

# **DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS**

**2015**



## ÍNDICE

	<b>Pág.</b>
<b>Relatório da Administração</b>	
<b>Mensagem da Administração</b>	<b>1</b>
<b>Prêmios</b>	<b>2</b>
<b>Geração e Transmissão de Energia Elétrica</b>	<b>3</b>
<b>Geração</b>	<b>4</b>
<b>Modernização do Sistema de Geração</b>	<b>9</b>
<b>Usina Termelétrica</b>	<b>10</b>
<b>Transmissão</b>	<b>11</b>
<b>Qualidade do Fornecimento</b>	<b>27</b>
<b>Tecnologia da Informação</b>	<b>28</b>
<b>Novos Negócios e Parcerias</b>	<b>29</b>
<b>Composição Acionária</b>	<b>30</b>
<b>Relacionamento com Acionistas</b>	<b>30</b>
<b>Investimentos</b>	<b>30</b>
<b>Investimento em Ativos Próprios</b>	<b>30</b>
<b>Investimento em Sociedade de Propósito Específico</b>	<b>31</b>
<b>Conjuntura Econômica</b>	<b>31</b>
<b>Desempenho Econômico-Financeiro</b>	<b>32</b>
<b>Relacionamento com Auditores Independentes</b>	<b>36</b>
<b>Gestão</b>	<b>36</b>
<b>Informações de Natureza Social e Ambiental</b>	<b>39</b>
<b>Demonstrações Financeiras</b>	
<b>Balanço Patrimonial</b>	
<b>Ativo</b>	<b>42</b>
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>	<b>43</b>
<b>Demonstração do Resultado</b>	<b>44</b>
<b>Demonstração do Resultado Abrangente</b>	<b>45</b>
<b>Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido</b>	<b>46</b>
<b>Demonstração do Fluxo de Caixa</b>	<b>47</b>
<b>Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras</b>	<b>48</b>
<b>Composição da Diretoria e dos Conselhos de Administração e Fiscal</b>	<b>155</b>
<b>Parecer dos Auditores Independentes</b>	<b>156</b>

## MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

---

Em 2015, a Chesf dedicou-se a manter o contínuo aprendizado e aprimoramento de seu processo de gestão. Com a participação de todas as suas áreas estratégicas, a Companhia realizou ajustes e adequações com foco no aumento da receita, na redução de custos e despesas e, ainda, no aperfeiçoamento das práticas de gestão de pessoas, sempre comprometida com o desenvolvimento sustentável. Não obstante as medidas implementadas ao longo de 2015, a Companhia apurou um prejuízo de R\$ 584,7 milhões.

O sistema de transmissão da Chesf foi incrementado com a energização de 192,3 km de linhas de transmissão, 4 (quatro) novas subestações próprias, tendo a sua capacidade de transformações sido ampliada em 2.800 MVA. O investimento no período foi de R\$ 765,3 milhões.

No segmento de geração, a Companhia investiu R\$ 71,7 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, localizados no Estado da Bahia.

Ressalte-se ainda, que, por meio de Sociedades de Propósito Específico (SPE) a Chesf investiu R\$ 1.352,5 milhões em participações em empreendimentos, agregando 1.762 MW de potência instalada ao Sistema Interligado Nacional - SIN, além de 5 (cinco) subestações e 473 km de linhas de transmissão.

O total investido pela Chesf em empreendimentos próprios e em sociedade montou em R\$ 2.273,9 milhões.

Para fazer face ao programa de investimento do ano, a Chesf captou um total de R\$ 476,9 milhões em recursos contratados junto ao BNDES.

Importante capítulo no processo de renovação dos contratos com os consumidores industriais, foi a promulgação da lei nº 13.182/2015, que autoriza a Companhia a participar do Fundo de Energia do Nordeste - FEN, com o objetivo de prover recursos para a implementação de empreendimentos de energia elétrica por meio de SPE. Ao decidir pela prorrogação dos contratos, a Chesf obteve a continuidade da concessão da UHE Sobradinho, por um período de até 30 anos, ou seja, até o ano de 2052.

Assunto bastante abordado pelos meios de comunicação do País e também motivo de muita preocupação e dedicação da Companhia, a vazão do rio São Francisco foi tratada com máxima prioridade pela gestão da Chesf. O volume de água nas barragens foi monitorado diariamente com o objetivo de minimizar os danos provocados nas comunidades ribeirinhas, na irrigação, na navegabilidade do rio e, principalmente, no Sistema Interligado Nacional.

Em função das restrições hídricas no Nordeste, a Chesf manteve em operação uma máquina da Usina Térmica de Camaçari, enquanto aguarda o processo de distrato da concessão em análise pelo ministério de Minas e Energia.

Por meio do Programa Anticorrupção das Empresas Eletrobras, a Chesf promoveu um conjunto de ações que visam identificar, corrigir e prevenir fraudes e corrupções, garantindo o cumprimento das leis anticorrupção por parte das empresas, dos colaboradores, de representantes, sócios de *joint ventures* e outras afiliadas. Deste modo, a Companhia, assim como todas as empresas Eletrobras, atendem ao Decreto nº 8.420/2015, que regulamenta a Lei Anticorrupção Brasileira nº 12.846/2013, e que além de outras determinações estabelece a necessidade da criação de um programa de integridade em todas as empresas que atuam no Brasil.

Ainda em 2015 o hospital da Chesf em Paulo Afonso – Hospital Nair Alves de Souza – HNAS teve sua titularidade transferida para a Universidade do Vale do São Francisco – UNIVASF.

Comprometida com sua força de trabalho, a Companhia investiu na promoção da saúde e qualidade de vida, na prevenção de acidentes do trabalho e de doenças ocupacionais, bem como controle de perigos e riscos. Em 2015, a Taxa de Frequência de Acidentes de Trabalho – TFAT e a Taxa de

Gravidade de Acidentes de Trabalho – TGAT ficaram abaixo dos seus respectivos limites toleráveis, tendo a TGAT apresentado o melhor resultado dos últimos 13 anos.

Cuidar do entorno de seus empreendimentos, das pessoas e do meio ambiente, consolidando sua rentabilidade econômico-financeira, esse é o verdadeiro negócio da Chesf. É, ainda, trabalhar em equipe, sempre em parceria com seus empregados, Diretoria e Conselho de Administração.

## PRÊMIOS

---

Em 2015, a Chesf recebeu os seguintes prêmios:

- Premio Benchmarking Brasil 2015, Instituto Mais, com o case da área de Tecnologia da Informação - “Impressão Verde”;
- Troféu “Mulher trabalhadora que amamenta”, entregue pelo Ministério da Saúde às empresas que apoiam o aleitamento materno. A Secretaria Estadual de Saúde de Pernambuco evidenciou a atuação da Chesf como empresa pioneira no Nordeste a construir sala de apoio à maternidade, dentro das normas vigentes e com monitoramento externo;
- Novo reconhecimento da Secretaria de Políticas para Mulheres - SPM, o Selo Pró-Equidade de Gênero e Raça 5ª Edição;
- Premiação de empregados em diversas práticas esportivas nos Jogos do SESI, com 8 troféus e 39 medalhas;
- Premiações recebidas pela Sede como empresa de maior número de participantes nas Corridas Duque de Caxias e Circuito das Estações;
- 1ª Taça Chesf de Basquetebol, em Itaparica (PE). O time da Chesf ficou na terceira colocação.

