	Circulante	Não Circulante	Patrimônio Líquido	Total	Circulante	Não Circulante		Total	Circulante	Não Circulante	Patrimônio Líquido	Total
		Outros	Imobilizado, Intangível e Investimentos							Outros	Imobilizado, Intangível e Investimentos					
Controladas																
- Complexo Eólico Pindaí I	35.205	-	314.457	349.662	11.012	-	338.650	349.662	151.261	-	196.837	348.098	10.205	-	337.893	348.098
- Complexo Eólico Pindaí II	13.153	-	135.310	148.463	1.831	-	146.632	148.463	29.503	-	119.992	149.495	936	-	148.559	149.495
- Complexo Eólico Pindaí III	13.081	-	80.924	94.005	1.084	-	92.921	94.005	16.737	-	76.560	93.297	1.011	-	92.286	93.297
- Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	116.523	609.405	127	726.055	41.269	622.560	62.226	726.055	71.528	625.618	144	697.290	42.425	618.786	36.079	697.290
Controladas em conjunto																
- STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	222.993	542.310	412	765.715	83.842	267.795	414.078	765.715	225.335	537.567	458	763.360	66.246	336.009	361.105	763.360
- Integração Transmissora de Energia S.A.	157.056	471.730	398	629.184	51.077	178.882	399.225	629.184	148.977	496.086	-	645.063	80.621	213.739	350.703	645.063
- ESBR Participações S.A.	635.182	886.818	22.175.682	23.697.682	1.246.901	14.120.972	8.329.809	23.697.682	908.570	1.655.056	21.646.808	24.210.434	1.422.013	15.808.108	6.980.313	24.210.434
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	724.943	4.979.505	44.546	5.748.994	388.702	3.055.171	2.305.121	5.748.994	673.878	4.572.575	41.627	5.288.080	347.620	2.944.416	1.996.044	5.288.080
- Manaus Transmissora de Energia S.A.	210.848	2.635.898	13.567	2.860.313	241.778	1.298.428	1.320.107	2.860.313	310.344	2.385.339	248	2.695.931	342.567	1.097.213	1.256.151	2.695.931
- Manaus Construtora Ltda.	325	90.858	-	91.183	6.460	47.067	37.656	91.183	90.955	331	-	91.286	6.020	47.068	38.198	91.286
- TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	53.203	263.423	149	316.775	22.474	278.323	15.978	316.775	23.161	238.717	166	262.044	21.551	225.725	14.768	262.044
- Norte Energia S.A.	1.147.233	402.437	35.950.015	37.499.685	1.638.101	25.142.741	10.718.843	37.499.685	940.254	271.620	29.964.727	31.176.601	719.033	23.510.303	6.947.265	31.176.601
- Complexo Eólico Sento Sé I	16.972	31.560	278.464	326.996	22.436	188.205	116.355	326.996	14.239	28.147	293.682	336.068	21.447	198.492	116.129	336.068
- Complexo Eólico Sento Sé II	9.071	11.263	392.884	413.218	22.322	274.249	116.647	413.218	18.030	-	368.761	386.791	41.120	231.184	114.487	386.791
- Complexo Eólico Sento Sé III	10.418	4.352	234.036	248.806	13.862	146.162	88.782	248.806	9.602	1	151.168	160.771	157.685	-	3.086	160.771
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	119.305	1.216.827	210	1.336.342	103.054	498.447	734.841	1.336.342	118.384	1.046.325	184	1.164.893	60.084	453.845	650.964	1.164.893
- VamCruz I Participações S.A.	80.963	-	502.591	583.554	29.849	365.025	188.680	583.554	7.935	(57.445)	582.766	533.256	234.629	148.896	149.731	533.256
- Chapada do Piauí I Holding S.A.	35.868	492.512	788.559	1.316.939	42.000	1.109.302	165.637	1.316.939	51.418	132	809.359	860.909	86.607	597.568	176.734	860.909
- Chapada do Piauí II Holding S.A.	45.947	392.127	883.960	1.322.034	193.520	933.182	195.332	1.322.034	85.298	-	864.913	950.211	675.323	25.858	249.030	950.211
- Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	20.294	-	511.454	531.748	76.186	278.117	177.445	531.748	20.288	53	463.716	484.057	250.400	50.581	183.076	484.057
- Companhia Energética SINOP S.A.	124.779	5.449	1.377.142	1.507.370	66.050	561.281	880.039	1.507.370	56.761	2.491	844.803	904.055	403.643	135.000	365.412	904.055
Coligada																
- Energética Águas da Pedra S.A.	102.093	30.765	733.188	866.046	114.798	324.107	427.141	866.046	101.065	17.354	753.114	871.533	97.852	352.021	421.660	871.533
Total	3.895.455	13.067.239	64.418.075	81.380.769	4.418.608	49.690.016	27.272.145	81.380.769	4.073.523	11.819.967	57.180.033	73.073.523	5.089.038	46.994.812	20.989.673	73.073.523

Obs.: Data-base das demonstrações 30/11/2016, exceto ESBR Participações S.A., cujas demonstrações possuem data-base em 31/12/2016.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

INVESTIDAS	2016								2015							
	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 Pindai I	-	(3.755)	(3.755)	4.884	1.129	(233)	-	896	-	(4.264)	(4.264)	1.794	(2.470)	(279)	-	(2.749)
- Complexo Eólico Pindai II	7.784	(11.290)	(3.506)	1.577	(1.929)	-	-	(1.929)	-	(2.648)	(2.648)	1.094	(1.554)	9	-	(1.545)
- Complexo Eólico Pindai III	-	(492)	(492)	1.285	793	(157)	-	636	-	(2.033)	(2.033)	1.283	(750)	-	-	(750)
- Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S	58.027	(21.921)	36.106	2.096	38.202	(7.364)	2.633	33.471	258.114	(230.335)	27.779	1.325	29.104	(205)	-	28.899
Controladas em conjunto																
- STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	160.739	(21.382)	139.357	(26.560)	112.797	23.092	20.829	156.718	159.741	(18.917)	140.824	(24.784)	116.040	(39.884)	16.650	92.806
- Integração Transmissora de Energia S.A	100.314	(22.742)	77.572	(9.467)	68.105	(15.284)	8.249	61.070	101.344	(19.709)	81.635	(11.057)	70.578	(24.250)	9.734	56.062
- ESBR Participações S.A.	2.386.172	746.811	3.132.983	(1.061.192)	2.071.791	(722.295)	-	1.349.496	2.412.946	(2.826.861)	(413.915)	(672.570)	(1.086.485)	348.386	-	(738.099)
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	830.043	(47.361)	782.682	(204.450)	578.232	(173.345)	-	404.887	610.279	(43.884)	566.395	(224.107)	342.288	(102.072)	-	240.216
- Manaus Transmissora de Energia S.A.	266.126	(60.803)	205.323	(68.992)	136.331	(52.455)	-	83.876	182.519	(18.323)	164.196	(74.094)	90.102	(29.656)	-	60.446
- Manaus Construtora Ltda.	-	(81)	(81)	(461)	(542)	-	-	(542)	-	(982)	(982)	(926)	(1.908)	258	-	(1.650)
- TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	22.446	(14.623)	7.823	(5.652)	2.171	(961)	-	1.210	38.805	(81.705)	(42.900)	(4.823)	(47.723)	5.323	-	(42.400)
- Norte Energia S.A.	547.738	(743.073)	(195.335)	(60.739)	(256.074)	27.652	-	(228.422)	120.653	(293.282)	(172.629)	10.960	(161.669)	113.505	-	(48.164)
- Complexo Eólico Sento Sé I	63.296	(33.922)	29.374	(15.175)	14.199	(3.368)	-	10.831	66.015	(33.629)	32.386	(15.896)	16.490	(2.872)	-	13.618
- Complexo Eólico Sento Sé II	44.087	(28.896)	15.191	(24.503)	(9.312)	(1.657)	-	(10.969)	412	(1.260)	(848)	(44)	(892)	(10)	-	(902)
- Complexo Eólico Sento Sé III	21.372	(13.734)	7.638	(12.883)	(5.245)	(779)	-	(6.024)	-	(116)	(116)	(14)	(130)	-	-	(130)
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	230.909	(55.874)	175.035	(23.700)	151.335	(60.567)	-	90.768	279.257	(175.652)	103.605	(22.140)	81.465	(27.667)	-	53.798
- VamCruz I Participações S.A.	65.723	(36.796)	28.927	(20.069)	8.858	(2.788)	-	6.070	1.128	(1.364)	(236)	2.811	2.575	(1.542)	-	1.033
- Chapada do Piauí I Holding S.A.	112.103	(51.315)	60.788	(96.408)	(35.620)	(4.129)	-	(39.749)	44.733	(18.847)	25.886	(43.941)	(18.055)	(1.456)	-	(19.511)
- Chapada do Piauí II Holding S.A.	98.876	(53.303)	45.573	(91.849)	(46.276)	(3.695)	-	(49.971)	-	(223)	(223)	(4.590)	(4.813)	-	-	(4.813)
- Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	62.690	(37.373)	25.317	(38.275)	(12.958)	(1.961)	-	(14.919)	-	(2.661)	(2.661)	1.453	(1.208)	-	-	(1.208)
- Companhia Energética SINOP S.A.	-	(10.797)	(10.797)	2.104	(8.693)	2.958	-	(5.735)	-	(10.786)	(10.786)	18.414	7.628	2.491	-	10.119
Coligada																
- Energética Águas da Pedra S.A.	220.698	(63.173)	157.525	(30.222)	127.303	(20.038)	-	107.265	207.027	(116.912)	90.115	(27.531)	62.584	(7.346)	-	55.238
Total	5.299.143	(585.895)	4.713.248	(1.778.651)	2.934.597	(1.017.374)	31.711	1.948.934	4.482.973	(3.904.393)	578.580	(1.087.383)	(508.803)	232.733	26.384	(249.686)

Obs.: Data-base das demonstrações 30/11/2016, exceto ESBR Participações S.A., cujas demonstrações possuem data-base em 31/12/2016.

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 (%)	31/12/2016	31/12/2015
Geração			
Imobilizações em serviço	2,36%	18.370.457	18.308.914
Depreciação acumulada		(9.622.595)	(9.292.620)
Imobilizações em curso		1.194.175	1.150.451
Retificadora MP 579		(8.197.052)	(8.489.466)
Impairment		(696.888)	(507.262)
Total da Geração		1.048.097	1.170.017
Transmissão			
Imobilizações em serviço	3,21%	34.179.171	9.976.821
Depreciação acumulada		(24.489.311)	(4.977.902)
Imobilizações em curso		3.002.935	2.994.616
Retificadora MP 579		(1.162.381)	(3.215.494)
Impairment		(3.460.994)	(1.307.067)
Total da Transmissão		8.069.420	3.470.974
Administração			
Imobilizações em serviço	6,27%	1.103.362	1.285.141
Depreciação acumulada		(724.059)	(826.010)
Imobilizações em curso		346.250	329.360
Total da Administração		725.553	788.491
Total		9.843.070	5.429.482

18.2 - Movimentação do Imobilizado

Ativo Imobilizado - R\$ Mil	Valor em 31/12/2015	RBSELAUDO	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 Civas 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
Veículos	-	-	-	-	-	-	47	-	47
Móveis e Utensílios	1.007	-	-	(2)	-	-	-	-	1.005
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 Civas 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 Civas 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

Ativo Imobilizado - R\$ Mil	Valor em 31/12/2014		Adições	Baixas	Transferências	Depreciação	Transferências entre Contas	Provisão	Valor em 31/12/2015
Geração em Serviço									
Terrenos	1.856.255	-	-	(1.271)	-	-	(51)	-	1.854.933
Reservatórios, Barragens e Adutoras	10.075.946	-	-	-	19.203	-	(5.612)	-	10.089.537
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	2.080.027	-	-	-	9.651	-	(18.351)	-	2.071.327
Máquinas e Equipamentos	4.208.494	-	-	(4.297)	63.902	-	24.011	-	4.292.110
Móveis e Utensílios	776	-	-	-	231	-	-	-	1.007
Depreciação	(8.956.648)	-	-	3.413	-	(339.385)	-	-	(9.292.620)
Total	9.264.850		-	(2.155)	92.987	(339.385)	(3)		9.016.294
Geração em Curso									
Máquinas e Equipamentos	168.864	-	33.360	(269)	(52.883)	-	61	-	149.133
Outros	984.973	-	56.449	-	(40.104)	-	-	-	1.001.318
Total	1.153.837		89.809	(269)	(92.987)	-	61	-	1.150.451
Retificadora MP 579	(8.770.363)		(21.650)	920	-	301.623	4	-	(8.489.466)
Impairment	(502.056)		-	1	-	22.088	-	(27.295)	(507.262)
Total de Geração	1.146.268		68.159	(1.503)	-	(15.674)	62	(27.295)	1.170.017
Transmissão em Serviço									
Terrenos	185.028	-	-	-	3.076	-	1.238	-	189.342
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	538.053	-	-	-	8.360	-	(7.145)	-	539.268
Máquinas e Equipamentos	8.802.080	-	-	(16.790)	453.961	-	7.021	-	9.246.272
Móveis e Utensílios	1.904	-	-	(15)	50	-	-	-	1.939
Depreciação	(4.719.587)	-	-	11.659	-	(268.876)	(1.098)	-	(4.977.902)
Total	4.807.478	-	-	(5.146)	465.447	(268.876)	16	-	4.998.919
Transmissão em Curso									
Máquinas e Equipamentos	782.478	-	400.483	(7.130)	(316.646)	-	(61)	-	859.124
Outros	1.931.573	-	352.720	-	(148.801)	-	-	-	2.135.492
Total	2.714.051		753.203	(7.130)	(465.447)	-	(61)	-	2.994.616
Retificadora MP 579	(3.342.595)		(2.210)	5.146	-	124.170	(5)	-	(3.215.494)
Impairment	(943.324)		-	-	-	-	-	(363.743)	(1.307.067)
Total de Transmissão	3.235.610		750.993	(7.130)	-	(144.706)	(50)	(363.743)	3.470.974
Administração em Serviço									
Terrenos	18.763	-	-	(4)	-	-	9	-	18.768
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	281.518	-	-	(112)	-	-	(213)	-	281.193
Máquinas e Equipamentos	836.531	-	-	(5.858)	4.891	-	165	-	835.729
Veículos	99.827	-	-	(3.710)	7.658	-	-	-	103.775
Móveis e Utensílios	40.915	-	-	(335)	824	-	-	-	41.404
Outros	4.272	-	-	-	-	-	-	-	4.272
Depreciação	(769.271)	-	-	9.098	-	(65.869)	32	-	(826.010)
Total	512.555		-	(921)	13.373	(65.869)	(7)	-	459.131
Administração em Curso									
Máquinas e Equipamentos	142.368	-	20.431	-	(4.844)	-	-	-	157.955
Outros	155.911	-	24.023	-	(8.529)	-	-	-	171.405
Total	298.279		44.454	-	(13.373)	-	-	-	329.360
Total da Administração	810.834		44.454	(921)	-	(65.869)	(7)	-	788.491
Total do Imobilizado	5.192.712		863.606	(9.554)	-	(226.249)	5	(391.038)	5.429.482

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 Forçado	3,13
Comporta	3,33
Edificações - Casa de força	2,0
Gerador	3,33
Reservatórios, barragens e adutoras	2,0
Turbina hidráulica	2,5
Transmissão	
Condutor do Sistema	2,7
Disjuntor	3,03
Estrutura do Sistema	2,7
Painel, Mesa de Comando e Cubículo	3,57
Transformador de Força	2,86
Administração central	
Edificação	3,33
Sistema de Radiocomunicação	6,67
Veículos	14,29
Equipamento Geral	6,25

- Taxas anuais médias de depreciação**

	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2016			2015
		Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Geração					
Custo histórico	2,36	18.370.457	(9.622.595)	8.747.862	9.016.295
Correção monetária especial					
Reavaliação					
Transmissão					
Custo histórico	3,21	34.179.171	(24.489.311)	9.689.860	4.998.919
Correção monetária especial					
Reavaliação					
Administração					
Custo histórico	6,27	1.103.362	(724.059)	379.303	459.130
Correção monetária especial					
Reavaliação					
		53.652.990	(34.835.965)	18.817.025	14.474.344
Em curso					
Geração		(7.699.765)		(7.699.765)	(7.846.276)
Transmissão		(1.620.440)		(1.620.440)	(1.527.946)
Administração		346.250		346.250	329.360
		(8.973.955)	-	(8.973.955)	(9.044.862)
Total		44.679.035	(34.835.965)	9.843.070	5.429.482

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	6	-	-	-	1.600	1.606
Reservatórios, Barragens e Adutoras	1.786	4.664	-	-	424	6.874
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	2.237	14.654	-	-	(589)	16.302
Máquinas e Equipamentos	499.059	26.079	-	-	2.109	527.247
veículos	1.361	-	-	-	-	1.361
Móveis e Utensílios	(370)	(7)	-	-	(9)	(386)
A ratear	5.336	31.164	230.931	1.084	19.562	288.077
Transformação, fabricação e reparo de materiais	(3.366)	-	-	-	-	(3.366)
Material em depósito	(104.418)	-	-	-	-	(104.418)
Adiantamentos a fornecedores	(42.636)	-	-	-	-	(42.636)
Outros	-	-	-	-	2	2
Total das Adições	358.995	76.554	230.931	1.084	23.099	690.663

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	126.518
2. ESTRUTURA (POSTE, TORRE)	37.598
3. CONDUTOR	42.223
4. PAINEL, MESA DE COMANDO E CUBÍCULO	82.222
5. DISJUNTORES	36.574
6. ESTRUTURA SUPORTE DE EQUIPAMENTO E BARRAMENTO	27.147
7. GERADOR	19.919
8. SISTEMA DE ATERRAMENTO	42.695
9. CHAVE	20.191
10. SISTEMA DE ALIMENTAÇÃO	14.017

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	2.832
2. EQUIPAMENTOS GERAIS	2.228
3. DISJUNTOR	2.071
4. TRANSFORMADOR DE FORÇA	1.271
5. REATOR OU RESISTOR	1.102
6. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO	824
7. SISTEMA DE ALIMENTAÇÃO DE ENERGIA	585
8. TRANSFORMADOR DE SERVIÇO AUXILIAR	438
9. SISTEMA DE DRENAGEM	197
10. PARA RAIO	120

18.5 – Teste de recuperabilidade de ativos - Impairment

A Administração da Companhia avaliou em 31 de dezembro de 2016 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 6,33% (7,06% para o período de fruição de benefício fiscal) para o segmento de geração não renovado, e 6,02% (6,71% 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 provisão líquida de uma reversão de R\$ 39.422 para perda relativa ao valor não recuperável dos ativos de geração no montante de R\$ 2.343.553 (R\$ 368.949, em 2015), conforme demonstrado abaixo:

UGC - Impairment	Ano do fim da concessão	Imobilizado (na data do teste)	Taxa de Desconto	Impairment reconhecido em 2015	Impairment reconhecido em 2016
Geração					
Casa Nova	2036	319.414	6,33%	(51.981)	(160.941)
Casa Nova II	2036	37.458	6,33%	-	(37.458)
Casa Nova III	2036	30.650	6,33%	-	(30.650)
UTE Camaçari	2027	327.616	6,33%	21.948	39.422
UHE Luiz Gonzaga	2042	30.603	6,02%	24.827	-
		745.741		(5.206)	(189.627)
Transmissão					
Contrato nº 061/2001	2042	12.196.096	6,02%	(215.096)	(1.963.082)
Demais contratos de transmissão	Até 2042	2.785.658	6,02%	(148.647)	(190.844)
		14.981.754		(363.743)	(2.153.926)
Total		15.727.495		(368.949)	(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:

	31/12/2016	31/12/2015
Encargos financeiros totais	201.487	144.567
(-) Transferência para o imobilizado em curso	(1.598)	(3.080)
Efeito líquido no resultado	199.889	141.487

A taxa de capitalização utilizada na determinação do montante dos custos de empréstimos elegíveis à capitalização está descrita na nota 23.

19- INTANGÍVEL

19.1 - Intangível segregado por natureza e atividade

	Taxas médias anuais de amortização (%)	31/12/2016			31/12/2015
		Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço	20,00%				
Administração		111.722	(77.108)	34.614	22.320
		111.722	(77.108)	34.614	22.320
Em curso					
Administração		6.794	-	6.794	22.363
		6.794	-	6.794	22.363
Total		118.516	(77.108)	41.408	44.683

19.2 - Movimentação do Intangível

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

Intangível - R\$ Mil	Valor em 31/12/2014 (não auditado)	Adições	Transferências	Amortização	Valor em 31/12/2015
Administração em Serviço					
Softwares	90.150	-	-	-	90.150
Amortização	(58.771)	-	-	(9.059)	(67.830)
	31.379	-	-	(9.059)	22.320
Administração em Curso					
Softwares	8.871	13.492	-	-	22.363
	8.871	13.492	-	-	22.363
Total do Intangível	40.250	13.492	-	(9.059)	44.683

20 - FORNECEDORES

O saldo da conta Fornecedores apresenta a seguinte composição:

	31/12/2016	31/12/2015
Energia elétrica comprada	103.747	107.818
Energia elétrica - CCEE	535	27.897
Materiais e serviços	186.758	218.176
Encargos de uso da rede elétrica:		
Eletonorte	4.173	3.682
Eletrosul	3.821	3.836
Furnas	4.746	4.637
CTEEP	2.258	3.066
Outros	46.689	46.050
Total	352.727	415.162

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:

	31/12/2016	31/12/2015
<u>Circulante</u>		
IRPJ	3.517	3.643,00
CSLL	2.502	2.592,00
Cofins	19.989	28.156
ICMS	23.940	23.069
INSS	18.912	18.886
PIS/Pasep	4.338	6.111
IRRF	28.741	15.804
FGTS	7.281	5.482
Outros	4.167	5.665
Total	113.387	109.408

22 – TRIBUTOS DIFERIDOS - PASSIVO

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

A Companhia mantém reconhecidos integralmente em seu Passivo Não Circulante, nos termos dos Pronunciamentos Técnicos CPC 26(R1) (IAS 1) e 32 (IAS 12), aprovados pelas Deliberações CVM nºs 595 e 599, ambas de 15/09/2009, passivos diferidos, no valor de R\$ 2.115.302, resultantes de diferenças temporárias conforme distribuição a seguir:

	31/12/2016	31/12/2015
<u>Diferenças temporárias</u>		
Reconhecimento do laudo (Port. MME nº 120/2016)	6.221.475	-
	-	-
	6.221.475	-
<u>Débitos Fiscais</u>		
Imposto de renda sobre diferenças temporárias	1.555.369	-
Contribuição social sobre diferenças temporárias	559.933	-
Não Circulante	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%.

Os débitos fiscais relativos ao Imposto de renda da pessoa jurídica e à Contribuição social sobre o lucro líquido, provenientes de diferenças temporárias do ressarcimento dos investimentos na RBSE - registrados integralmente

no Passivo Não Circulante, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 26(R1) (IAS 1).

A programação de realização desses passivos está demonstrada conforme tabela abaixo:

2017/2019	1.002.673
2020/2022	1.112.629
Total	2.115.302

23- FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

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

23.1 - Composição:

	31/12/2016					31/12/2015				
	Circulante			Não circulante	Total	Circulante			Não circulante	Total
	Encargos	Principal	Total	Principal		Encargos	Principal	Total	Principal	
Partes relacionadas										
Eletrobras	-	564.166	564.166	134.569	698.735	-	12.563	12.563	17.188	29.751
Instituições financeiras										
Banco do Brasil	6.454	125.000	131.454	125.000	256.454	10.091	125.000	135.091	250.000	385.091
Banco do Nordeste	32	45.636	45.668	112.870	158.538	18	45.474	45.492	158.505	203.997
Caixa Econômica Federal	6.249	112.500	118.749	337.500	456.249	4.892	100.000	104.892	250.000	354.892
BNDES	2.296	64.640	66.936	567.097	634.033	-	-	-	476.915	476.915
Total	15.031	911.942	926.973	1.277.036	2.204.009	15.001	283.037	298.038	1.152.608	1.450.646

• 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\$ 681.531, tendo as seguintes características:

- Empréstimo no montante de R\$ 82.043, para realização de obras do programa de investimentos, sobre o qual incide juros equivalentes a do CDI acrescidos de 2,5% a.a., Este contrato será amortizado em 12 (doze) parcelas mensais, sendo a primeira no dia 30 do mês subsequente ao término da carência, que ocorrerá em janeiro/2017. Está garantido por receita própria e haverá quitação antecipada, total ou parcial, caso ocorra liberação de recursos referente ao bloqueio judicial relativo ao “Fator k”;
- Empréstimo no montante de R\$ 50.250 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 amortizado em 12 (doze) parcelas mensais, sendo a primeira no dia 30 do mês subsequente ao término da carência, que ocorrerá em fevereiro/2017. Está garantido por recursos referentes à transmissão (Rede Básica do Sistema Existente- RBSE);
- Empréstimo no montante R\$ 300.000, para realização de aportes na SPE Norte Energia S.A., e R\$ 5.145 referente ao IOF sobre a transação, sobre o qual incide juros equivalentes a do CDI acrescidos de 5,54% a.a.. Este contrato será amortizado em 12 (doze) parcelas mensais, sendo a primeira no dia 30 do mês subsequente ao término da carência, que ocorrerá em março/2017. Está garantido por recursos referentes a transmissão (Rede Básica do Sistema Existente- RBSE).
- Empréstimo no montante de R\$ 26.250, 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 amortizado em 12 (doze) parcelas mensais, sendo a primeira no dia 30 do mês subsequente ao término da carência, que ocorrerá em março/2017. Está garantido por recursos referentes à transmissão (Rede Básica do Sistema Existente- RBSE);

- Empréstimo no montante de R\$ 67.954, para realização de aportes na SPE Companhia Energética Sinop S.A., sobre o qual incide juros equivalentes a do CDI acrescidos de 5,54% a.a., Este contrato será amortizado em 12 (doze) parcelas mensais, sendo a primeira no dia 30 do mês subsequente ao término da carência, que ocorrerá em março/2017. Está garantido por recursos referentes a transmissão (Rede Básica do Sistema Existente- RBSE);
- Empréstimo no montante de R\$ 100.000, para quitação de compromissos financeiros relativos ao programa de investimento e compromissos relativos aos gastos de manutenção e operação do sistema elétrico, sobre o qual incide juros equivalentes a do CDI acrescidos de 5,54% a.a., Este contrato será amortizado em 10 (dez) parcelas mensais, sendo a primeira no dia 30 do mês subsequente ao término da carência, que ocorrerá em fevereiro/2017. Está garantido por recursos referentes à transmissão (Rede Básica do Sistema Existente- RBSE);
- Empréstimo no montante de R\$ 55.034, 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 amortizado em 12 (doze) parcelas mensais, sendo a primeira no dia 30 do mês subsequente ao término da carência, que ocorrerá em março/2017. Está garantido por recursos referentes à transmissão (Rede Básica do Sistema Existente- RBSE);

A Companhia possui ainda contrato com a Eletrobras, com saldo de R\$ 17.203 em 31/12/2016 (R\$ 29.751, em 31/12/2015), com taxa de juros de 7,2% a.a.- a variação do IPCA no período foi de 5,51% (6,4% no mesmo período do ano anterior). Estes contratos serão amortizados mensalmente (principal e encargos), com a última parcela vencendo em 2018.