## 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 31/12/2015, a Concessionária detinha 11.453,7 MW de potência instalada em operação, dos quais 10.615,1 MW em base de controladora (propriedade integral) e 838,6 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
<b>Integral e Compartilhada</b>	<b>10.615,13</b>	<b>6.242,45</b>		<b>10.615,13</b>	<b>6.242,45</b>		
UHE Paulo Afonso I	180,00		100,00%	180,00		dez/1954	dez/2042
UHE Paulo Afonso II	443,00		100,00%	443,00		out/1961	dez/2042
UHE Paulo Afonso III	794,20	2.225,00	100,00%	794,20	2.225,00	out/1971	dez/2042
UHE Paulo Afonso IV	2.462,40		100,00%	2.462,40		dez/1979	dez/2042
UHE Apolônio Sales	400,00		100,00%	400,00		abr/1977	dez/2042
UHE Luiz Gonzaga	1.479,60	959,00	100,00%	1.479,60	959,00	jun/1988	dez/2042
UHE Xingó	3.162,00	2.139,00	100,00%	3.162,00	2.139,00	dez/1994	dez/2042
UHE Sobradinho	1.050,30	531,00	100,00%	1.050,30	531,00	nov/1979	dez/2042
UHE Boa Esperança	237,30	143,00	100,00%	237,30	143,00	out/1970	dez/2042
UHE Funil	30,00	10,91	100,00%	30,00	10,91	ago/1962	dez/2042
UHE Pedra	20,01	3,74	100,00%	20,01	3,74	nov/1978	dez/2042
UHE Curemas	3,52	1,00	100,00%	3,52	1,00	jan/1957	dez/2042
UHE Araras	4,00	-	100,00%	4,00	-	abr/1967	jul/2015
UHE Piloto	2,00	-	100,00%	2,00	-	out/1949	jul/2015
UTE Camaçari	346,80	229,80	100,00%	346,80	229,80	set/1979	ago/2027
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>	<b>838,56</b>	<b>438,30</b>		<b>346,93</b>	<b>176,83</b>		
UHE Dardanelos (Energética Águas da Pedra S.A.)	261,00	154,90	24,50%	63,95	37,95	ago/2011	jul/2042
UEE (EOL) Pedra Branca (Pedra Branca S.A.)	30,00	12,20	49,00%	14,70	5,98	mar/2013	fev/2046
UEE (EOL) São Pedro do Lago (São Pedro do Lago S.A.)	30,00	13,50	49,00%	14,70	6,62	mar/2013	fev/2046
UEE (EOL) Sete Gameleiras (Sete Gameleiras S.A.)	30,00	12,60	49,00%	14,70	6,17	mar/2013	fev/2046
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana IX (Ventos de Santa Joana IX Energias Renováveis S.A.)	29,60	15,80	49,00%	14,50	7,74	jul/2015	mar/2049
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana X (Ventos de Santa Joana X Energias Renováveis S.A.)	29,60	16,00	49,00%	14,50	7,84	jul/2015	mar/2049
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana XI (Ventos de Santa Joana XI Energias Renováveis S.A.)	29,60	16,00	49,00%	14,50	7,84	jul/2015	mar/2049
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana XII (Ventos de Santa Joana XII Energias Renováveis S.A.)	28,90	16,90	49,00%	14,16	8,28	jul/2015	mar/2049
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana XIII (Ventos de Santa Joana XIII Energias Renováveis S.A.)	29,60	16,00	49,00%	14,50	7,84	jul/2015	mar/2049
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana XV (Ventos de Santa Joana XV Energias Renováveis S.A.)	28,90	16,20	49,00%	14,16	7,94	jul/2015	mar/2049
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana XVI (Ventos de Santa Joana XVI Energias Renováveis S.A.)	28,90	17,40	49,00%	14,16	8,53	jul/2015	mar/2049
UEE (EOL) Baraúnas I (Baraúnas Energética S.A.)	32,90	12,40	49,00%	16,12	6,08	set/2015	fev/2049
UEE (EOL) Morro Branco I (Morro Branco I Energética S.A.)	32,90	12,70	49,00%	16,12	6,22	set/2015	fev/2049
UEE (EOL) Mussambê (Mussambê Energética S.A.)	32,90	11,50	49,00%	16,12	5,64	set/2015	fev/2049
UEE (EOL) Junco I (Usina de Energia Eólica Junco I S.A.)	24,00	13,10	49,00%	11,76	6,42	dez/2015	jul/2047
UEE (EOL) Junco II (Usina de Energia Eólica Junco II S.A.)	24,00	13,30	49,00%	11,76	6,52	dez/2015	jul/2047
UEE (EOL) Caiçara I (Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A.)	27,00	14,60	49,00%	13,23	7,15	dez/2015	jun/2047
UEE (EOL) Caiçara II (Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A.)	18,00	9,60	49,00%	8,82	4,70	dez/2015	jul/2047
UEE (EOL) Serra das Vacas I (Serra das Vacas I S.A.)	23,92	12,20	49,00%	11,72	5,98	nov/2015	mai/2049
UEE (EOL) Serra das Vacas II (Serra das Vacas II S.A.)	22,30	9,90	49,00%	10,93	4,85	nov/2015	mai/2049
UEE (EOL) Serra das Vacas III (Serra das Vacas III S.A.)	22,24	11,00	49,00%	10,90	5,39	nov/2015	jun/2049
UEE (EOL) Serra das Vacas IV (Serra das Vacas IV S.A.)	22,30	10,50	49,00%	10,92	5,15	nov/2015	jun/2049
<b>Total</b>	<b>11.453,69</b>	<b>6.680,75</b>		<b>10.962,06</b>	<b>6.419,28</b>		

No exercício de 2015 entraram em operação comercial, no mês de julho, 7(sete) parques eólicos do Complexo Chapada do Piauí I (Ventos de Santa Joana IX, X, XI, XII XIII, XV e XVI), com antecipação de dois meses em relação à data de entrega de energia estabelecida no Leilão LER de 2013.

Ainda em 2015 entraram em operação comercial mais 11(onze) parques eólicos correspondentes aos Complexos Eólicos: Sento Sé (Baraúnas I, Morro Branco I e Mussambê - Leilão LER/2013), Serra das Vacas (Serra das Vacas I, II, III e IV - Leilão A-3/2013) e VamCruz (Junco I, II, Caiçara I e II - Leilão A-5/2011).

A potência instalada desses 18 parques eólicos totaliza 487,6 MW, sendo que o equivalente à participação de Chesf de 49% corresponde a 238,9 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
<b>Integral e Compartilhada</b>	<b>232,00</b>	<b>74,00</b>		<b>232,00</b>	<b>74,00</b>		
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	out/16 a out/17	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
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>	<b>15.778,25</b>	<b>7.158,60</b>		<b>2.806,27</b>	<b>1.287,80</b>		
UHE Jirau (ESBR - Energia Sustentável do Brasil S.A)	3.750,00	2.184,60	20,00%	750,00	436,90	set/2013	ago/2043
UHE Belo Monte (Norte Energia S.A)	11.233,10	4.571,00	15,00%	1.684,97	685,70	nov/2015	ago/2045
UHE Sinop (Companhia Energética Sinop S.A. - CES)	400,00	239,90	24,50%	98,00	58,80	jan/2018	fev/2049
UEE (EOL) Banda de Couro (Banda de Couro Energética S.A.)	32,90	12,90	49,00%	16,10	6,30	abr/2016	jun/2049
UEE (EOL) Baraúnas II (Baraúnas II Energética S.A.)	25,85	7,80	49,00%	12,70	3,80	abr/2016	jul/2049
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana I (Ventos de Santa Joana I Energias Renováveis S.A.)	28,90	14,70	49,00%	14,20	7,20	jan/2016	jun/2049
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana III (Ventos de Santa Joana III Energias Renováveis S.A.)	29,60	14,30	49,00%	14,50	7,00	jan/2016	jun/2049
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana IV (Ventos de Santa Joana IV Energias Renováveis S.A.)	27,20	14,20	49,00%	13,30	7,00	jan/2016	mai/2049
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana V (Ventos de Santa Joana V Energias Renováveis S.A.)	28,90	14,10	49,00%	14,20	6,90	jan/2016	mai/2049
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana VII (Ventos de Santa Joana VII Energias Renováveis S.A.)	28,90	14,80	49,00%	14,20	7,30	jan/2016	jun/2049
UEE (EOL) Ventos de Santo Augusto IV (Ventos de Santo Augusto IV Energias Renováveis S.A.)	28,90	15,70	49,00%	14,20	7,70	jan/2016	jun/2049
UEE (EOL) Acauã (Acauã Energia S.A.)	12,00	3,10	99,93%	12,00	3,10	out/2016	abr/2049
UEE (EOL) Angical 2 (Angical 2 Energia S.A.)	14,00	5,10	99,96%	14,00	5,10	out/2016	abr/2049
UEE (EOL) Arapapá (Arapapá Energia S.A.)	10,00	2,20	99,90%	10,00	2,20	out/2016	abr/2049
UEE (EOL) Caititu 2 (Caititu 2 Energia S.A.)	14,00	5,10	99,96%	14,00	5,10	out/2016	abr/2049
UEE (EOL) Caititu 3 (Caititu 3 Energia S.A.)	14,00	4,70	99,96%	14,00	4,70	out/2016	abr/2049
UEE (EOL) Carcará (Carcará Energia S.A.)	10,00	4,60	99,96%	10,00	4,60	out/2016	abr/2049
UEE (EOL) Corrupião 3 (Corrupião 3 Energia S.A.)	14,00	4,20	99,96%	14,00	4,20	out/2016	abr/2049
UEE (EOL) Teiú 2 (Teiú 2 Energia S.A.)	14,00	4,20	99,95%	14,00	4,20	out/2016	abr/2049
UEE (EOL) Papagaio (Papagaio Energia S.A.)	18,00	4,90	99,96%	18,00	4,90	out/2016	mai/2049
UEE (EOL) Coqueirinho 2 (Coqueirinho 2 Energia S.A.)	20,00	8,50	99,98%	20,00	8,50	out/2016	mai/2049
UEE (EOL) Tamanduá Mirim 2 (Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.)	24,00	8,00	83,01%	19,90	6,60	out/2016	jun/2049
<b>Total</b>	<b>16.010,25</b>	<b>7.232,60</b>		<b>3.038,27</b>	<b>1.361,80</b>		