- **Banco do Brasil**

Saldo de R\$ 256.454 (R\$ 385.091, em 31/12/2015) contratado com o Banco do Brasil S.A., com juros de 10,13% a.a. (115% 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 11.3).

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\$ 158.538 (R\$ 203.997, em 31/12/2015), sendo o montante de R\$ 151.277 (R\$ 194.499, em 31/12/2015), contratado com juros de 10% a.a. e bônus de 2,5% por pontualidade, e o montante de R\$ 7.261 (R\$ 9.498, em 31/12/2015) 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 11.3).

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\$ 456.249 (R\$ 354.892 em 31/12/2015), sendo o montante de R\$ 253.531 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\$ 202.718, contratado neste exercício, 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\$ 634.033 (R\$ 476.915, em 31/12/2015). Neste exercício, foram liberados R\$ 137.469 para a linha de crédito do contrato 1148.1, e R\$ 70.750 para a linha de crédito do contrato 1149.1. Sobre o valor do financiamento, incidem juros de 3,28% a.a. acima da TJLP, pagos mensalmente para os subcréditos A e B; 3,5% a.a. pagos mensalmente para o subcrédito C, e a variação da TJLP para o subcrédito D, do contrato 1148.1; 1,5% acima da TJLP para o subcrédito A, pagos trimestralmente, 3,5% a.a. pagos trimestralmente para o subcrédito B; e a variação da TJLP pagos trimestralmente para o subcrédito C, do contrato 1149.1.

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:

	31/12/2016	31/12/2015
IPCA	215	300
CDI	1.394.235	739.983
TJLP	389.881	197.858
Sem indexador	419.678	512.505
Total	2.204.009	1.450.646
Principal	2.188.978	1.435.645
Encargos	15.031	15.001
Total	2.204.009	1.450.646

23.3 – Vencimentos das parcelas do passivo não circulante

O valor principal dos financiamentos e empréstimos a longo prazo, no montante de R\$ 1.277.036 (R\$ 1.152.608, em 2015), tem seus vencimentos assim programados:

	31/12/2016	31/12/2015
2018	513.803	330.526
2019	204.233	327.418
2020	130.911	145.378
2021	96.336	71.993
2022	58.836	49.905
Após 2022	272.917	227.388
Total Não Circulante	1.277.036	1.152.608

23.4 - Mutação dos financiamentos e empréstimos

	Circulante			Não Circulante
	Encargos	Principal	Total	Principal
Saldo em 31/12/2014 (não auditado)	15.730	234.684	250.414	957.153
Ingressos	-	-	-	476.915
Provisão de Encargos	137.418	-	137.418	-
Variação monetária	30	4	34	25
Transferências	-	281.485	281.485	(281.485)
Amortizações/pagamentos	(138.177)	(233.136)	(371.313)	-
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

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 31/12/2016 (*)	Projeção do Saldo Devedor			Término da Garantia
						2017	2018	2019	
TDG	BNB (FNE)	SPE	49,0%	29.764	27.302	27.417	26.241	25.354	30/03/2031
TDG	BNB (FNE)	SPE	49,0%	58.346	52.820	52.595	52.460	52.179	30/10/2032
Manaus Transmissora	BASA (FNO)	SPE	19,5%	48.750	63.494	61.389	59.353	57.386	10/07/2030
Manaus Transmissora	BASA (FDA)	SPE	19,5%	29.250	31.066	30.957	30.610	30.740	10/07/2031
Serra das Vacas	Itaú BBA e Bradesco BBI	SPE	49,0%	132.009	136.110	134.102	131.344	128.037	2017
Serra das Vacas	Itaú BBA e Bradesco BBI	SPE	49,0%	33.320	32.360	36.629	37.761	38.679	2017
Total				331.439	343.152	343.089	337.769	332.375	

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

24 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	31/12/2016	31/12/2015
Contribuições sociais	42.209	35.848
Férias	107.906	91.062
Outros	10.742	9.253
Total	160.857	136.163

25 – INCENTIVO AO DESLIGAMENTO VOLUNTÁRIO – PIDV

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 aderirem 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 31/12/2016 a Companhia possui registrado o montante de R\$ 73.079 (R\$ 109.521, em 31/12/2015), referente a PIDV e 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 31/12/2016.

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	31/12/2016			31/12/2015		
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Plano BD	Plano BS	Plano CD
<u>Participantes ativos</u>						
Participantes - nº	15	1.120	3.868	15	1.124	4.248
Idade Média (anos)	61,50	59,48	47,97	60,06	57,95	46,50
Salário Médio em R\$	9.620,89	2.084,73	11.193,14	8.510,14	1.882,40	9.488,54
<u>Aposentados</u>						
Participantes Aposentados - nº	4.375	1.173	1.498	4.506	1.180	1.514
Idade Média	72,79	64,65	64,54	71,48	63,18	63,04
Benefício em Médio R\$	4.545,19	3.556,99	2.758,12	4.041,69	3.193,71	2.472,23
<u>Pensionistas</u>						
Números de pensões	1.670	147	145	1.621	137	133
Benefício Médio em R\$	1.791,57	1.169,88	2.235,85	1.590,41	1.017,86	2.043,06
População Total	6.060	2.440	5.511	6.142	2.441	5.895

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

	2016	2015
Hipóteses Econômicas		
Taxa de juros de desconto atuarial anual	11,17%	13,22%
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	5,91%	7,32%
Projeção de aumento médio dos salários	7,23%	8,26%
Projeção de aumento médio dos benefícios	4,97%	5,50%
Taxa média de inflação anual	4,97%	5,50%
Expectativa de retorno dos ativos do plano	11,17%	13,22%
Hipóteses Demográficas		
Taxa de rotatividade	0,00%	0,00%
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000 BASIC (D5%) M&F	AT-2000 BASIC (D5%) M&F
Tábua de mortalidade de inválidos	AT- 49 M&F	AT- 49 M&F
Tábua de invalidez	Alvaro Vindas	Alvaro Vindas
% de casados na data de aposentadoria	95%	95%
Diferença de idade entre homens e mulheres	4 anos	4 anos

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 31/12/2016

	31/12/2016				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
ALTERAÇÕES NAS OBRIGAÇÕES					
Valor presente da obrigação atuarial líquida no início do período	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)
Remensurações de Ganho/(Perdas) atuariais	510.095	193.492	(1.517.647)	(12.192)	(826.252)
Decorrentes de ajuste de experiência	189.284	42.831	(1.651.146)	(14.519)	(1.433.550)
Decorrentes de alterações premissas financeiras	320.811	150.661	133.499	2.327	607.298
Valor presente da obrigação atuarial líquida no final do período	3.094.832	1.007.879	854.317	67.242	5.024.270
ALTERAÇÕES DOS ATIVOS FINANCEIROS					
Valor justo dos ativos do plano no início do período	2.092.453	1.196.109	2.008.636	-	5.297.198
Receita de juros	264.201	155.310	272.074	-	691.585
Contribuições do patrocinador	74.137	1.787	7.363	-	83.287
Contribuições dos participantes	8.485	-	79.720	-	88.205
Benefícios pagos pelo plano	(297.313)	(54.233)	(57.654)	-	(409.200)
Ganhos/(Perdas) sobre os ativos do plano (excluindo a receita de juros)	(14.056)	19.477	(1.620.278)	-	(1.614.857)
Valor justo dos ativos do plano no final do período	2.127.907	1.318.450	689.861	-	4.136.218

PLANOS DE BENEFÍCIOS EM 31/12/2015

	31/12/2015				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
ALTERAÇÕES NAS OBRIGAÇÕES					
Valor presente da obrigação atuarial líquida no início do período	2.698.011	764.548	1.876.960	55.273	5.394.792
Custo de juros	314.192	90.324	226.309	6.765	637.590
Custo do serviço corrente	10	476	138.505	4.143	143.134
Benefícios pagos pelo plano	(271.085)	(46.023)	(54.993)	-	(372.101)
Remensurações de Ganho/(Perdas) atuariais	(180.855)	(39.633)	(168.860)	(121)	(389.469)
Decorrentes de ajuste de experiência	(41.867)	(13.870)	(117.647)	846	(172.538)
Decorrentes de alterações premissas biométricas	63.458	54.587	20.353	267	138.665
Decorrentes de alterações premissas financeiras	(202.446)	(80.350)	(71.566)	(1.234)	(355.596)
Valor presente da obrigação atuarial líquida no final do período	2.560.273	769.692	2.017.921	66.060	5.413.946
ALTERAÇÕES DOS ATIVOS FINANCEIROS					
Valor justo dos ativos do plano no início do período	2.181.009	1.160.451	1.822.024	-	5.163.484
Receita de juros	256.722	138.840	228.114	-	623.676
Contribuições do patrocinador	54.818	3.961	64.268	-	123.047
Contribuições dos participantes	8.268	-	75.564	-	83.832
Benefícios pagos pelo plano	(271.085)	(46.023)	(54.993)	-	(372.101)
Ganhos/(Perdas) sobre os ativos do plano (excluindo a receita de juros)	(137.279)	(61.120)	(126.341)	-	(324.740)
Valor justo dos ativos do plano no final do período	2.092.453	1.196.109	2.008.636	-	5.297.198

ATIVOS GARANTIDORES POR CATEGORIA

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

Categorias de Ativo	31/12/2016			31/12/2015		
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Plano BD	Plano BS	Plano CD
Disponível	154	54	403	977	9	8
Realizável	270.799	15.287	56.017	262.473	15.008	48.094
Títulos Públicos	1.666.599	903.453	1.286.542	1.542.559	841.173	1.246.485
Crédito de Depósitos Privados	21.185	-	-	36.480	-	-
Debêntures	-	6.928	39.032	-	7.498	2.473
Ações	-	-	-	41.114	13.569	20.471
Investimentos em Fundos	353.508	327.270	1.067.046	349.753	259.858	624.803
Investimentos imobiliários	36.193	-	5.448	35.399	-	5.372
Empréstimos e financiamentos	143.496	86.698	96.078	139.018	79.916	88.588
Outros Realizáveis	-	-	-	-	-	2.000
(-) Recursos a receber - patrocinador	-	-	-	-	-	-
(-) Exigíveis Previdenciários	(57.610)	(15.334)	(23.796)	(32.504)	(15.810)	(25.065)
(-) Exigível Contingencial	(290.720)	(18)	(4)	(270.564)	-	-
(-) Fundo de Investimentos	(15.697)	(5.888)	(6.189)	(12.252)	(5.112)	(4.593)
Variação da marcação a mercado	-	-	(1.830.716)	-	-	-
Valor justo dos ativos do plano	2.127.907	1.318.450	689.861	2.092.453	1.196.109	2.008.636

FLUXO PROJETADO DE PAGAMENTO DE BENEFÍCIOS

Valores esperados	Posição em 31/12/2016		
	Plano BD	Plano BS	Plano CD
Até 1 ano:	278.422	64.195	58.239
De 1 ano a 2 anos:	274.734	66.053	58.261
De 2 anos a 5 anos:	796.977	210.570	174.805
Acima de 5 anos:	3.978.459	1.753.530	1.622.691
Total dos pagamentos esperados pelo Plano a valores atuais:	5.328.592	2.094.348	1.913.996

MOVIMENTAÇÃO DO PASSIVO COM BENEFÍCIOS POS EMPREGO

	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
Saldo em 31/12/2014 (não auditado)	821.660	-	54.937	55.273	931.870
Custo dos Juros e do Serviço	49.213	476	62.941	10.908	123.538
Pagamentos	(38.993)	-	(59.205)	-	(98.198)
Ajuste atuarial	249.609	(476)	(49.388)	(121)	199.624
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 PERIÓDICO LÍQUIDO

	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

	Exercício de 2015				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
COMPONENTES DO CUSTO PERIÓDICO					
Custo do Serviço	10	476	138.505	4.143	143.134
Custo dos juros	57.471	-	-	6.765	64.236
Contribuição de participantes	(8.268)	-	(75.564)	-	(83.832)
CUSTO DOS BENEFÍCIOS NO PERÍODO	49.213	476	62.941	10.908	123.538

MOVIMENTAÇÃO DE BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO EM OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES

	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
Saldo em 31/12/2014 (não auditado)	(1.029.808)	(32.434)	(239.679)	(67.593)	(1.369.514)
Ganhos e perdas	(249.609)	476	49.388	121	(199.624)
Tributos Diferidos	-	-	-	-	-
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)

ANÁLISES DE SENSIBILIDADE DAS PRINCIPAIS HIPÓTESES

PLANO BD					
	TÁBUA BIOMÉTRICA		TAXA DE JUROS		Parâmetros deste Demonstrativo
	Idade - 1	Idade +1	+ 0,25%	- 0,25%	
Montantes do:					
Valor presente da obrigação atuarial do plano	3.165.550	3.022.713	3.032.967	3.159.014	3.094.832
Valor justo dos ativos do plano	2.127.907	2.127.907	2.127.907	2.127.907	2.127.907
Superávit / (Déficit) técnico do plano	(1.037.643)	(894.806)	(905.060)	(1.031.107)	(966.925)
Variações:					
Aumento / redução da obrigação atuarial	2,3%	-2,3%	-2,0%	2,1%	-
Aumento / redução dos ativos do plano	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
Aumento / redução do Superávit / (Déficit) técnico do plano	7,3%	-7,5%	-6,4%	6,6%	-