No último trimestre de 2015 a Companhia envidou esforços para viabilizar a retomada para a conclusão da 1ª Etapa I (54 MW) do Parque Eólico próprio Casa Nova I, que deverá ocorrer até o final de 2016. A conclusão da 2ª Etapa de Casa Nova I (126 MW) está prevista para 2017.

No final de 2015 avançaram as negociações para a contratação do fornecimento para os parques eólicos Casa Nova II (28 MW) e Casa Nova III (24 MW), com início de construção previsto para o segundo semestre de 2016 e conclusão em 2017. Esses dois parques eólicos tiveram energia comercializada no Leilão A-5/2013.

Até março de 2016 deverão entrar em operação comercial mais 8 parques eólicos (231,2 MW), sendo dois deles referentes ao complexo Sento Sé III (Banda de Couro e Baraúnas II - A-5/2013), com antecipação de quase dois anos. Os outros seis são do Complexo Chapada PI II (Ventos de Santa Joana I, III, IV, V e VII; e Ventos de Santo Augusto IV - Leilão A-3/2013). O equivalente à participação da Companhia com 49% é de 113,3 MW nesses 8 parques eólicos.

Em 2016 está prevista ainda a conclusão da implantação da UHE Jirau, com a entrada em operação de mais 10 unidades geradoras totalizando 3.750 MW (50 x 75 MW), cuja potência equivalente da Companhia é de 750 MW, considerando a sua participação de 20% na ESBR.

Também em 2016, está prevista a entrada em operação no Complexo Hidrelétrico Belo Monte de 11 unidades geradoras, sendo 5 delas na Casa de Força Principal (5 x 661,11 MW = 3.055,6 MW) e as 6 restantes na Casa de Força Pimental (6 x 38,85 MW = 233,1 MW), totalizando 3.288,7 MW, correspondente a 493,3 MW equivalentes à participação da Companhia com 15% na Norte Energia.

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

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2014	Investimento Realizado até 31/dez/2014	Evolução Física em 31/dez/2015	Investimento Realizado até 31/dez/2015
<b>Integral</b>		<b>655.579</b>		<b>665.465</b>
UEE (EOL) Casa Nova I (180 MW)	40,00%	653.410	40,00%	660.327
UEE (EOL) Casa Nova II e III (52 MW)	0,00%	2.169	1,00%	5.139
<b>SPE Proporcional</b>		<b>3.154.625</b>		<b>4.272.005</b>
UHE Jirau (ESBR - Energia Sustentável do Brasil S.A.)	97,50%	1.736.342	99,50%	1.931.542
UHE Belo Monte (Norte Energia S.A.)	26,10%	849.752	83,20%	1.095.000
UHE Sinop (Companhia Energética Sinop S.A.)	18,20%	91.296	51,70%	128.046
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana IX (Ventos de Santa Joana IX Energias Renováveis S.A.) (1)	79,00%	13.632	100,00%	
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana X (Ventos de Santa Joana X Energias Renováveis S.A.) (1)	79,00%	12.914	100,00%	
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana XI (Ventos de Santa Joana XI Energias Renováveis S.A.) (1)	79,00%	11.619	100,00%	
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana XII (Ventos de Santa Joana XII Energias Renováveis S.A.) (1)	79,00%	15.440	100,00%	110.199
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana XIII (Ventos de Santa Joana XIII Energias Renováveis S.A.) (1)	79,00%	13.227	100,00%	
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana XV (Ventos de Santa Joana XV Energias Renováveis S.A.) (1)	79,00%	15.235	100,00%	
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana XVI (Ventos de Santa Joana XVI Energias Renováveis S.A.) (1)	79,00%	14.093	100,00%	
UEE (EOL) Baraúnas I (Baraúnas Energética S.A.)	21,00%	1	100,00%	17.595
UEE (EOL) Morro Branco I (Morro Branco I Energética S.A.)	21,00%	15.572	100,00%	17.245
UEE (EOL) Mussambê (Mussambê Energética S.A.)	21,00%	19.988	100,00%	21.781
UEE (EOL) Junco I (Usina de Energia Eólica Junco I S.A.) (4)	16,00%	19.110	100,00%	
UEE (EOL) Junco II (Usina de Energia Eólica Junco II S.A.) (4)	16,00%	19.110	100,00%	
UEE (EOL) Caiçara I (Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A.) (4)	16,00%	21.070	100,00%	140.785
UEE (EOL) Caiçara II (Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A.) (4)	16,00%	14.210	100,00%	
UEE (EOL) Serra das Vacas I (Serra das Vacas I S.A.) (3)	1,80%	13.256	100,00%	
UEE (EOL) Serra das Vacas II (Serra das Vacas II S.A.) (3)	1,80%	12.566	100,00%	
UEE (EOL) Serra das Vacas III (Serra das Vacas III S.A.) (3)	1,80%	12.199	100,00%	115.286
UEE (EOL) Serra das Vacas IV (Serra das Vacas IV S.A.) (3)	1,80%	12.674	100,00%	
UEE (EOL) Banda de Couro (Banda de Couro Energética S.A.)	0,00%	968	75,00%	968
UEE (EOL) Baraúnas II (Baraúnas II Energética S.A.)	0,00%	622	75,00%	622
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana I (Ventos de Santa Joana I Energias Renováveis S.A.) (2)	46,00%	14.414	98,00%	
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana III (Ventos de Santa Joana III Energias Renováveis S.A.) (2)	46,00%	16.640	98,00%	124.384

UEE (EOL) Ventos de Santa Joana IV (Ventos de Santa Joana IV Energias Renováveis S.A.) (2)	46,00%	13.566	98,00%	
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana V (Ventos de Santa Joana V Energias Renováveis S.A.) (2)	46,00%	14.414	98,00%	
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana VII (Ventos de Santa Joana VII Energias Renováveis S.A.) (2)	46,00%	14.414	98,00%	
UEE (EOL) Ventos de Santo Augusto IV (Ventos de Santo Augusto IV Energias Renováveis S.A.) (2)	46,00%	14.414	98,00%	
UEE (EOL) Acauã (Acauã Energia S.A.)	0,00%	7.633	79,70%	34.666
UEE (EOL) Angical 2 (Angical 2 Energia S.A.)	0,00%	12.742	77,40%	51.230
UEE (EOL) Arapapá (Arapapá Energia S.A.)	0,00%	5.102	48,90%	19.820
UEE (EOL) Caititu 2 (Caititu 2 Energia S.A.)	0,00%	12.742	53,50%	47.701
UEE (EOL) Caititu 3 (Caititu 3 Energia S.A.)	0,00%	12.742	28,90%	44.002
UEE (EOL) Carcará (Carcará Energia S.A.)	0,00%	12.742	74,60%	51.879
UEE (EOL) Corrupião 3 (Corrupião 3 Energia S.A.)	0,00%	12.742	68,90%	52.439
UEE (EOL) Teiú 2 (Teiú 2 Energia S.A.)	0,00%	10.205	58,20%	39.530
UEE (EOL) Papagaio (Papagaio Energia S.A.)	0,00%	13.367	55,20%	57.917
UEE (EOL) Coqueirinho 2 (Coqueirinho 2 Energia S.A.)	0,00%	21.395	80,40%	92.118
UEE (EOL) Tamanduá Mirim 2 (Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.)	0,00%	10.455	66,80%	77.250
<b>Total</b>		<b>3.810.204</b>		<b>4.937.470</b>

**Observações:**

- (1) SPEs controladas pela Chapada do Piauí I Holding S.A. a partir de 2015.
- (2) SPEs controladas pela Chapada do Piauí II Holding S.A. a partir de 2015.
- (3) SPEs controladas pela Serra das Vacas Holding S.A. a partir de 2015.
- (4) SPEs controladas pela Vamcruz I Participações S.A. a partir de 2015.