PLANO BS					
	TÁBUA BIOMÉTRICA		TAXA DE JUROS		Parâmetros deste Demonstrativo
	Idade - 1	Idade +1	+ 0,25%	- 0,25%	
Montantes do:					
Valor presente da obrigação atuarial do plano	1.025.154	990.067	981.741	1.035.220	1.007.879
Valor justo dos ativos do plano	1.318.450	1.318.450	1.318.450	1.318.450	1.318.450
Superávit / (Déficit) técnico do plano	293.296	328.383	336.709	283.230	310.571
Variações:					
Aumento / redução da obrigação atuarial	1,7%	-1,8%	-2,6%	2,7%	-
Aumento / redução dos ativos do plano	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
Aumento / redução do Superávit / (Déficit) técnico do plano	-5,6%	5,7%	8,4%	-8,8%	-

PLANO CD					
	TÁBUA BIOMÉTRICA		TAXA DE JUROS		Parâmetros deste Demonstrativo
	Idade - 1	Idade +1	+ 0,25%	- 0,25%	
Montantes do:					
Valor presente da obrigação atuarial do plano	863.174	845.078	831.240	878.518	854.317
Valor justo dos ativos do plano	689.861	689.861	689.861	689.861	689.861
Superávit / (Déficit) técnico do plano	(173.313)	(155.217)	(141.379)	(188.657)	(164.456)
Variações:					
Aumento / redução da obrigação atuarial	1,0%	-1,1%	-2,7%	2,8%	-
Aumento / redução dos ativos do plano	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
Aumento / redução do Superávit / (Déficit) técnico do plano	5,4%	-5,6%	-14,0%	14,7%	-

SEGURO DE VIDA					
	TÁBUA BIOMÉTRICA		TAXA DE JUROS		Parâmetros deste Demonstrativo
	Idade - 1	Idade +1	+ 0,25%	- 0,25%	
Montantes do:					
Valor presente da obrigação atuarial do plano	67.303	67.177	66.473	68.031	67.242
Superávit / (Déficit) técnico do plano	(67.303)	(67.177)	(66.473)	(68.031)	(67.242)
Variações:					
Aumento / redução da obrigação atuarial	0,1%	-0,1%	-1,1%	1,2%	-
Aumento / redução do Superávit / (Déficit) técnico do plano	0,1%	-0,1%	-1,1%	1,2%	-

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	31/12/2016	31/12/2015
Planos previdenciários	1.255.179	1.090.774
Seguro de vida	164.455	66.060
Total	1.419.634	1.156.834
Circulante	27.727	25.876
Não circulante	1.391.907	1.130.958

Os valores reconhecidos no período foram apurados com base no laudo atuarial preparado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016.

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\$ 183.794 (R\$ 156.599, em 2015).

27 – OUTROS PASSIVOS

	31/12/2016	31/12/2015
Circulante		
Taxa de fiscalização da Aneel	782	1.607
Benefícios pós-emprego – contribuição normal	14.224	11.415
Aquisição de imóveis – acampamento	923	923
Convênio MME	4.707	4.707
Cauções em garantia	3.307	2.940
Acordo Chesf/Senai	1.099	1.341
Entidade seguradora	161	98
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	12.213	3.439
	201.220	27.896
Não Circulante		
Valores a ressarcir - Lei 12.783/13	-	90.461
FGTS (Conta-Empresa)	4.244	4.552
Eletropar	10	19
	4.254	95.032
Total	205.474	122.928

28 – RISCOS TRIBUTÁRIOS, CÍVEIS, TRABALHISTAS E AMBIENTAIS

	Provisão em 31/12/2015	Adições (reversões)	Baixas	Provisão em 31/12/2016
Trabalhistas	144.525	19.568	(21.282)	142.811
Cíveis	1.498.684	256.579	(87.042)	1.668.221
Ambientais	165	15	-	180
Fiscais	17.162	11.017	-	28.179
Total	1.660.536	287.179	(108.324)	1.839.391

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 Fachesf; equiparação/enquadramento funcional e de verbas rescisórias decorrentes de inadimplências de empresas terceirizadas.

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

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

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

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

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

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

A Chesf e a União, no curso do processo – por questões incidentais – e especialmente ao seu final nas instâncias ordinárias, apresentaram recursos especiais e extraordinários. Em torno do processo principal, o Supremo Tribunal Federal/STF não conheceu do recurso extraordinário, por inexistir matéria diretamente constitucional na controvérsia. E o STJ, em agosto/2010, negou provimento ao recurso especial da Chesf (RESP 726.446), ensejando a apresentação pela Companhia de embargos de declaração cujo julgamento foi iniciado em dezembro/2012 e concluído em dezembro/2013, sendo a eles por igual negado provimento e

objeto de segundos Embargos de Declaração, que, de igual modo foram negados. Ato contínuo, foram apresentados embargos de divergência em recurso especial. Em fevereiro de 2016, os embargos de divergência de competência da Corte Especial do STJ foram rejeitados liminarmente pelo Relator, Ministro Luiz Felipe Salomão. A Chesf interpôs agravo regimental dessa decisão, rejeitado pela Corte Especial e pendente de publicação.

Em 02/12/2016 a Chesf protocolizou petição de Tutela Provisória Incidental nos autos do RESP nº 1.530.912/PE, a qual teve seu pedido deferido, atribuindo efeito suspensivo para sustar a eficácia do acórdão prolatado pelo TJPE, até julgamento definitivo do recurso especial.

Paralelamente, e desde a conclusão da tramitação do feito perante as instâncias ordinárias, as rés vem tomando, perante as instâncias ordinárias do Poder Judiciário do Estado de Pernambuco, diversas iniciativas no sentido de promover a execução do montante que pleitearam em reconvenção.

Assim, em novembro/1998 apresentaram pedido de execução provisória, mediante antecipação judicial da tutela pretendida, mas tal iniciativa foi suspensa por ordem do STJ.

Após, as mesmas rés formularam processo de liquidação da decisão provisória que detinham em seu favor, o qual, afinal – e não sem antes, no seu curso, haver sido declinado, por incompetência, à Justiça Federal, decisão esta revertida pelo TJPE a pedido das rés –, foi extinto sem julgamento de mérito por decisão da primeira instância que, recorrida, foi revertida pelo TJPE, que deu provimento, em larga medida, à pretensão das rés (AI 205.097-7), homologando, com exclusões, o segundo laudo pericial final de arbitramento de valores apresentado no feito em primeira instância. Ainda neste mesmo caso, e após a sucessiva apreciação de diversos embargos de declaração articulados por todas as partes do processo, o mesmo TJPE acolheu pretensão da Chesf no sentido de excluir daquela anterior homologação de valores o indevido cômputo cumulado de juros moratórios contratuais e legais, reduzindo assim muito substancialmente o montante reconhecido em favor das rés.

Concluída a apreciação da matéria liquidatória nas instâncias ordinárias do Poder Judiciário do Estado de Pernambuco, todas as partes do processo apresentaram recursos às instâncias judiciárias superiores – no caso da Chesf, tanto recurso especial ao STJ (apontando diversas irregularidades processuais e manifestas reduções ainda legalmente necessárias no montante liquidatório inicialmente homologado pelo TJPE) quanto recurso extraordinário ao STF (apontando questões processuais relacionadas às garantias fundamentais constitucionais).

Cabe ainda registrar, neste mesmo feito – processo de liquidação –, que independentemente dos antes referidos recursos especiais e extraordinários ora pendentes de apreciação, encontra-se em curso perante o STJ o RESP 1.366.295, onde, já após a vigência da Lei nº 9.469/1997, controverte-se novamente a competência para processamento e julgamento daquela causa (a Chesf e a União, sua assistente no processo, entendem pela competência da Justiça Federal; as rés entendem pela competência do Poder Judiciário do Estado de Pernambuco): neste recurso houve decisão denegatória da Segunda Turma do STJ, seguida de embargos declaratórios da CHESF. Em março de 2016 houve apreciação dos referidos embargos declaratórios com idêntico resultado sendo publicada tal decisão em 12/09/2016.

Em agosto de 2013 as rés, após a conclusão da tramitação deste feito liquidatório perante as instâncias ordinárias – e sem prejuízo das pendências dos recursos às instâncias judiciárias superiores antes referidos –, tomaram iniciativa perante a 12ª Vara Cível de Recife – PE no sentido de promover a execução provisória dos valores, que referenciados a abril/2015 totalizam um montante de R\$ 1.035 milhões. Houve determinação de penhora *on line*, via Bacenjud, com várias iniciativas de incidência sobre ativos da CHESF. Até o dia 31/12/2015 os bloqueios somavam a importância de R\$ 360 milhões. O consórcio peticionou requerendo que fosse penhorado 25% do faturamento da Chesf, bem como fosse liberado o valor até então bloqueado sem a apresentação de caução idônea, sendo tal pleito **indeferido** pelo MM. Juízo, decisão posteriormente confirmada pelo TJPE. Em 24/02/2016 nova decisão da 12ª Vara Cível da Comarca de Recife deferiu o pedido de penhora sobre títulos da dívida pública havidos pela Chesf, de forma a complementar, até o valor da condenação, o valor já bloqueado. Contra tal medida foi apresentado Agravo de Instrumento ao TJPE, pendente de julgamento. A Secretaria do Tesouro Nacional informou a impossibilidade de cumprimento de tal determinação e, por conseguinte, foram oficiados o Banco do Brasil e a Caixa Econômica Federal. Em 31/05/2016, foi bloqueado pela Caixa Econômica Federal o valor de R\$125 milhões, aplicados em fundos daquela instituição.

Apresentada Ação de Reclamação pela Chesf, em 31/05/2016, objetivando a suspensão da execução provisória e por via de consequência, as medidas de bloqueio, foi deferida liminar pelo Des. substituto Roberto Maia em 06/06/2016 e revogada em 07/06/2016, restituindo a situação de bloqueio sem que houvesse, na prática, produzido seus efeitos. Novo pedido de reconsideração/agravo foi apresentado pela Chesf em 15/06/2016, recebido como agravo em 16/06/2016 tendo sido determinada a citação das

agravadas. Ante a juntada de novos documentos pela Chesf, o Relator Des. Eduardo Augusto Paurá Peres despachou para o Consórcio se manifestar sobre os documentos novos, dê-se vista aos reclamados, na forma do art. 437, §1º, do CPC1.

A Administração da Companhia, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, atualizou a provisão em seu passivo não circulante, no montante de aproximadamente R\$1.169.311 e outros adicionais de R\$ 117.700, 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\$100.000,00), 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 (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\$ 100.000. Em 31/12/2016, 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. Em 31/12/2016, referido processo ainda não foi enviado à Justiça Federal.

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

	31/12/2016	31/12/2015
Trabalhistas	167.964	151.525
Ambientais	710	4.210
Cíveis e fiscais	5.674.111	4.870.339
Total	5.842.785	5.026.074

- 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. Prevalecendo as conclusões do perito judicial no que tange ao equívoco da Chesf no cálculo dos encargos contratuais, exceto no que tange à necessidade de correção do anatocismo verificado no pagamento parcial das faturas e na incidência de juros de mora da parte dispositiva da sentença após 30/09/2001. Honorários reduzidos para R\$ 20. Embargos de declaração apresentados pela Chesf, pela União Federal e pela CBPO. Os embargos da CBPO foram providos para fixar os honorários em 2,5% do valor da condenação. Os embargos da Chesf e da União foram improvidos. Apresentados Recursos Especial e Extraordinário, estes foram admitidos e remetidos ao STJ. Distribuído o RESP 1.611.929/PE por dependência ao Ministro Mauro Campbell, 2.^a Turma. Vistas ao MPF em 13/09/2016. A referida ação encontra-se pendente de julgamento em 31/12/2016.

- 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 pólo 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 marco, 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.

A Chesf requereu o parcelamento do montante em 8 vezes e o prorrogação do primeiro pagamento para 10/06/2016, com as demais parcelas vencendo no mesmo dia dos meses subsequentes. O juiz deferiu parcialmente o pedido, determinando que o depósito fosse feito em 04 (quatro) parcelas.

Diante da impossibilidade da Chesf de realizar o pagamento na data de 10/06/2016, o juiz adiou o vencimento da primeira parcela para 30/07/2016 e o vencimento das demais para a mesma data dos meses subsequentes, esclarecendo que cada parcela passaria a ser de R\$ 193.953,90. Todas foram devidamente quitadas.

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 conclusos para sentença em 31/12/2016.

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 interpueram recurso de embargos infringentes, com o objetivo de fazer prevalecer o voto vencido.

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 de Pernambuco – MPPE em Petrolândia (Proc. 81643-3), resultante de direito de reassentamento de trabalhadores rurais afetados pela construção da UHE Itaparica. O Autor afirma ser inexistente por carência de legitimidade o acordo firmado pelo Polo Sindical dos Trabalhadores Rurais do Submédio São Francisco, em 06/12/1986, e requer a diferença das verbas de manutenções temporárias pagas no período (VMT), dando à causa o valor atualizado de aproximadamente R\$ 87.000. Recurso de Apelação da Chesf, alegando a ilegitimidade do MPPE para o feito teve provimento pelo Tribunal de Justiça de Pernambuco - TJPE, contudo, o STJ, em grau de recurso especial proposto pelo Autor reconheceu a legitimidade do MPPE e determinou a remessa dos autos ao TJPE. Em 19/04/2010, julgando o mérito da Apelação da Chesf, o TJPE, à unanimidade, negou-lhe provimento. A Chesf interpôs conjuntamente Recurso Especial e Recurso Extraordinário e correspondentes agravos de instrumento. Em 07/11/2012 foi proferida decisão que negou seguimento ao Recurso Especial da Chesf. Contra essa decisão, a Chesf apresentou Recurso de Agravo Regimental, ao qual foi dado provimento tendo sido reconsiderada a decisão e se determinando o processamento do recurso especial. Em 11/10/2013 foi publicado acórdão dando provimento ao RESP, pronunciando-se, por unanimidade, a prescrição e decadência. Foram postos Embargos em 23/10/2013 pelo Ministério Público Federal, os quais foram rejeitados. Após a rejeição dos embargos opostos pelo Ministério Público Federal, os reassentados, na

condição de terceiros interessados, opuseram novos embargos de declaração, os quais foram igualmente rejeitados. Os reassentados interpuseram Recurso Extraordinário, cujo processamento foi indeferido pelo STJ. Contra esse indeferimento, os terceiros interessados apresentaram agravo com a finalidade de desconstituir a decisão do STJ que inadmitiu o Recurso Especial. Em 31/12/2016 o Agravo encontra-se pendente de julgamento pelo Min. Luis Fux.

2.1.5) 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. Contudo, em 31/12/2016 continua concluso para relatório e voto.

2.1.6) 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\$ 243.067.447,95, 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.

2.1.7) 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. Em 31/10/2016 o referido processo encontra-se concluso para sentença.

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 4ª Vara Cível, posteriormente anulada, que condenava a Chesf ao pagamento da quantia que, incluindo honorários advocatícios e correção monetária até o mês de agosto de 1996, calculado segundo critério determinado pelo juízo, seria de aproximadamente R\$ 7 bilhões, valor não atualizado desde então.

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

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

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

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

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

Em sessão realizada em 25/10/2010, o Tribunal Regional Federal da 5ª Região deu provimento aos recursos interpostos pela Chesf, União e Ministério Público Federal, e julgou a aludida ação inteiramente improcedente. Apresentados recursos especiais e extraordinários pela Construtora Mendes Júnior o TRF 5ª Região negou-lhes seguimento, ensejando a interposição de agravos de instrumento. Em 31/12/2012 os agravos interpostos pela Mendes Júnior haviam subido para Superior Tribunal de Justiça – ARES 205.843 (2012/0155289-6), sob a relatoria do Min. Sergio Kukina. Apresentou o Ministério Público Federal parecer opinando pelo não provimento do agravo, que foi julgado improcedente em 19/02/2014. A Mendes Junior apresentou Agravo Regimental o qual fora convertido em REsp e levado à sessão de julgamento em 04/12/2014, onde houveram sustentações orais de todas as partes envolvidas. Por motivo de pedido de vista do Min. Benedito Gonçalves a sessão foi suspensa, com sua retomada em 18/12/2014, quando, à unanimidade, a Primeira Turma decidiu por não conhecer do Recurso Especial interposto pela Mendes Júnior. O acórdão foi publicado em 19/03/2015. Interpostos embargos de declaração estes foram rejeitados pelo STJ. Após a rejeição dos embargos, a Mendes Junior apresentou recurso extraordinário, que, negado seguimento foi objeto de agravo (ARE971.889) que aguarda julgamento após distribuição do Min. Barroso. Redistribuído à Min. Rosa Weber, que negou seguimento ao recurso. Interposto agravo regimental pela Mendes Junior que aguarda julgamento. Em 31/12/2016 encontra-se concluso para 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.

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 31/12/2015, 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:

	31/12/2016	31/12/2015
Camaçari	-	80.441
Linha de transmissão - Funil/Itapebi	-	5.353
Linha de transmissão - Eunápolis/Teixeira de Freitas	10.521	10.128
Linha de transmissão - Recife II/Suape II	41.463	51.024
Linha de transmissão - Camaçari IV/Sapeaçu	114.501	99.080
Linha de transmissão - Pólo	-	986
EOL Casa Nova II	57.356	-
EOL Casa Nova III	56.066	-
Total	279.907	247.012

A variação ocorrida na rubrica Camaçari foi decorrente do registro de reversão de contrato oneroso advinda das premissas para o cálculo, onde foram contempladas a retirada comercial de todas as turbinas decorrente dos Despachos nº 247 de 03/02/2015 e nº 2.058 de 01/08/2016.

O saldo de contrato oneroso das EOL Casa Nova II e Casa Nova III, é decorrente dos testes realizados no período, à taxa de desconto de 6,83% 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 autorizadas pela Resolução nº 1.918, de 23 de junho de 2015, uma taxa de desconto de 6,71% 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 (não auditado)

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

Posições compradas		2017/2018	2019/2020	2021/2022	A partir de 2022 (pagamento remanescente)
Contratos firmados	Volume (MW)	3.395.624	3.312.667	1.906.539	11.398.290
	Preço médio (R\$)	165,17	161,84	186,41	186,91

30.2 – Venda de energia (não auditado)

Posições vendidas		2017/2018	2019/2020	2021/2022	A partir de 2022 (pagamento remanescente)
Contratos firmados	Volume (MW)	12.836.308	13.500.243	12.184.863	71.089.632
	Preço médio (R\$)	133,28	127,81	137,63	143,18

30.3 - Compromissos com aportes em SPEs

SPE	2017/2018	2019/2020	2021	Após 2021
Complexo Eólico Pindaí I	68.125	-	-	-
Complexo Eólico Pindaí II	15.430	-	-	-
Norte Energia S.A.	202.219	-	-	-
Complexo Eólico Sento Sé II	20.717	-	-	-
Complexo Eólico Sento Sé III	20.717	-	-	-
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	9.260	-	-	-
Companhia Energética SINOP S.A.	69.954	-	-	-
Complexo Eólico Pindaí III	19.390	-	-	-
Complexo Eólico Chapada do Pauí II	20.717	-	-	-
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	1.070	-	-	-
Total	447.599	-	-	-

30.4 – Imobilizado

	2017/2018	2019/2020	2021	Após 2021
Wobeen Windpower Indústria e Comércio Ltda.	163.691	-	-	-
Weg Equipamentos Elétricos S.A.	63.656	-	-	-
Tabocas Participações Empreendimentos S.A.	62.184	-	-	-
Indústria Const. e Mont. Ingelec S.A.	34.925	-	-	-
Energy Power Ltda.	33.986	-	-	-
Sadesul Projetos e Construções Ltda.	14.968	-	-	-
Real Energy Ltda.	12.991	-	-	-
Grid Solutions Transmissão de Energia Ltda.	11.644	-	-	-
Total	398.045	-	-	-

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	Transferências	Total
Em serviço		144.474	-	195.109	-	339.583
Participação da União, Estados e Municípios	2,39	121.090	-	154.951	-	276.041
Participação Financeira do Consumidor		13.381	-	40.158	-	53.539
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	7,36	9.623	-	-	-	9.623
Pesquisa e Desenvolvimento	7,36	380	-	-	-	380
(-) Amortização Acumulada - AIS		(30.958)	-	-	-	(30.958)
Participação da União, Estados e Municípios		(28.777)	-	-	-	(28.777)
Participação Financeira do Consumidor		(1.135)	-	-	-	(1.135)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(864)	-	-	-	(864)
Pesquisa e Desenvolvimento		(182)	-	-	-	(182)
Em curso		226	-	-	1.792	2.018
Pesquisa e Desenvolvimento		226	-	-	1.792	2.018
Total		113.742	-	195.109	1.792	310.643

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

	Saldo inicial em 31/12/2015	Adição	Baixas	Transferências	Reavaliação	Saldo final em 31/12/2016
Em serviço	105.975	-	-	38.499	195.109	339.583
Participação da União, Estados e Municípios	69.456	-	-	51.634	154.951	276.041
Participação Financeira do Consumidor	-	-	-	13.381	40.158	53.539
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	36.139	-	-	(26.516)	-	9.623
Pesquisa e Desenvolvimento	380	-	-	-	-	380
(-) Amortização Acumulada - AIS	(23.961)	(4.560)	-	(2.437)	-	(30.958)
Participação da União, Estados e Municípios	(9.176)	(4.160)	-	(15.441)	-	(28.777)
Participação Financeira do Consumidor	-	(216)	-	(919)	-	(1.135)
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	(14.631)	(156)	-	13.923	-	(864)
Pesquisa e Desenvolvimento	(154)	(28)	-	-	-	(182)
Em curso	226	-	-	1.792	-	2.018
Pesquisa e Desenvolvimento	226	-	-	-	-	226
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	-	-	-	1.792	-	1.792
Total	82.240	(4.560)	-	37.854	195.109	310.643

32 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

- **Capital social**

O capital social, no valor de R\$ 9.753.953 (R\$ 9.753.953, em 2015), é constituído por ações sem valor nominal com a seguinte distribuição:

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

31/12/2015						
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.

- **Reservas de capital**

	31/12/2016	31/12/2015
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

- **Outros Resultados Abrangentes**

Em conformidade com o Pronunciamento Técnico – CPC 33(R1) (IAS 19), a Companhia reconheceu neste exercício perdas atuariais de benefícios pós-emprego, em Outros resultados abrangentes, no valor de R\$ 251.741 (perdas de R\$ 199.624, em 2015), perfazendo um montante acumulado de R\$ 2.285.294 (R\$ 1.569.138, em 2015).

No exercício, 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

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.

	31/12/2016	31/12/2015
RECEITA OPERACIONAL BRUTA		
GERAÇÃO		
Fornecimento de energia elétrica	846.687	1.185.628
Operação e manutenção de usinas e suprimento	1.478.062	1.338.706
Energia elétrica de curto prazo (CCEE)	46.558	223.285
Outras receitas operacionais	9.633	5.362
TRANSMISSÃO		
Operação e manutenção do sistema de transmissão	1.126.521	998.445
Outras receitas operacionais	33.609	20.148
	3.541.070	3.771.574
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL		
Encargos setoriais		
Reserva Global de Reversão – RGR	(34.169)	(14.293)
Pesquisa e Desenvolvimento	(27.986)	(30.183)
Taxa de fiscalização da Aneel	(14.336)	(11.508)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(10.877)	(9.778)
Compensação financeira p/utilização de recursos hídricos	(133.003)	(144.612)
Proinfa	(59.730)	(52.352)
ICMS sobre energia elétrica	(123.404)	(146.428)
ISS	(1.717)	(893)
PIS/Pasep	(54.709)	(57.154)
Cofins	(251.998)	(263.273)
	(711.929)	(730.474)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.829.141	3.041.100

A receita da Companhia é substancialmente proveniente da venda de energia elétrica, operação e manutenção 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\$ 293.787 (R\$ 270.218, em 2015) com a seguinte composição:

	31/12/2016	31/12/2015
Reserva Global de Reversão – RGR	34.169	14.293
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	27.986	30.183
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	10.877	9.778
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – Proinfa	59.730	52.352
Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica – TFSEE	14.336	11.508
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH	133.003	144.612
Encargo de Energia de Reserva – EER	13.686	7.492
Total	293.787	270.218

35 - CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

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

	31/12/2016			31/12/2015
	Custos Operacionais	Despesas Operacionais	Total	Total
Energia elétrica comprada para revenda	332.098	-	332.098	346.350
Encargos de uso da rede de transmissão	673.051	-	673.051	673.906
Pessoal	361.724	652.047	1.013.771	926.808
Material	10.215	12.933	23.148	25.470
Combustíveis para a produção de energia	7.803	-	7.803	176.425
Serviço de terceiros	108.035	117.647	225.682	211.851
Depreciação e amortização	273.845	69.614	343.459	253.051
Provisão contrato oneroso	32.896	-	32.896	132.288
Benefícios pós-emprego	-	131.221	131.221	123.537
Arrendamentos e aluguéis	5.044	9.359	14.403	15.411
Tributos	1.746	5.266	7.012	10.405
Provisões para contingências	-	287.179	287.179	353.602
Provisão impairment	-	2.343.553	2.343.553	368.949
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	110.711	110.711	84.815
Perdas com clientes	-	36.884	36.884	58.560
Provisão para perdas na realização de investimentos	-	278.613	278.613	-
Outras provisões operacionais	-	54.837	54.837	48.026
Outros	(44.980)	96.677	51.697	(33.854)
Total	1.761.477	4.206.541	5.968.018	3.775.600

Neste exercício as principais variações ocorridas nos custos e despesas operacionais da Companhia foram decorrentes das provisão/reversão de contrato oneroso conforme descrito na nota 29, da provisão para contingências conforme descrito na nota 28 e da provisão/reversão de impairment conforme descrito nas notas 14 e 20.

Em 31 de dezembro de 2016 foi constituída provisão para perdas em investimento no montante de R\$ 278.613, 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 19.1.1).

36 - PESSOAL E ADMINISTRADORES

Pessoal e Administradores	2016	2015
Pessoal		
Remuneração	597.841	556.140
Encargos	216.794	202.647
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	25.765	20.401
Programa de demissão voluntária	1.066	763
Despesas rescisórias	-	95
Outros benefícios pós-emprego - Déficit ou superávit atuarial	(9.655)	(11.407)
Outros	176.685	152.976
Administradores		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	5.275	5.193
Total	1.013.771	926.808

37 – RESULTADO FINANCEIRO

	31/12/2016	31/12/2015
Receitas Financeiras		
Resultado de aplicações financeiras	47.624	130.743
Variações monetárias e acréscimos moratórios - energia vendida	132.708	118.701
Outras variações monetárias ativas	20.459	2.926
Atualização de valores a receber - Lei nº 12.783/2013	-	(70.597)
Outras receitas financeiras	81.943	67.699
PIS/Pasep e Cofins	(7)	(11)
	282.727	249.461
Despesas Financeiras		
Encargos de dívidas	(199.889)	(141.487)
Variações monetárias sobre financiamentos e empréstimos	(4.546)	(881)
Outras variações monetárias passivas	(8.547)	(615)
Atualização de valores a ressarcir - Lei nº 12.783/2013	(11.063)	-
Outras despesas financeiras	(41.760)	(34.955)
	(265.805)	(177.938)
Total	16.922	71.523

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

	31/12/2016	31/12/2015
Prejuízo antes do imposto de renda e da contribuição social	(2.632.238)	(655.560)
Encargo total do imposto de renda e da contribuição social	894.961	222.890
Efeitos fiscais sobre adições ou exclusões temporárias	87.983	68.411
Efeitos fiscais sobre outras adições ou exclusões	(780.692)	(220.460)
Imposto de renda e contribuição social apurados	202.252	70.841
Imposto de renda e contribuição social corrente	-	(35.722)
Contribuição Social	-	(10.105)
Imposto de Renda	-	(25.617)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	202.252	106.563
Contribuição Social	74.645	28.208
Imposto de Renda	127.607	78.355
Imposto de renda do período e contribuição social	202.252	70.841

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 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 poderá ser utilizada para aumento do capital social ou absorção de prejuízos.