Em relação aos projetos de geração próprios, os três parques eólicos Casa Nova I, II e III, praticamente não houve incremento de investimento em 2015 face à paralisação da construção do parque eólico Casa Nova I deste meados de 2014, que culminou com a recuperação judicial da WPE, Empresa Líder do Consórcio Construtor desse empreendimento. Para os parques Casa Nova II e III os investimentos estão previstos a partir de 2016 com o início de construção desses parques. Nesses investimentos a Companhia já investiu R\$ 665,5 milhões até 31/12/2015, dos quais R\$ 660,3 milhões em Casa Nova I e R\$ 5,1 milhões em Casa Nova II e III.

Em relação aos aportes de recursos realizados pela Companhia nas 40 SPEs relacionadas na Tabela anterior, foram investidos em 2015 um total de R\$ 1.117,4 milhões, resultando num investimento acumulado até 31/12/2015 de R\$ 4.272,0 milhões.

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

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2014	Investimento Realizado até 31/dez/2014	Evolução Física em 31/dez/2015	Investimento Realizado até 31/dez/2015
<b>Integral</b>		<b>655.579</b>		<b>665.465</b>
UEE (EOL) Casa Nova I (180 MW)	40,00%	653.410	40,00%	660.327
UEE (EOL) Casa Nova II e III (52 MW)	0,00%	2.169	1,00%	5.139
<b>SPE Proporcional</b>		<b>43.588.210</b>		<b>56.998.727</b>
UHE Jirau (ESBR - Energia Sustentável do Brasil S.A)	97,50%	20.338.744	99,50%	21.685.558
UHE Belo Monte (Norte Energia S.A.)	26,10%	21.536.053	83,20%	30.678.756
UHE Sinop (Companhia Energética Sinop S.A.)	18,20%	369.769	51,70%	893.911
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana IX (Ventos de Santa Joana IX Energias Renováveis S.A.) (1)	79,00%	67.816	100,00%	
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana X (Ventos de Santa Joana X Energias Renováveis S.A.) (1)	79,00%	66.739	100,00%	
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana XI (Ventos de Santa Joana XI Energias Renováveis S.A.) (1)	79,00%	65.633	100,00%	
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana XII (Ventos de Santa Joana XII Energias Renováveis S.A.) (1)	79,00%	76.192	100,00%	815.718
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana XIII (Ventos de Santa Joana XIII Energias Renováveis S.A.) (1)	79,00%	67.722	100,00%	
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana XV (Ventos de Santa Joana XV Energias Renováveis S.A.) (1)	79,00%	97.371	100,00%	
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana XVI (Ventos de Santa Joana XVI Energias Renováveis S.A.) (1)	79,00%	78.784	100,00%	
UEE (EOL) Baraúnas I (Baraúnas Energética S.A.)	21,00%	26.795	100,00%	129.172
UEE (EOL) Morro Branco I (Morro Branco I Energética S.A.)	21,00%	27.930	100,00%	128.456
UEE (EOL) Mussambê (Mussambê Energética S.A.)	21,00%	32.601	100,00%	125.757

UEE (EOL) Junco I (Usina de Energia Eólica Junco I S.A.) (4)	16,00%	73.047	100,00%	159.239
UEE (EOL) Junco II (Usina de Energia Eólica Junco II S.A.) (4)	16,00%	30.351	100,00%	120.542
UEE (EOL) Caiçara I (Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A.) (4)	16,00%	32.374	100,00%	128.762
UEE (EOL) Caiçara II (Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A.) (4)	16,00%	22.535	100,00%	84.333
UEE (EOL) Serra das Vacas I (Serra das Vacas I S.A.) (3)	1,80%	25.110	100,00%	524.195
UEE (EOL) Serra das Vacas II (Serra das Vacas II S.A.) (3)	1,80%	24.246	100,00%	
UEE (EOL) Serra das Vacas III (Serra das Vacas III S.A.) (3)	1,80%	23.013	100,00%	
UEE (EOL) Serra das Vacas IV (Serra das Vacas IV S.A.) (3)	1,80%	24.502	100,00%	
UEE (EOL) Banda de Couro (Banda de Couro Energética S.A.)	0,00%	5.164	75,00%	114.981
UEE (EOL) Baraúnas II (Baraúnas II Energética S.A.)	0,00%	4.736	75,00%	82.272
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana I (Ventos de Santa Joana I Energias Renováveis S.A.) (2)	46,00%	53.008	98,00%	886.882
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana III (Ventos de Santa Joana III Energias Renováveis S.A.) (2)	46,00%	64.242	98,00%	
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana IV (Ventos de Santa Joana IV Energias Renováveis S.A.) (2)	46,00%	50.167	98,00%	
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana V (Ventos de Santa Joana V Energias Renováveis S.A.) (2)	46,00%	53.051	98,00%	
UEE (EOL) Ventos de Santa Joana VII (Ventos de Santa Joana VII Energias Renováveis S.A.) (2)	46,00%	58.340	98,00%	
UEE (EOL) Ventos de Santo Augusto IV (Ventos de Santo Augusto IV Energias Renováveis S.A.) (2)	46,00%	54.488	98,00%	
UEE (EOL) Acauã (Acauã Energia S.A.)	0,00%	7.752	79,70%	29.273
UEE (EOL) Angical 2 (Angical 2 Energia S.A.)	0,00%	12.762	77,40%	45.027
UEE (EOL) Arapapá (Arapapá Energia S.A.)	0,00%	5.320	48,90%	15.630
UEE (EOL) Caititu 2 (Caititu 2 Energia S.A.)	0,00%	12.745	53,50%	18.841
UEE (EOL) Caititu 3 (Caititu 3 Energia S.A.)	0,00%	12.745	28,90%	19.327
UEE (EOL) Carcará (Carcará Energia S.A.)	0,00%	15.233	74,60%	46.879
UEE (EOL) Corrupião 3 (Corrupião 3 Energia S.A.)	0,00%	12.745	68,90%	30.953
UEE (EOL) Teiú 2 (Teiú 2 Energia S.A.)	0,00%	10.424	58,20%	32.511
UEE (EOL) Papagaio (Papagaio Energia S.A.)	0,00%	11.440	55,20%	43.263
UEE (EOL) Coqueirinho 2 (Coqueirinho 2 Energia S.A.)	0,00%	18.273	80,40%	81.930
UEE (EOL) Tamanduá Mirim 2 (Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.)	0,00%	18.248	66,80%	76.559
<b>Total</b>		<b>44.243.789</b>		<b>57.664.192</b>

**Observações:**

- (1) SPEs controladas pela Chapada do Piauí I Holding S.A.  
(2) SPEs controladas pela Chapada do Piauí II Holding S.A.  
(3) SPEs controladas pela Serra das Vacas Holding S.A.  
(4) SPEs controladas pela Vamcruz I Participações S.A.

Em bases totais, o valor dos investimentos em projetos de geração totalizaram R\$ 57.664,2 milhões até 31/12/2015 (R\$ 44.243,8 milhões até 31/12/2014), dos quais R\$ 56.998,7 milhões se referem ao incremento de Ativo Imobilizado em Serviço e ao Ativo Imobilizado em Curso das SPEs, conforme demonstrado na tabela 4 acima.