No ano de 2016, a Companhia não usufruiu do incentivo fiscal da redução de 75% do imposto de renda, em virtude de não ter obtido base tributável de Imposto de Renda.

40 – PREJUÍZO POR AÇÃO

40.1 Prejuízo – Básico e diluído

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

	31/12/2016			31/12/2015		
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total
<u>Básico/Diluído</u>						
Numerador						
Prejuízo líquido atribuível aos acionistas	(2.353.746)	(76.240)	(2.429.986)	(566.374)	(18.345)	(584.719)
Denominador						
Quantidade de ações	54.151	1.754	55.905	54.151	1.754	55.905
Prejuízo básico por ação em R\$	(43,47)	(43,47)	(43,47)	(10,46)	(10,46)	(10,46)

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	31/12/2016			31/12/2015		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Eletrobras	Contas a receber	1.223	-	-	515	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	698.735	-	-	29.751	-
	Contas a pagar	-	102.213	-	-	752	-
	Despesa financeira	-	-	(42.219)	-	-	(2.818)
		1.223	800.948	(42.219)	515	30.503	(2.818)
Furnas	Cientes	3.790	-	-	3.576	-	-
	Contas a pagar	-	26	-	-	-	-
	Fornecedores	-	4.746	-	-	4.637	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(55.566)	-	-	(53.185)
	Rec. de uso da rede	-	-	32.765	-	-	30.020
		3.790	4.772	(22.801)	3.576	4.637	(23.165)
Eletrosul	Cientes	83	-	-	80	-	-
	Contas a receber	44	-	-	39	-	-
	Fornecedores	-	3.821	-	-	3.836	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(45.731)	-	-	(48.946)
	Rec. de uso da rede	-	-	960	-	-	812
		127	3.821	(44.771)	119	3.836	(48.134)
Eletronorte	Cientes	3.324	-	-	3.152	-	-
	Energia Livre	51.005	-	-	44.760	-	-
	Fornecedores	-	4.173	-	-	3.682	-
	Contas a receber	77	-	-	36	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(44.167)	-	-	(44.449)
	Rec. de uso da rede	-	-	38.045	-	-	36.647
		54.406	4.173	(6.122)	47.948	3.682	(7.802)
Eletronuclear	Cientes	580	-	-	555	-	-
	Contas a pagar	-	60	-	-	-	-
	Rec. de uso da rede	-	-	6.662	-	-	5.901
		580	60	6.662	555	-	5.901
CGTEE	Cientes	328	-	-	311	-	-
	Rec. de uso da rede	-	-	2.918	-	-	2.534
		328	-	2.918	311	-	2.534
Eletropar	Contas a receber	958	-	-	4.613	-	-
	Contas a pagar	-	83	-	-	92	-
		958	83	-	4.613	92	-
Ceal	Cientes	51.363	-	-	43.115	-	-
	Contas a receber	442	-	-	346	-	-
	Contas a pagar	-	115	-	-	102	-
	Suprimento de energia	-	-	23.919	-	-	26.026
	Rec. de uso da rede	-	-	12.449	-	-	11.635
		51.805	115	36.368	43.461	102	37.661
Fachesf	Fornecedores	-	-	-	-	1.720	-
	Contribuição normal	-	14.224	-	-	11.415	-
	Despesa financeira	-	-	(138.672)	-	-	(133.698)
	Despesas operacionais	-	-	(25.774)	-	-	(20.411)
	Despesas atuariais	-	-	(131.221)	-	-	(123.537)
		-	14.224	(295.667)	-	13.135	(277.646)
Celg - D	Cientes	5.265	-	-	3.915	-	-
	Suprimento de energia	-	-	48.427	-	-	39.133
	Rec. de uso da rede	-	-	7.186	-	-	7.939
		5.265	-	55.613	3.915	-	47.072
Cepisa	Cientes	4.459	-	-	4.845	-	-
	Energia livre	3.185	-	-	2.795	-	-
	Suprimento de energia	-	-	22.131	-	-	27.859
	Rec. de uso da rede	-	-	16.295	-	-	11.734
		7.644	-	38.426	7.640	-	39.593
STN	Contas a receber	304	-	-	273	-	-
	Partic. societária permanente	202.898	-	-	176.941	-	-
	Fornecedores	-	842	-	-	1.042	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	3.503	-	-	3.231
	Equivalência patrimonial	-	-	76.794	-	-	45.475
	Dividendos	8.974	-	-	-	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(9.887)	-	-	(10.362)
		212.176	842	70.410	177.214	1.042	38.344

Continuação

Empresas	Natureza da operação	31/12/2016			31/12/2015		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Integração Transmissora de Energia S.A.	Partic. societária permanente	47.907	-	-	42.084	-	-
	Fornecedores	-	879	-	-	834	-
	Dividendos	1.171	-	-	1.209	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(7.719)	-	-	(8.074)
	Equivalência patrimonial	-	-	7.328	-	-	6.727
		49.078	879	(391)	43.293	834	(1.347)
Energética Águas da Pedra S.A.	Partic. societária permanente	104.650	-	-	103.307	-	-
	Clientes	190	-	-	180	-	-
	Dividendos	4.743	-	-	2.181	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	26.280	-	-	13.533
	Rec. de uso da rede	-	-	1.707	-	-	1.607
		109.583	-	27.987	105.668	-	15.140
ESBR Participações S.A.	Clientes	4.876	-	-	4.526	-	-
	Partic. societária permanente	1.665.961	-	-	1.396.062	-	-
	Fornecedores	-	17.206	-	-	27.876	-
	Energia comprada	-	-	(196.154)	-	-	(219.637)
	AFAC	267.600	-	-	105.200	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	269.899	-	-	(147.620)
Rec. de uso da rede	-	-	49.179	-	-	34.372	
		1.938.437	17.206	122.924	1.505.788	27.876	(332.885)
I.E. Madeira	Partic. societária permanente	564.755	-	-	489.031	-	-
	Fornecedores	-	4.271	-	-	3.154	-
	Dividendos	23.035	-	-	13.575	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	99.198	-	-	58.853
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(30.467)	-	-	(32.242)
		587.790	4.271	68.731	502.606	3.154	26.611
Manaus Transmissora	Partic. societária permanente	257.420	-	-	244.950	-	-
	Dividendos	3.934	-	-	50	-	-
	Fornecedores	-	1.106	-	-	1.018	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(9.754)	-	-	(11.554)
	Equivalência patrimonial	-	-	16.355	-	-	11.787
		261.354	1.106	6.601	245.000	1.018	233
Manaus Construtora	Partic. societária permanente	7.343	-	-	7.449	-	-
	Dividendos	9.178	-	-	9.178	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(106)	-	-	(322)
		16.521	-	(106)	16.627	-	(322)
TDG	Partic. societária permanente	7.829	-	-	7.236	-	-
	Contas a receber	225	-	-	355	-	-
	Fornecedores	-	115	-	-	169	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	2.688	-	-	4.217
	AFAC	101.000	-	-	101.000	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(1.432)	-	-	(1.580)
Equivalência patrimonial	-	-	593	-	-	(20.777)	
		109.054	115	1.849	108.591	169	(18.140)
Norte Energia S.A.	Clientes	1.946	-	-	-	-	-
	Partic. societária permanente	1.607.827	-	-	1.042.090	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(34.263)	-	-	(7.225)
		1.609.773	-	(34.263)	1.042.090	-	(7.225)
Ceron	Clientes	715	-	-	565	-	-
	Suprimento de energia	-	-	5.390	-	-	4.120
	Contas a pagar	-	-	-	-	-	-
	Rec. de uso da rede	-	-	2.221	-	-	3.126
		715	-	7.611	565	-	7.246
Eletroacre	Clientes	574	-	-	289	-	-
	Suprimento de energia	-	-	6.274	-	-	3.635
	Rec. de uso da rede	-	-	17	-	-	32
		574	-	6.291	289	-	3.667

Continuação

Empresas	Natureza da operação	31/12/2016			31/12/2015		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Complexo Eólico Sento Sé I	Cientes	27	-	-	24	-	-
	Contas a receber	31	-	-	28	-	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	341	-	-	335
	Partic. societária permanente	57.012	-	-	56.903	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	5.305	-	-	6.672
	Dividendos	1.391	-	-	1.350	-	-
	Rec. de uso da rede	-	-	213	-	-	209
		58.461	-	5.859	58.305	-	7.216
Complexo Eólico Sento Sé II	Partic. societária permanente	57.157	-	-	56.099	-	-
	Cientes	18	-	-	18	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(5.375)	-	-	(442)
	Dividendos	231	-	-	-	-	-
		57.406	-	(5.375)	56.117	-	(442)
Complexo Eólico Sento Sé III	Partic. societária permanente	1.485	-	-	1.513	-	-
	Cientes	11	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	684	-	-	-	-
	Compra de energia	-	-	(10.916)	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(28)	-	-	(63)
		1.496	684	(10.944)	1.513	-	(63)
Cepel	Despesas operacionais	-	-	(12.670)	-	-	(11.525)
		-	-	(12.670)	-	-	(11.525)
IE Garanhuns	Partic. societária permanente	360.072	-	-	318.972	-	-
	Fornecedores	-	529	-	-	-	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	445	-	-	-
	Dividendos	9.891	-	-	5.780	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	44.476	-	-	26.361
		369.963	529	44.921	324.752	-	26.361
Vam Cruz I Participações S.A	Partic. societária permanente	92.452	-	-	73.368	-	-
	Cientes	22	-	-	23	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	2.974	-	-	506
	Dividendos	-	-	-	523	-	-
	AFAC	43.099	-	-	66.892	-	-
		135.573	-	2.974	140.806	-	506
Extemoz	Contas a receber	219	-	-	23	-	-
	Partic. societária permanente	62.226	-	-	36.079	-	-
	Fornecedores	-	265	-	-	280	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	2.619	-	-	296
	Encargo de uso de rede de transmissão	-	-	(2.890)	-	-	(1.769)
	AFAC	590.189	-	-	590.189	-	-
	Dividendos	7.324	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	33.471	-	-	28.899
		659.958	265	33.200	626.291	280	27.426
Chapada do Piauí I Holding S.A	Partic. societária permanente	104.060	-	-	109.497	-	-
	Cientes	21	-	-	21	-	-
	Contas a receber	492	-	-	-	-	-
	AFAC	-	-	-	14.040	-	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	585	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(19.477)	-	-	(9.560)
		104.573	-	(18.892)	123.558	-	(9.560)
Chapada do Piauí II Holding S.A	Partic. societária permanente	117.701	-	-	142.187	-	-
	Cientes	29	-	-	24	-	-
	AFAC	35.213	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(24.486)	-	-	(2.358)
		152.943	-	(24.486)	142.211	-	(2.358)
Amazonas Distribuidora	Cientes	787	-	-	275	-	-
		787	-	-	275	-	-
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	Partic. societária permanente	94.614	-	-	97.374	-	-
	Cientes	14	-	-	13	-	-
	AFAC	9.443	-	-	25.005	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(7.311)	-	-	(592)
		104.071	-	(7.311)	122.392	-	(592)

Continuação

Empresas	Natureza da operação	31/12/2016			31/12/2015		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Cia. Energética SINOP S.A.	Partic. societária permanente	215.610	-	-	89.526	-	-
	AFAC	-	-	-	36.750	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(1.405)	-	-	2.479
		215.610	-	(1.405)	126.276	-	2.479
Complexo Eólico Pindaí I	Partic. societária permanente	338.489	-	-	337.731	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	896	-	-	(2.748)
	Dividendos	141	-	-	-	-	-
		338.630	-	896	337.731	-	(2.748)
Complexo Eólico Pindaí II	Partic. societária permanente	146.589	-	-	148.518	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(1.929)	-	-	(1.545)
	Suprimento de energia	-	-	9.060	-	-	-
	Clientes	-	-	-	-	-	-
		146.589	-	7.131	148.518	-	(1.545)
Complexo Eólico Pindaí III	Partic. societária permanente	77.135	-	-	76.607	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	528	-	-	(623)
		77.135	-	528	76.607	-	(623)

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

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

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

Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.

- Contratos celebrados para prestação de serviços;
- 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;
- Adiantamento para futuro aumento de capital.

Chapada do Piauí I Holding S.A.

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

Chapada do Piauí II Holding S.A.

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- 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.

- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- 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;
- Adiantamento para futuro aumento de capital.

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.

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

- Contratos celebrados para suprimento de energia elétrica;
- 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 2016 está demonstrado a seguir:

	31/12/2016	31/12/2015
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	3.325	3.483
Encargos Sociais	852	833
Benefícios	548	523
Total	4.725	4.839

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, 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 2016 e 31 de dezembro de 2015.

	31/12/2016	31/12/2015
Ativos financeiros		
Empréstimos e recebíveis		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	519.370	500.552
Financiamentos e empréstimos	827	4.009
Mantidos até o vencimento		
Títulos e valores mobiliários	8.209	8.060
Cauções e depósitos vinculados	126.696	124.157
Mensurados a valor justo		
Títulos e valores mobiliários	-	482.756
Caixa e equivalentes de caixa	36.969	153.896
Total Ativos financeiros	692.071	1.273.430
Passivos financeiros		
Mensurados ao custo amortizado		
Financiamentos e empréstimos	2.204.009	1.450.646
Fornecedores	352.727	415.162
Total Passivos financeiros	2.556.736	1.865.808

42.1.1 - Ativos financeiros – classificados nas seguintes categorias

- **Caixa e equivalentes de caixa**

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

- **Consumidores, concessionárias e permissionárias**

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

- **Cauções e depósitos vinculados**

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

- **Títulos e valores mobiliários**

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

- **Adiantamentos a investidas**

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

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 31/12/2016. 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 uma 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 2016, 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	31/12/2016	31/12/2015
Ativos		
IPCA	-	170.947
Total	-	170.947
Passivos		
TJLP	389.881	197.858
CDI	1.394.235	739.983
IPCA	101.739	300
Total	1.885.855	938.141
Passivo líquido exposto	1.885.855	767.194

- **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 Pis/Pasep, e com a 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 consumidores, concessionárias e permissionárias 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 contábeis foi:

	Nota	31/12/2016	31/12/2015
Caixa e equivalente de caixa	5	36.969	153.896
Títulos e valores mobiliários	6	21.335	490.816
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	519.370	500.552

As disponibilidades de caixa são aplicadas em fundos de investimentos, conforme normativo específico do BACEN. 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.

	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 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	-	-	-
Em 31 de dezembro de 2015						
Fornecedores	415.162	415.162	415.162	-	-	-
Financiamentos e empréstimos	1.450.646	1.606.306	364.585	386.025	578.403	277.293
Obrigações estimadas	136.163	136.163	136.163	-	-	-

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 2016 e 31 de dezembro de 2015, podem ser assim sumarizados:

	31/12/2016	31/12/2015
Financiamentos e empréstimos	2.204.009	1.450.646
(-) Caixa e equivalentes de caixa	36.969	153.896
Dívida líquida	2.167.040	1.296.750
Patrimônio líquido	10.116.284	8.691.838
Total do capital	12.283.324	9.988.588
Índice de alavancagem financeira	17,6%	13,0%

42.4 – ESTIMATIVA DO VALOR JUSTO

	31/12/2016		31/12/2015	
	Valor Contábil	Valor de	Valor Contábil	Valor de
Títulos e valores mobiliários	-	-	482.756	482.756
Aplicações financeiras	3.228	3.228	142.985	142.985
Total	3.228	3.228	625.741	625.741

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:

	31/12/2016			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Aplicações financeiras	3.228	-	-	3.228
Total	3.228	-	-	3.228
	31/12/2015			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Títulos e valores mobiliários	482.756	-	-	482.756
Aplicações financeiras	142.985	-	-	142.985
Total	625.741	-	-	625.741

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 2016 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 31/12/2016	Índice			Valor		
		Cenário provável	Cenário I (-25%)	Cenário II (- 50%)	Cenário provável	Cenário I (-25%)	Cenário II (- 50%)
Passivos							
TJLP	389.881	7,50	5,63	3,75	419.122	411.812	404.502
IPCA	101.739	4,75	3,56	2,38	106.572	105.361	104.160
CDI	1.394.235	9,50	7,13	4,75	1.526.687	1.493.644	1.460.461
Efeito líquido	(1.885.855)				(2.052.381)	(2.010.817)	(1.969.123)

Apreciação dos índices

	Saldo em 31/12/2016	Índice			Valor		
		Cenário provável	Cenário I (+25%)	Cenário II (+ 50%)	Cenário provável	Cenário I (+25%)	Cenário II (+ 50%)
Passivos							
TJLP	389.881	7,50	9,38	11,25	419.122	426.432	433.743
IPCA	101.739	4,75	5,94	7,13	106.572	107.782	108.993
CDI	1.394.235	9,50	11,88	14,25	1.526.687	1.559.870	1.592.913
Efeito líquido	(1.885.855)				(2.052.381)	(2.094.084)	(2.135.649)

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).

	31/12/2016			31/12/2015		
	Geração	Transmissão	Total	Geração	Transmissão	Total
RECEITA						
Fornecimento de energia elétrica	846.687	-	846.687	1.185.628	-	1.185.628
Suprimento de energia elétrica	1.478.062	-	1.478.062	1.338.706	-	1.338.706
Energia Elétrica de Curto Prazo	46.558	-	46.558	223.285	-	223.285
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	-	1.126.521	1.126.521	-	998.445	998.445
Outras receitas	9.633	33.609	43.242	5.362	20.148	25.510
	2.380.940	1.160.130	3.541.070	2.752.981	1.018.593	3.771.574
Tributos						
ICMS	(123.404)	-	(123.404)	(146.428)	-	(146.428)
PIS-PASEP	(37.910)	(16.799)	(54.709)	(42.361)	(14.793)	(57.154)
Cofins	(174.620)	(77.378)	(251.998)	(195.135)	(68.138)	(263.273)
ISS	(474)	(1.243)	(1.717)	(259)	(634)	(893)
ENCARGOS - PARCELA "A"						
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(18.677)	(9.309)	(27.986)	(21.914)	(8.269)	(30.183)
Reserva Global de Reversão - RGR	(25.537)	(8.632)	(34.169)	(10.072)	(4.221)	(14.293)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE	-	(10.877)	(10.877)	-	(9.778)	(9.778)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	(133.003)	-	(133.003)	(144.612)	-	(144.612)
Taxa de Fiscalização da Aneel	(10.751)	(3.585)	(14.336)	(8.482)	(3.026)	(11.508)
Outros encargos	-	(59.730)	(59.730)	-	(52.352)	(52.352)
	(524.376)	(187.553)	(711.929)	(569.263)	(161.211)	(730.474)
RECEITA LÍQUIDA	1.856.564	972.577	2.829.141	2.183.718	857.382	3.041.100
CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS - PARCELA "A"						
Energia elétrica comprada para revenda	(332.098)	-	(332.098)	(346.350)	-	(346.350)
Encargo de transmissão, conexão e distribuição	(673.051)	-	(673.051)	(673.906)	-	(673.906)
Matéria-prima e Insumos para produção de energia elétrica	(7.803)	-	(7.803)	(176.425)	-	(176.425)
	(1.012.952)	-	(1.012.952)	(1.196.681)	-	(1.196.681)
RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS	843.612	972.577	1.816.189	987.037	857.382	1.844.419
CUSTOS GERENCIÁVEIS - PARCELA "B"						
Pessoal e administradores	(257.978)	(755.793)	(1.013.771)	(248.560)	(678.248)	(926.808)
Material	(6.093)	(17.055)	(23.148)	(7.748)	(17.722)	(25.470)
Serviços de terceiros	(76.684)	(148.998)	(225.682)	(77.819)	(134.032)	(211.851)
Arrendamento e aluguéis	(4.929)	(9.474)	(14.403)	(5.503)	(9.908)	(15.411)
Seguros	(3.354)	(8.340)	(11.694)	(3.462)	(8.261)	(11.723)
Doações, contribuições e subvenções	(9.111)	(10.387)	(19.498)	(9.431)	(9.237)	(18.668)
Provisões	(697.013)	(2.410.776)	(3.107.789)	(208.214)	(779.466)	(987.680)
(-) Recuperação de despesas	121.730	4.862	126.592	134.009	4.786	138.795
Tributos	(3.709)	(3.303)	(7.012)	(8.528)	(1.877)	(10.405)
Depreciação e amortização	(86.345)	(257.114)	(343.459)	(88.111)	(164.940)	(253.051)
Gastos diversos	(180.972)	(129.733)	(310.705)	(134.427)	(119.375)	(253.802)
Outras Receitas Operacionais	399	1.284	1.683	174	315	489
Outras Despesas Operacionais	(1.348)	(4.832)	(6.180)	(55)	(3.279)	(3.334)
	(1.205.407)	(3.749.659)	(4.955.066)	(657.675)	(1.921.244)	(2.578.919)
RESULTADO DA ATIVIDADE	(361.795)	(2.777.082)	(3.138.877)	329.362	(1.063.862)	(734.500)

Principais práticas contábeis adotadas na elaboração das demonstrações por Unidades de Negócio:

Por serem vinculados a Holding, não foram considerados os valores referentes às participações em outras companhias com seus reflexos em outras operações, ganho no montante de R\$ 489.718 em 2016 (perda de R\$ 7.417, em 2015).

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	2.371.307	-	-	2.371.307
Transmissão - T	-	1.126.521	-	1.126.521
Atividades não vinculadas - ANV	-	-	43.242	43.242
	2.371.307	1.126.521	43.242	3.541.070

Conciliação das Demonstrações de Resultado:

	Unidades de Negócio	Outorgada	Diferença
Receita	3.541.070	3.541.070	-
Deduções da receita	(688.261)	(688.261)	-
Receita líquida	2.852.809	2.852.809	-
Gastos	(5.991.686)	(5.991.686)	-
Resultado do serviço	(3.138.877)	(3.138.877)	-
Resultado financeiro	16.922	16.922	-
Equivalência patrimonial	-	489.717	(489.717)
Lucro antes da tributação e participações	(3.121.955)	(2.632.238)	(489.717)
Imposto de renda e contribuição social	202.252	202.252	-
Prejuízo do exercício	(2.919.703)	(2.429.986)	(489.717)

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\$ 489.716 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 30/04/2016, 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	6.216.530	7.857
- Riscos aeronáuticos	42.325	195
- Transporte	164.000	189
	6.422.855	8.241

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\$ 9.636 referentes a danos causados à aeronaves, estão incluídos R\$ 2.972 para responsabilidade civil e R\$ 29.717 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 paga a empregados e dirigentes, tomando-se por base o mês de dezembro de 2016 e 2015.

	2016		2015	
	Maior Remuneração	Menor Remuneração	Maior Remuneração	Menor Remuneração
Empregados	59.410,81	1.927,90	56.644,26	1.705,31
Dirigentes	57.056,09	42.002,25	51.809,28	42.002,25

	Salário/Honorário Médio	Remuneração Média	Salário/Honorário Médio	Remuneração Média
	Empregados	6.534,04	10.051,13	6.251,92
Dirigentes	45.359,92	45.359,92	45.693,91	45.693,91

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

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	31/12/2016			31/12/2015
	Aplicação			Total
	Imobilizado	Resultado	Total	
Manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	5.447	5.226	10.673	12.669
Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	791	2.264	3.055	8.022
Educação ambiental para a comunidade	1.503	1.795	3.298	3.635
Outros projetos ambientais	133	1.789	1.922	2.582
Total	7.874	11.074	18.948	26.908

- *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\$ 44.126, com previsão de desembolso de R\$ 36.197 para o exercício de 2017 e R\$ 7.929 em 2018.

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	31/12/2016	31/12/2015
Empregados treinados	3.680	3.706
Homem/hora treinados	187.724	207.512
Média/hora treinamento	41	45
Índice de empregados treinados (%)	81	81
Força de trabalho treinada (%)	2	2
Investimento total (R\$ mil)	1.442	4.123
Valor médio investido por empregado (R\$ 1,00)	318	899

48 – EVENTOS SUBSEQUENTES

48.1 – Desbloqueio do Fator K

No exercício, a Companhia teve recursos bloqueados, pela 12ª Vara Cível da Comarca de Recife, no montante de R\$ 126.490 (R\$ 361.235 em 2015) a título de penhora, referente a ação judicial do Fator K, perfazendo o montante bloqueado de R\$ 491.077 (nota 28). Os referidos bloqueios judiciais impactaram a capacidade financeira da Companhia e de seus negócios, no curto prazo, em especial considerando sua condição de concessionária de serviço público de energia elétrica. Em 24 de janeiro de 2017, conforme decisão judicial, a Companhia obteve 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 (nota 28).

48.2 – Ressarcimento de recursos de convênio de P&D

Em 2013 a Chesf celebrou Convênio com o CEPEL para desenvolvimento de projeto de tecnologia para linhas de transmissão em ultra alta tensão ‘Projeto LabUAT’, vinculado ao programa de P&D-ANEEL, tendo aportado o montante de R\$ 75.000. Em virtude de dificuldades técnicas apresentadas para execução do projeto, e transcorridos 3 anos da celebração do Convênio sem que tenha ocorrido realização, as partes conveniadas em comum acordo, decidiram encerrar o Convênio.

Em função do exposto, em 03/04/2017, a Companhia recebeu os recursos aportados acrescidos de remuneração que totalizaram o montante de R\$ 96.082.

48.3 - 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 em 31 de dezembro de 2016 um valor líquido de R\$ 4.106.173 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 do 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.