**Tabela 5 - Garantia Física Esperada e Realizada**

Usina - Garantia Física GWh/ano Proporcional	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Controladora</b>							
<b>Integral</b>	<b>54.686</b>	<b>53.074</b>	<b>53.217</b>	<b>53.074</b>	<b>53.074</b>	<b>53.074</b>	<b>53.217</b>
UHE Boa Esperança	1.253	1.253	1.256	1.253	1.253	1.253	1.256
UHE Complexo P. Afonso	19.491	19.491	19.544	19.491	19.491	19.491	19.544
UHE Funil	96	96	96	96	96	96	96
UHE Luiz Gonzaga	8.401	8.401	8.424	8.401	8.401	8.401	8.424
UHE Pedra	33	33	33	33	33	33	33
UHE Xingó	18.738	18.738	18.789	18.738	18.738	18.738	18.789
UHE Sobradinho	4.652	4.652	4.664	4.652	4.652	4.652	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)	2.013	401	402	401	401	401	402
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>	<b>149</b>	<b>2.226</b>	<b>7.211</b>	<b>7.211</b>	<b>7.451</b>	<b>7.451</b>	<b>7.451</b>
UHE Dardanelos (EAPSA -Energia Águas da Pedra S.A.)	149	149	154	154	154	154	154
UHE Jirau (ESBR Participações S.A.)	0	1975	2184	2184	2184	2184	2184
Complexo Eólico Sento Sé I	0	38	38	38	38	38	38
Complexo Eólico Sento Sé II	0	14	36	36	36	36	36
Complexo Eólico Sento Sé III	0	0	23	23	23	23	23
UHE Belo Monte (Norte Energia S.A.)	0	0	4419	4419	4419	4419	4419
VamCruz I Participações S.A.	0	16	50	50	50	50	50
Complexo Eólico Pindaí I	0	0	39	39	39	39	39
Complexo Eólico Pindaí II	0	0	14	14	14	14	14
Complexo Eólico Pindaí III	0	0	9	9	9	9	9
Chapada do Piauí I Holding S.A.	0	16	115	115	115	115	115
Chapada do Piauí II Holding S.A.	0	0	87	87	87	87	87
UHE Sinop (Companhia Energética Sinop S.A.)	0	0	0	0	240	240	240
Complexo Serra das Vacas	0	18	43	43	43	43	43

Observação:

(1) - A concessão da usina Araras venceu em 07/07/2015. O processo de devolução desse ativo à união encontra-se em andamento. A ANEEL, em sua resolução homologatória de nº 1925/2015 considerou essa usina no regime de cotas a partir de 08/07/2015;

(2) - A Chesf deu entrada no pedido de cancelamento da concessão da usina térmica Camaçari, cuja aprovação da ANEEL já foi encaminhada ao MME para deliberação.

Em 31/12/2015, 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 31/12/2015	Preço no ACR em 01/01/2015	Data e índice de reajuste no ACR
<b>Integral e Compartilhada</b>			
UHE Boa Esperança	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013 2,21% ACL - Lei 13.182/2015	RAG R\$ 33.728.252,71	1º/jul - IPCA
UHE Complexo de Paulo Afonso	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013 2,21% ACL - Lei 13.182/2015	RAG R\$ 451.797.254,08	1º/jul - IPCA
UHE Funil	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013 2,21% ACL - Lei 13.182/2015	RAG R\$ 4.846.047,08	1º/jul - IPCA
UHE Luiz Gonzaga	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013 2,21% ACL - Lei 13.182/2015	RAG R\$ 167.987.291,47	1º/jul - IPCA
UHE Pedra	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013 2,21% ACL - Lei 13.182/2015	RAG R\$ 2.973.009,83	1º/jul - IPCA
UHE Xingó	97,79% ACR cotas - Lei 12.783/2013 2,21% ACL - Lei 13.182/2015	RAG R\$ 332.786.183,56	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
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>			
EOL Serra das Vacas I S.A.	100% ACR	ICB R\$ 13.188.782,26	1º/jan - IPCA
EOL Serra das Vacas II S.A.	92,5% ACR	ICB R\$ 10.673.967,88	1º/jan - IPCA
	7,5% ACL		
EOL Serra das Vacas III S.A.	95,7% ACR	ICB R\$ 11.898.581,73	1º/jan - IPCA
	4,3% ACL		
EOL Serra das Vacas IV S.A.	93,8% ACR	ICB R\$ 11.363.065,98	1º/jan - IPCA
	6,2% ACL		
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	100% ACR	R\$ 146,17 / MWh	Dezembro -IPCA
Usina de Energia Eólica Junco I	100% ACR	R\$ 147,29 / MWh	Dezembro -IPCA
Usina de Energia Eólica Junco II	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 [Leilão nº 05/2013-ANEEL]	ENERGIA DE RESERVA (100% ACR)	R\$ 123,60/MWh	[1º de setembro] [IPCA]
ANGICAL 2 [Leilão nº 05/2013-ANEEL]	ENERGIA DE RESERVA (100% ACR)	R\$ 123,60/MWh	[1º de setembro] [IPCA]
ARAPAPÁ [Leilão nº 05/2013-ANEEL]	ENERGIA DE RESERVA (100% ACR)	R\$ 123,60/MWh	[1º de setembro] [IPCA]
CAITITU 2 [Leilão nº 05/2013-ANEEL]	ENERGIA DE RESERVA (100% ACR)	R\$ 123,60/MWh	[1º de setembro] [IPCA]
CAITITU 3 [Leilão nº 05/2013-ANEEL]	ENERGIA DE RESERVA (100% ACR)	R\$ 123,60/MWh	[1º de setembro] [IPCA]
CARCARÁ [Leilão nº 05/2013-ANEEL]	ENERGIA DE RESERVA (100% ACR)	R\$ 123,60/MWh	[1º de setembro] [IPCA]
CORRUIPIÃO 3 [Leilão nº 05/2013-ANEEL]	ENERGIA DE RESERVA (100% ACR)	R\$ 123,60/MWh	[1º de setembro] [IPCA]
TEIÚ 2 [Leilão nº 05/2013-ANEEL]	ENERGIA DE RESERVA (100% ACR)	R\$ 123,60/MWh	[1º de setembro] [IPCA]
COQUEIRINHO 2 [Leilão nº 09/2013-ANEEL]	ENERGIA NOVA [ACR]	R\$ 147,17/MWh	[1º de dezembro] [IPCA]
PAPAGAIO [Leilão nº 09/2013-ANEEL]	ENERGIA NOVA [ACR]	R\$ 146,60/MWh	[1º de dezembro] [IPCA]
TAMANDUÁ MIRIM 2 [Leilão nº 10/2013-ANEEL]	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 2015, nas usinas em operação do Sistema Chesf:

- Implantação dos sistemas digitais nas Usinas Paulo Afonso I, II e III
  - Usina II: Unidade 01G7 concluída em julho 2015.
- Implantação dos sistemas digitais na Usina Boa Esperança:
  - Unidade 01G2 concluída em setembro de 2015\*.
  - Unidade 01G1 concluída em novembro de 2015\*.

(\*) A alteração de datas para 2015 foi necessária, devida a não liberação pelo ONS, da execução dos trabalhos em 2014.

- Modernização das unidades geradores das Usinas Paulo Afonso I e II:

- Usina I:

- Unidade 01G2 concluída em setembro de 2015\*.
- Unidade 01G1 concluída em maio de 2015.

(\*) A unidade 01G2 já se encontrava em fase final de comissionamento, quando ocorreu o arraste de material nas sapatas do mancal, postergando a conclusão dos trabalhos.

- Usina II: Unidade 01G4 concluída em julho de 2015.

- Projeto para implantação dos sistemas digitais na Usina Sobradinho:

Este processo, já com o escopo revisado, obteve o aval da Diretoria para o prosseguimento em outubro de 2015. A atualização dos preços (visto que o Projeto Básico é de 2012) está em execução, com previsão de término para março/2016. Logo após atualização o processo de contratação deverá ser iniciado.

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

Em outubro de 2015 foi definido que a elaboração do Projeto Básico será feita internamente na Chesf, com duração prevista de 12 meses e conclusão em dezembro de 2016.

- 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.

## 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 entrada em operação comercial dessa usina ocorreu em 1979 e ao longo desses 37 anos de concessão, a Chesf, no cumprimento das obrigações emanadas do contrato de concessão e seus aditivos, bem como em atendimento as orientações do poder concedente e do acionista majoritário da Companhia, promoveu investimentos para recuperação e melhorias da usina que alcançam valores da ordem de R\$ 600 milhões.