49 – CONCILIAÇÃO DO BALANÇO PATRIMONIAL 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 pelo Órgão Regulador apresentada neste Manual. 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	2016			2015		
		Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Ativos							
Ativo circulante							
Caixa e equivalência de caixa	5	36.969	-	36.969	153.896	-	153.896
Títulos e valores mobiliários	6	19.696	-	19.696	487.871	-	487.871
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	519.002	(139.868)	379.134	495.566	(122.744)	372.822
Tributos e contribuições a recuperar	8	101.347	-	101.347	182.209	-	182.209
Cauções e depósitos vinculados	10	15.533	-	15.533	10.982	-	10.982
Almoxarifado	11	79.354	(2.707)	76.647	86.185	(2.707)	83.478
Serviços em curso	12	190.169	-	190.169	162.537	-	162.537
Ativo financeiro – concessões de serviço público		-	1.255.246	1.255.246	-	77.514	77.514
Dividendos a receber	13	70.013	-	70.013	33.846	-	33.846
Fachsf Saúde Mais	14	8.448	-	8.448	42.095	-	42.095
Outros ativos circulantes	16	149.542	(30.809)	118.733	154.476	-	154.476
Ativo não circulante							
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	368	-	368	4.986	-	4.986
Títulos e valores mobiliários	6	1.639	-	1.639	2.945	-	2.945
Tributos compensáveis	8	187.637	-	187.637	175.844	-	175.844
Depósitos judiciais e cauções	10	1.120.173	-	1.120.173	1.023.037	-	1.023.037
Serviços em curso	7	75.000	-	75.000	75.000	-	75.000
Tributos diferidos	9	202.252	-	202.252	-	-	-
Fachsf Saúde Mais	14	78.636	-	78.636	92.265	-	92.265
Adiantamentos a investidas (AFAC)	15	1.046.544	-	1.046.544	939.076	-	939.076
Ativos financeiros setoriais		-	10.511.330	10.511.330	-	3.895.906	3.895.906
Outros ativos não circulantes	16	29.612	487.822	517.434	27.487	487.820	515.307
Investimento	17	5.916.431	-	5.916.431	5.057.356	-	5.057.356
Imobilizado	18	9.843.070	(8.789.031)	1.054.039	5.429.482	(4.166.277)	1.263.205
Intangível	19	41.408	-	41.408	44.683	-	44.683
Total do ativo		19.732.843	3.291.983	23.024.826	14.681.824	169.512	14.851.336
Passivo							
Passivo circulante							
Fornecedores	20	352.727	(49.356)	303.371	415.162	(43.314)	371.848
Folha de pagamento		20.454	-	20.454	16.785	-	16.785
Tributos e contribuições sociais	21	113.387	-	113.387	109.408	-	109.408
Financiamentos e empréstimos	23	926.973	-	926.973	298.038	-	298.038
Outras provisões operacionais		106.552	-	106.552	96.993	-	96.993
Obrigações estimadas	24	160.857	-	160.857	136.163	-	136.163
Incentivo ao desligamento - PIDV	25	36.029	-	36.029	42.676	-	42.676
Benefício pós-emprego	26	27.727	-	27.727	25.876	-	25.876
Encargos setoriais		70.889	-	70.889	124.865	-	124.865
Outros passivos circulantes	27	201.220	-	201.220	27.896	-	27.896
Passivo não circulante							
Tributos diferidos	22	2.115.302	1.127.358	3.242.660	-	56.332	56.332
Financiamentos e empréstimos	23	1.277.036	-	1.277.036	1.152.608	-	1.152.608
Benefício pós-emprego	26	1.391.907	-	1.391.907	1.130.958	-	1.130.958
Incentivo ao desligamento - PIDV	25	37.050	-	37.050	66.845	-	66.845
Encargos setoriais		344.254	-	344.254	260.893	-	260.893
Provisões para contingências	28	1.839.391	-	1.839.391	1.660.536	-	1.660.536
Provisão contrato oneroso	29	279.907	-	279.907	247.012	-	247.012
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	31	310.643	(251.601)	59.042	82.240	-	82.240
Outros passivos não circulantes	27	4.254	-	4.254	95.032	-	95.032
		-	-	-	-	-	-
Total do passivo		9.616.559	826.401	10.442.960	5.989.986	13.018	6.003.004
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		2.285.294	(4.106.173)	(1.820.879)	(1.569.138)	-	(1.569.138)
Prejuízos Acumulados		(6.839.162)	6.571.755	(267.407)	(4.409.176)	156.494	(4.252.682)
Total do patrimônio líquido		10.116.284	2.465.582	12.581.866	8.691.838	156.494	8.848.332
Total do passivo e do patrimônio líquido		19.732.843	3.291.983	23.024.826	14.681.824	169.512	14.851.336

	Nota	2016			2015		
		Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Operações em continuidade							
Receita							
	33						
Fornecimento de energia elétrica		846.687	-	846.687	1.185.628	-	1.185.628
Suprimento de energia elétrica		1.478.062	(84.841)	1.393.221	1.338.706	-	1.338.706
Energia Elétrica de Curto Prazo		46.558	-	46.558	223.285	-	223.285
Disponibilidade do sistema de transmissão e distribuição		1.126.521	(132.032)	994.489	998.445	(90.914)	907.531
Receita de construção - Geração/Transmissão		-	575.360	575.360	-	795.149	795.149
Receita financeira		-	9.477.157	9.477.157	-	22.398	22.398
Outras receitas vinculadas		43.242	-	43.242	25.510	(1)	25.509
Tributos							
	33						
ICMS		(123.404)	-	(123.404)	(146.428)	-	(146.428)
PIS-PASEP		(54.709)	-	(54.709)	(57.154)	-	(57.154)
Cofins		(251.998)	-	(251.998)	(263.273)	1	(263.272)
ISS		(1.717)	-	(1.717)	(893)	-	(893)
Encargos - Parcela "A"							
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(27.986)	-	(27.986)	(30.183)	-	(30.183)
Reserva Global de Reversão - RGR		(34.169)	-	(34.169)	(14.293)	-	(14.293)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		(10.877)	-	(10.877)	(9.778)	-	(9.778)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH		(133.003)	9.332	(123.671)	(144.612)	9.691	(134.921)
Taxa de Fiscalização da Aneel		(14.336)	-	(14.336)	(11.508)	-	(11.508)
Outros Encargos		(59.730)	-	(59.730)	(52.352)	-	(52.352)
Receita líquida							
	33	2.829.141	9.844.976	12.674.117	3.041.100	736.324	3.777.424
Custos não gerenciáveis - Parcela "A"							
	35						
Energia elétrica comprada para revenda		(332.098)	-	(332.098)	(346.350)	-	(346.350)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição		(673.051)	-	(673.051)	(673.906)	-	(673.906)
Encargos e Demais Despesas Setoriais		-	(9.332)	(9.332)	-	(9.691)	(9.691)
Matéria-prima/Insumo para geração de energia elétrica		(7.803)	-	(7.803)	(176.425)	-	(176.425)
Custo de Construção							
	35	-	(575.360)	(575.360)	-	(795.149)	(795.149)
Resultado antes dos custos gerenciáveis							
	35	1.816.189	9.260.284	11.076.473	1.844.419	(68.516)	1.775.903
Custos gerenciáveis - Parcela "B"							
	35						
Pessoal e administradores		(1.013.771)	-	(1.013.771)	(926.808)	-	(926.808)
Material		(23.148)	-	(23.148)	(25.470)	-	(25.470)
Serviços de terceiros		(225.682)	-	(225.682)	(211.851)	-	(211.851)
Arrendamento e aluguéis		(14.403)	-	(14.403)	(15.411)	-	(15.411)
Seguros		(11.694)	-	(11.694)	(11.723)	-	(11.723)
Doações, contribuições e subvenções		(19.498)	-	(19.498)	(18.668)	-	(18.668)
Provisões		(3.107.789)	111.439	(2.996.350)	(987.680)	5.207	(982.473)
Recuperação de despesas		126.592	-	126.592	138.795	-	138.795
Tributos		(7.012)	-	(7.012)	(10.405)	-	(10.405)
Depreciação e amortização		(343.459)	241.747	(101.712)	(253.051)	146.527	(106.524)
Gastos diversos da atividade vinculada		(310.705)	-	(310.705)	(253.802)	-	(253.802)
Outras Receitas Operacionais		1.683	-	1.683	489	-	489
Outras Gastos Operacionais		(6.180)	-	(6.180)	(3.334)	-	(3.334)
Resultado da Atividade							
		(3.138.877)	9.613.470	6.474.593	(734.500)	83.218	(651.282)
Equivalência patrimonial							
		489.717	-	489.717	7.417	-	7.417
Resultado Financeiro							
Receitas financeiras		282.727	(11.082)	271.645	249.461	(9.109)	240.352
Despesas financeiras		(265.805)	(799)	(266.604)	(177.938)	(1.883)	(179.821)
Resultado antes dos impostos							
		(2.632.238)	9.601.589	6.969.351	(655.560)	72.226	(583.334)
Imposto de renda e contribuição social		202.252	(3.186.328)	(2.984.076)	70.841	36.629	107.470
Resultado líquido das operações em continuidade							
		(2.429.986)	6.415.261	3.985.275	(584.719)	108.855	(475.864)
Resultado líquido do exercício							
		(2.429.986)		3.985.275	(584.719)		(475.864)
Prejuízo por ação							
		(43,47)		71,29	(10,46)		(8,51)

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

49.1 - 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.

49.2 - 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\$ 11.766.576.

49.3. 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.

49.4 – 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.

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

49.5.1 - Receita e custo de construção (resultado)

Os ajustes, no montante de R\$ 575.360, são decorrentes do andamento das obras do sistema de transmissão, e dos investimentos nas usinas prorrogadas, ambos abrangidos pela ICPC 01 – Contratos de concessão.

49.5.2 - Remuneração do ativo financeiro (resultado)

Os ajustes, no montante de R\$ 9.477.157, são decorrentes de atualização do ativo financeiro da transmissão e do reconhecimento do laudo Portaria MME n.º 120/2016.

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

Os ajustes são decorrentes dos efeitos de diferenças temporárias de valores provenientes do ICPC 01.

49.5.4 – Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	31/12/2016	31/12/2015
Saldos conforme contabilidade societária	12.581.866	8.848.332
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória	(2.465.582)	(156.494)
Remuneração do ativo financeiro da concessão (ICPC 01)	(11.592.403)	(2.115.246)
ICPC 01 - Contratos de concessão	1.881.147	1.749.115
Outros (ajustes CPCs)	(94.212)	162.252
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis	3.233.713	47.385
Reavaliação de Ativos - RBSE	4.106.173	-
Saldo conforme contabilidade regulatória	10.116.284	8.691.838

49.5.5 – Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	31/12/2016	31/12/2015
Prejuízo conforme contabilidade societária	3.985.275	(475.864)
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória	(6.415.261)	(108.855)
Remuneração do ativo financeiro da concessão (ICPC 01)	(9.477.157)	(22.398)
ICPC 01 - Contratos de concessão	132.032	90.914
Outros (ajustes CPCs)	(256.464)	(140.742)
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis	3.186.328	(36.629)
Prejuízo conforme contabilidade regulatória	(2.429.986)	(584.719)

COMPOSIÇÃO DOS CONSELHOS DE ADMINISTRAÇÃO E FISCAL E DA DIRETORIA EXECUTIVA

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Wilson Pinto Ferreira Junior
Presidente

Sinval Zaidan Gama
Conselheiro

Fernanda Cardoso Amado
Conselheira

Armando Casado de Araújo
Conselheiro

Virgínia Parente de Barros
Conselheira

Fernando de Andrade Neves
Conselheiro

CONSELHO FISCAL

Pedro Gaudêncio de Castro
Presidente

Leandro Giacomazzo
Conselheiro

Marcos Spagnol
Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

Sinval Zaidan Gama
Diretor-Presidente

José Pedro de Alcântara Júnior
Diretor Econômico-Financeiro

Antônio Varejão de Godoy
Diretor de Engenharia e Construção

João Henrique de Araújo Franklin Neto
Diretor de Operação

Joel de Jesus Lima Sousa
Diretor Administrativo

SUPERINTENDÊNCIA DE EXECUÇÃO E CONTROLE ECONÔMICO-FINANCEIRO

Denilson Veronese da Costa
Superintendente
CRC-PB-004638/O-7 “S” PE – Contador



KPMG Auditores Independentes
Av. Engº Domingos Ferreira, 2.589 - Sala 104
51020-031 - Boa Viagem - Recife/PE - Brasil
Telefone +55 (81) 3414-7950, Fax +55 (81) 3414-7951
www.kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis regulatórias

Ao Conselho de Administração e Acionistas
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 2016 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 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 Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf em 31 de dezembro de 2016, 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 3.2 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf a cumprir os requerimentos da ANEEL. Consequentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outras finalidades. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.



comparamos o valor recuperável apurado com base nos fluxos de caixa descontados, por unidade geradora de caixa, com o respectivo valor contábil do ativo imobilizado com vida útil definida e avaliamos a adequação das divulgações feitas nas demonstrações contábeis regulatórias.

- (ii) **Valor recuperável dos investimentos em Sociedades de Propósito Específico (SPE)**
Conforme mencionado na nota explicativa 17.1.1, a Companhia detém participações societárias em diversas SPE 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, os resultados operacionais e financeiros dessas SPE poderão ser adversamente afetados. Esses investimentos também estão sujeitos a atrasos nos licenciamentos ambientais que podem acarretar redução na rentabilidade.

Com a identificação desses indicadores (“triggers”), a Companhia avaliou a existência de redução ao valor recuperável (“impairment”) destas SPE. 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.

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.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

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 perda (impairment), considerando as análises qualitativas que podem sugerir perdas sobre o valor recuperável, tais como atrasos no cronograma e 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. Preparamos avaliações semelhantes, de forma independente, e caso nosso julgamento apontasse evidência de perda significativa no valor patrimonial, solicitamos a Companhia que nos apresentasse seus estudos de valor justo, assim como os julgamentos exercidos quanto as evidências qualitativas. Com o auxílio de nossos especialistas em finanças corporativas, analisamos os estudos de valor em uso e valor justo preparados pela Companhia. Os principais procedimentos estão relacionados à verificação da razoabilidade dos modelos matemáticos, dentro de padrões de mercado aceitos, e, análise 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 aplicáveis.

Outros assuntos

A Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf preparou um conjunto de demonstrações contábeis para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016, 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 23 de março de 2017.

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis regulatórias e o relatório do auditor

A Administração da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf 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 regulatórias 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.

Responsabilidade da Administração e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias

A Administração da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o MCSE e pelos controles internos que a Administração determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

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

Os responsáveis pela governança da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias.



Responsabilidade 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 regulatórias.

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.
- Concluímos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis 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 contábeis 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, 28 de abril de 2017

KPMG Auditores Independentes
CRC PE-000904/F-7

João Alberto da Silva Neto
Contador CRC RS-048980/O-0 T-CE