Em função dos elevados custos de operação, a UTC raramente é solicitada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Sua operação ocorre somente em situações conjunturais, tais como, restrições operativas ou em períodos de hidraulicidade crítica. Em que pese a característica de segurança para o Sistema Interligado Nacional - SIN, a geração da usina nos últimos dez anos, bem como a expectativa de despacho para os próximos anos são pouco significativas, fazendo com que os benefícios esperados para o sistema não sejam suficientes para justificar a permanência da usina no SIN com a adequada cobertura dos custos associados.

A forma de operação a que foi submetida a usina 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 conta com apenas uma das cinco unidades em operação comercial, estando o processo de distrato da sua concessão em análise pelo Ministério de Minas e Energia – MME.

## TRANSMISSÃO

Contando com 126 subestações, incluindo as 15 subestações elevadoras de usina, e 19.884 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.

Além disso, atende a 12 consumidores industriais diretamente supridos em 230 kV. Esses consumidores industriais foram responsáveis por aproximadamente 12% do volume total de energia vendido pela Outorgada em 2015. Além de usar suas linhas de transmissão para prover energia a consumidores na região Nordeste, a Outorgada transmite energia para outras empresas usuárias do Sistema Interligado Nacional.

Concessionária privada do serviço público de transmissão de energia, a Companhia detém as concessões de linhas de transmissão da Rede Básica que compreendem 101 subestações e 19.110 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
<b>Integral</b>			<b>19.884,3</b>	<b>52.012,0</b>		
Angelim II-Recife II, C1	C1	500	169,1	-	ago/1977	dez/2042
Angelim II-Recife II, C2	C2	500	170,7	-	mar/1980	dez/2042
Jardim-Camaçari IV, C1	C1	500	249,6	-	mai/2000	dez/2042
Camaçari II-Camaçari IV, C1	C1	500	0,3	-	nov/2012	dez/2042
Garanhuns II-Angelim II, C1	C1	500	13,2	-	fev/1977	dez/2042
L. Gonzaga-Garanhuns II, C1	C1	500	238,7	-	fev/1977	dez/2042
L. Gonzaga-Milagres, C1	C1	500	230,8	-	fev/2002	dez/2042
L. Gonzaga-Olindina, C1	C1	500	248,6	-	mai/1976	dez/2042
Luiz Gonzaga-Sobradinho, C1	C1	500	290,6	-	out/1979	dez/2042
Messias-Suape II, C1	C1	500	176,6	-	dez/1998	dez/2042
Suape II-Recife II, C1	C1	500	45,4	-	dez/1998	dez/2042
Milagres-Quixada, C1	C1	500	268,0	-	set/2003	dez/2042
Olindina-Camacari II, C1	C1	500	147,2	-	out/1976	dez/2042
Olindina-Camacari II, C2	C2	500	146,9	-	set/1978	dez/2042
P.Afonso IV-Angelim II, C2	C2	500	221,5	-	jul/1979	dez/2042
P.Afonso IV-Olindina, C2	C2	500	212,8	-	jun/1978	dez/2042
P.Afonso IV-L. Gonzaga, C1	C1	500	37,4	-	out/1979	dez/2042
P.Afonso IV-Xingo, C1	C1	500	53,8	-	fev/1993	dez/2042
Pres.Dutra II-Teresina II, C1	C1	500	207,9	-	mai/2000	dez/2042
Pres.Dutra II-Teresina II, C1mo	C1	500	207,7	-	abr/2003	dez/2042
Quixada-Fortalezall, C1	C1	500	136,5	-	set/2003	dez/2042
Sobral III-Pecem II, C1	C1	500	176,6	-	mai/2000	dez/2042
Pecem II-Fortaleza II, C1	C1	500	73,1	-	mai/2000	dez/2042
S.J.Piauí-B.Esperanca, C1	C1	500	233,5	-	dez/1980	dez/2042
Sobradinho-S.J.Piauí, C1	C1	500	211,0	-	dez/1980	dez/2042
Sobradinho-Luiz Gonzaga, C2	C2	500	316,0	-	jun/1988	dez/2042
Teresina II-Sobral III, C1	C1	500	334,2	-	mai/2000	dez/2042
U. Luiz Gonzaga-L.Gonzaga, C1	C1	500	0,6	-	mai/1979	dez/2042
U. Luiz Gonzaga-L.Gonzaga, C2	C2	500	0,6	-	mai/1979	dez/2042
U. Luiz Gonzaga-L.Gonzaga, C3	C3	500	0,6	-	mai/1979	dez/2042
Usina IV-P.Afonso IV, C1	C1	500	0,6	-	dez/1979	dez/2042
Usina IV-P.Afonso IV, C2	C2	500	0,6	-	mai/1980	dez/2042
Usina IV-P.Afonso IV, C3	C3	500	0,6	-	out/1980	dez/2042
Usina IV-P.Afonso IV, C4	C4	500	0,6	-	jul/1981	dez/2042
Usina IV-P.Afonso IV, C5	C5	500	0,6	-	dez/1981	dez/2042
Usina IV-P.Afonso IV, C6	C6	500	0,6	-	mai/1983	dez/2042
Usina Xingo – Xingo, C1	C1	500	0,9	-	out/1995	dez/2042
Usina Xingo – Xingo, C2	C2	500	0,9	-	out/1995	dez/2042
Usina Xingo – Xingo, C3	C3	500	0,9	-	out/1995	dez/2042
Usina.Xingo.- Xingo, C4	C4	500	0,9	-	out/1995	dez/2042
Usina Xingo – Xingo, C5	C5	500	0,8	-	mar/1994	dez/2042
Usina Xingo – Xingo, C6	C6	500	0,8	-	nov/1994	dez/2042
Xingo-Jardim, C1	C1	500	159,8	-	mai/2000	dez/2042
Xingo-Messias, C1	C1	500	219,0	-	fev/1993	dez/2042

Angelim-Messias, C1	C1	230	78,9	-	abr/1977	dez/2042
Angelim-Messias, C2	C2	230	78,5	-	out/1976	dez/2042
Angelim-Messias, C3	C3	230	79,1	-	ago/1986	dez/2042
Angelim-Ribeirão, C1	C1	230	115,7	-	jan/1953	dez/2042
Angelim-Recife II, C2	C2	230	171,7	-	jan/1967	dez/2042
Angelim-Recife II, C3	C3	230	171,7	-	jan/1961	dez/2042
Angelim-Tacaibó, C1	C1	230	63,9	-	mar/1963	dez/2042
Angelim-Tacaibó, C2	C2	230	64,1	-	mar/1973	dez/2042
Angelim-Tacaibó, C3	C3	230	65,7	-	jun/1998	dez/2042
Arapiraca III-Rio Largo II, C1	C1	230	124,7	-	jan/1998	dez/2042
Arapiraca III-Penedo, C1	C1	230	89,6	-	jan/1998	dez/2042
Boa Esperança-Teresina, C1	C1	230	198,0	-	mar/1970	dez/2042
Boa Esperança-Teresina, C2	C2	230	198,0	-	dez/1981	dez/2042
Bongi-Açonorte, C1	C1	230	6,0	-	ago/1976	dez/2042
B.Jesus da Lapa-Barreiras, C1	C1	230	233,5	-	dez/1990	dez/2042
Banabuiu-Fortaleza, C1	C1	230	177,2	-	out/1965	dez/2042
Banabuiu-Fortaleza, C2	C2	230	176,0	-	jul/1978	dez/2042
Aquiraz II-Banabuiu, C1	C1	230	181,8	-	ago/1978	dez/2042
Aquiraz II-Fortaleza, C1	C1	230	30,1	-	ago/1978	dez/2042
Banabuiu-Mossoro II, C1	C1	230	177,2	-	jul/2003	dez/2042
Banabuiu-Russas II, C1	C1	230	110,4	-	mai/1971	dez/2042
Bom Nome-Milagres, C1	C1	230	83,7	-	set/1961	dez/2042
Bom Nome-Milagres, C2	C2	230	84,1	-	dez/1974	dez/2042
Bom Nome-Milagres, C3	C3	230	83,9	-	set/1979	dez/2042
Cauípe-Sobral, C1	C1	230	177,4	-	nov/1973	dez/2042
Cicero Dantas-Catu, C1	C1	230	200,7	-	mar/1968	dez/2042
Cicero Dantas-Catu, C2	C2	230	201,3	-	abr/1972	dez/2042
C. Grande II - C. Grande III, C1	C1	230	10,6	-	out/1999	dez/2042
C. Grande II - C. Grande III, C2	C2	230	10,6	-	out/2002	dez/2042
Campina Grande-Coteminas, C1	C1	230	2,5	-	out/1999	dez/2042
Campina Grande-Goianinha, C1	C1	230	99,3	-	fev/1970	dez/2042
C. Grande III – Extremoz II C1	C1	230	191,4	-	out/1999	dez/2042
Campina Grande III-Natal III, C1	C1	230	175,8	-	out/2002	dez/2042
Natal III-Natal II, C1	C1	230	11,6	-	out/1999	dez/2042
Natal III-Natal II, C2	C2	230	11,6	-	out/2002	dez/2042
Campina Grande II-Paraiso, C1	C1	230	118,1	-	mai/1979	dez/2042
Campina Grande II-Paraiso, C2	C2	230	119,0	-	abr/1979	dez/2042
Camaçari-Caraíba Metais, C1	C1	230	3,2	-	fev/1982	dez/2042
Camaçari-Cqr, C1	C1	230	7,2	-	mai/1992	dez/2042
Camaçari IV-Cotegipe, C1	C1	230	22,9	-	jun/1970	dez/2042
Camaçari-Cotegipe, C2	C2	230	23,5	-	out/1976	dez/2042
Camaçari-Gov.Mangabeira, C1	C1	230	83,7	-	set/1982	dez/2042
Camaçari-Gov.Mangabeira, C2	C2	230	83,7	-	set/1982	dez/2042
Camaçari IV-Jacaracanga, C1	C1	230	19,2	-	jul/1977	dez/2042
Camaçari IV-Jacaracanga, C2	C2	230	19,2	-	mar/1977	dez/2042
Camaçari-Matatu, C1	C1	230	47,0	-	ago/1953	dez/2042
Camaçari IV-Pituaçu, C1	C1	230	39,2	-	out/1984	dez/2042
Camaçari-Pituaçu, C2	C2	230	39,2	-	jan/2002	dez/2042
Cotegipe-Jacaracanga, C1	C1	230	15,2	-	dez/1971	dez/2042
Cotegipe-Matatu, C1	C1	230	30,0	-	mai/1977	dez/2042
Catu-Camaçari, C1	C1	230	25,0	-	jun/1970	dez/2042
Catu-Camaçari, C2	C2	230	25,0	-	ago/1953	dez/2042
Catu-Gov.Mangabeira, C1	C1	230	77,2	-	ago/1967	dez/2042
Catu-Itabaianinha, C1	C1	230	143,9	-	ago/1953	dez/2042
Funil-Itapebi, C1	C1	230	198,1	-	jul/1990	dez/2042
Funil-Itapebi, C2	C2	230	198,1	-	jul/1990	dez/2042
Fortaleza-Cauípe, C1	C1	230	58,2	-	nov/1973	dez/2042
Fortaleza-Delmiro Gouveia, C1	C1	230	7,1	-	jun/1989	dez/2042
Fortaleza-Delmiro Gouveia, C2	C2	230	7,1	-	jun/1989	dez/2042
Fortaleza-Fortaleza II, C1	C1	230	0,3	-	fev/2000	dez/2042
Fortaleza-Fortaleza II, C2	C2	230	0,3	-	fev/2000	dez/2042
Fortaleza-Fortaleza II, C3	C3	230	0,3	-	out/2005	dez/2042
Fortaleza II-Cauípe, C1	C1	230	58,0	-	nov/2003	dez/2042
Fortaleza II-Cauípe, C2	C2	230	58,0	-	nov/2003	dez/2042
Fortaleza II-Pici, C1	C1	230	27,5	-	mai/2009	dez/2042
Fortaleza II-Pici, C2	C2	230	27,5	-	mai/2009	dez/2042
Goianinha-Santa Rita II, C1	C1	230	59,0	-	out/1977	dez/2042
Santa Rita II-Mussurú, C1	C1	230	17,0	-	out/1977	dez/2042
Goianinha-Mussurú, C2	C2	230	50,6	-	out/1977	dez/2042
Gov.Mangabeira-Sapeaçu, C1	C1	230	23,5	-	dez/1968	dez/2042
Gov.Mangabeira-Sapeaçu, C2	C2	230	22,5	-	fev/1984	dez/2042
Gov.Mangabeira-Sapeaçu, C3	C3	230	22,6	-	fev/1984	dez/2042
Icó-Banabuiu, C1	C1	230	124,7	-	dez/1977	dez/2042

Itapebi-Eunápolis, C1	C1	230	47,0	-	jul/1990	dez/2042
Itapebi-Eunápolis, C2	C2	230	47,0	-	jul/1990	dez/2042
Irecê-Brotas de Macaúba, C1	C1	230	135,4	-	set/1981	dez/2042
Brotas de Macaúba-B.J Lapa, C1	C1	230	204,6	-	set/1981	dez/2042
Itabaianinha-Itabaiana, C1	C1	230	76,8	-	ago/1953	dez/2042
Itabaiana-Jardim, C1	C1	230	44,0	-	ago/1979	dez/2042
Itabaiana-Jardim, C2	C2	230	44,0	-	ago/1979	dez/2042
Jacaracanga-Alunordeste, C1	C1	230	1,8	-	mai/1983	dez/2042
Jacaracanga-Dow, C1	C1	230	7,9	-	jul/1977	dez/2042
Jacaracanga-Dow, C2	C2	230	7,8	-	mar/1977	dez/2042
Jardim-Fafen, C1	C1	230	12,5	-	ago/1981	dez/2042
Jardim-Cia.Vale.Rio Doce, C1	C1	230	0,8	-	fev/2007	dez/2042
Jaguarari-Sr. do Bonfim, C1	C1	230	80,7	-	jan/1980	dez/2042
Juazeiro -Jaguarari, C1	C1	230	88,0	-	jan/1980	dez/2042
Juazeiro II-Sr.do Bonfim II, C2	C2	230	148,6	-	abr/1981	dez/2042
Libra-Libra, C1	C1	230	1,5	-	dez/1991	dez/2042
Milagres-Banabuiu, C1	C1	230	225,9	-	fev/1965	dez/2042
Milagres-Ico, C1	C1	230	103,4	-	dez/1977	dez/2042
Milagres-Banabuiu, C3	C1	230	225,1	-	dez/1977	dez/2042
Milagres-Coremas, C1	C1	230	119,4	-	nov/1986	dez/2042
Mirueira-Pau Ferro, C1	C1	230	23,1	-	out/1999	dez/2042
Mirueira-Goianinha, C1	C1	230	50,1	-	dez/1989	dez/2042
Messias-Maceió, C1	C1	230	25,9	-	nov/1996	dez/2042
Messias-Maceió, C2	C2	230	25,9	-	nov/1996	dez/2042
Messias-Rio Largo, C1	C1	230	11,9	-	ago/1986	dez/2042
Messias-Rio Largo, C2	C2	230	11,6	-	out/1976	dez/2042
Messias-Rio Largo, C3	C3	230	11,6	-	abr/1977	dez/2042
Mossoró-Açu, C1	C1	230	71,3	-	jul/1987	dez/2042
Natal III - Extremoz II, C1	C1	230	17,0	-	fev/2014	dez/2042
Olindina-Olindina, C1	C1	230	0,2	-	mai/1980	dez/2042
Olindina-Olindina, C2	C2	230	0,2	-	mai/1980	dez/2042
Paulo Afonso-Angelim, C1	C1	230	221,3	-	jan/1953	dez/2042
Paulo Afonso-Garanhuns II, C1	C1	230	209,3	-	jan/1967	dez/2042
Paulo Afonso-Garanhuns II, C2	C2	230	209,3	-	jan/1961	dez/2042
Paulo Afonso-Garanhuns II, C3	C3	230	214,1	-	dez/1973	dez/2042
Garanhuns II-Angelim, C1	C1	230	12,3	-	jan/1961	dez/2042
Garanhuns II-Angelim, C2	C2	230	11,6	-	dez/1973	dez/2042
Floresta II-Bom Nome,230 Kv,C1	C1	230	92,2	-	dez/1974	dez/2042
P.Afonso-Tacaratu, 230 Kv, C1	C1	230	47,4	-	out/1961	dez/2042
Tacaratu-Bom Nome, 230 Kv, C1	C1	230	137,1	-	out/1961	dez/2042
Paulo Afonso-Bom Nome, C3	C3	230	170,8	-	nov/1978	dez/2042
Paulo Afonso-C. Dantas, C1	C1	230	134,2	-	mar/1968	dez/2042
Paulo Afonso-C. Dantas, C2	C2	230	133,8	-	jun/1972	dez/2042
Paulo Afonso – Floresta II, C1	C1	230	79,0	-	dez/1974	dez/2042
Paulo Afonso-Itabaiana, C2	C2	230	162,5	-	abr/1987	dez/2042
Paulo Afonso-Itabaiana, C3	C3	230	162,5	-	set/1985	dez/2042
Paulo Afonso IV-P.Afonso, C1	C1	230	1,1	-	out/1979	dez/2042
Paulo Afonso IV-P.Afonso, C2	C2	230	1,4	-	fev/1981	dez/2042
Pau Ferro-Coteminas, C1	C1	230	123,9	-	out/1999	dez/2042
Pau Ferro-Campina Grande II, C2	C2	230	125,9	-	out/1999	dez/2042
Paraíso-Natal II, C1	C1	230	96,2	-	mai/1979	dez/2042
Paraíso-Natal II, C2	C2	230	97,2	-	abr/1979	dez/2042
Piripiri-Sobral, C1	C1	230	167,4	-	ago/1973	dez/2042
Pituaçu-Narandiba, C1	C1	230	3,6	-	nov/1983	dez/2042
Pituaçu-Narandiba, C2	C2	230	3,6	-	nov/1983	dez/2042
Pituaçu-Pituaçu, C1	C1	230	2,0	-	jan/1977	dez/2042
Recife II-Joairam, C1	C1	230	7,4	-	jan/1967	dez/2042
Recife II-Joairam, C2	C2	230	7,4	-	jan/1967	dez/2042
Recife II-Joairam, C3	C3	230	7,4	-	jan/1961	dez/2042
Joairam-Bongi, C1	C1	230	6,3	-	jan/1953	dez/2042
Joairam-Bongi, C2	C2	230	6,4	-	jan/1967	dez/2042
Joairam-Bongi, C3	C3	230	6,4	-	jan/1961	dez/2042
Recife II-Goianinha, C1	C1	230	71,4	-	fev/1972	dez/2042
Recife II-Goianinha, C2	C2	230	71,5	-	fev/1972	dez/2042
Recife II-Mirueira, C1	C1	230	31,0	-	jun/1980	dez/2042
Recife II-Mirueira, C2	C2	230	31,5	-	jun/1980	dez/2042
Recife II-Mirueira, C3	C3	230	31,5	-	jun/1986	dez/2042
Recife II-Pau Ferro, C1	C1	230	33,2	-	set/2004	dez/2042
Recife II-Pau Ferro, C2	C2	230	33,2	-	set/2004	dez/2042
Recife II-Pirapama II, C1	C1	230	27,6	-	jun/1980	dez/2042
Recife II-Pirapama II, C2	C2	230	27,6	-	jun/1980	dez/2042
Ribeirão-Recife II, C1	C1	230	56,6	-	set/1994	dez/2042
Rio Largo-Braskem, C1	C1	230	23,2	-	jun/1976	dez/2042

Quixere-MossoróII,C1	C1	230	50,2	-	abr/1981	dez/2042
Russas II – Quixere, C1	C1	230	25,4	-	abr/1981	dez/2042
Sobral III-Sobral II, C1	C1	230	13,8	-	mai/2009	dez/2042
Sobral III-Sobral II, C2	C2	230	13,8	-	mai/2009	dez/2042
Sobral II – Cccp, 230 Kv, C1	C1	230	2,9	-	jun/2001	dez/2042
S. Mendes-Picos, C1	C1	230	99,6	-	mar/1986	dez/2042
S.João Piauí-Eliseu Martins, C1	C1	230	172,9	-	fev/1998	dez/2042
S.João Piauí-S. Mendes, C1	C1	230	68,2	-	jul/1985	dez/2042
C. Formoso-Irecê, C1	C1	230	158,2	-	set/1981	dez/2042
Sr.do Bonfim-C. Formoso, C1	C1	230	64,7	-	set/1981	dez/2042
Sapeaçu-Funil, C1	C1	230	195,7	-	dez/1968	dez/2042
Sapeaçu- S.Ant.Jesus, C2	C2	230	32,0	-	fev/1984	dez/2042
Sapeaçu- S.Ant.Jesus, C3	C3	230	32,0	-	fev/1984	dez/2042
S.Ant.Jesus-Funil, C2	C2	230	162,6	-	fev/1984	dez/2042
S.Ant.Jesus-Funil, C3	C3	230	162,1	-	fev/1984	dez/2042
Tacaimbo-C.Grande II, C1	C1	230	124,7	-	jun/1985	dez/2042
Tacaimbo-C.Grande II, C2	C2	230	124,7	-	jun/1985	dez/2042
Teresina I-Teresina II, C1	C1	230	25,3	-	set/2002	dez/2042
Teresina I-Teresina II, C2	C2	230	25,3	-	set/2002	dez/2042
Teresina-Piripiri, C1	C1	230	154,7	-	nov/1971	dez/2042
Usina Apol.Sales- P.Afonso, C1	C1	230	5,8	-	out/1977	dez/2042
Usina Apol.Sales- P.Afonso, C2	C2	230	5,7	-	mar/1977	dez/2042
Us. B.Esperança-B.Esperança, C1	C1	230	2,8	-	dez/1980	dez/2042
Sobradinho-Juazeiro II, C1	C1	230	42,5	-	jan/1980	dez/2042
Sobradinho-Juazeiro II, C2	C2	230	42,5	-	abr/1981	dez/2042
Usina II-Paulo Afonso, C1	C1	230	0,7	-	out/1961	dez/2042
Usina II-Paulo Afonso, C3	C3	230	0,7	-	mai/1967	dez/2042
Usina II-Paulo Afonso, C4	C4	230	0,7	-	mai/1967	dez/2042
Usina II-Paulo Afonso, C5	C5	230	0,7	-	dez/1967	dez/2042
Usina III-Paulo Afonso, C1	C1	230	0,6	-	out/1971	dez/2042
Usina III-Paulo Afonso, C2	C2	230	0,6	-	abr/1972	dez/2042
Usina III-Paulo Afonso, C3	C3	230	0,6	-	abr/1974	dez/2042
Usina III-Paulo Afonso, C4	C4	230	0,6	-	ago/1974	dez/2042
Usina I-Paulo Afonso, C1	C1	230	0,6	-	jan/1955	dez/2042
Usina I-Paulo Afonso, C2	C2	230	0,6	-	jan/1955	dez/2042
Ibicoara-Brumado, C1	C1	230	94,5	-	mar/2012	jun/2037
Milagres-Coremas, C2	C2	230	119,8	-	jun/2009	mar/2035
Milagres-Tauá, C1	C1	230	208,1	-	dez/2007	mar/2035
Paulo Afonso III- Zebu II, C1	C1	230	5,4	-	ago/2012	ago/2039
Paulo Afonso III- Zebu II, C2	C2	230	5,4	-	ago/2012	ago/2039
Paraíso-Açu II, C2	C2	230	132,8	-	set/2010	jun/2037
Picos-Tauá II, C1	C1	230	183,2	-	fev/2013	jun/2037
Pirapama II-Suape II, C1	C1	230	20,9	-	dez/2012	jan/2039
Pirapama II-Suape II, C2	C2	230	20,9	-	dez/2012	jan/2039
Suape III-Suape II, C1	C1	230	3,6	-	dez/2012	jan/2039
Suape III-Suape II, C2	C2	230	3,6	-	dez/2012	jan/2039
C. Mirim II-João Câmara II C1	C1	230	31,4	-	fev/2014	nov/2040
Extremoz II-C. Mirim II C1	C1	230	74,5	-	fev/2014	nov/2040
Jardim/Penedo, C1	C1	230	110,0	-	mar/2014	mar/2038
B. Jesus da Lapa II – Igaporã II	C1	230	115,0	-	mai/2014	nov/2040
Acaraú II-Sobral III, C2	C2	230	91,3	-	set/2015	nov/2040
Igaporã II-Igaporã III,C1	C1	230	5,4	-	out/2015	jun/2042
Igaporã II-Igaporã III,C2	C2	230	5,4	-	out/2015	jun/2042
Igaporã III-Pindaí II,C1	C1	230	49,5	-	out/2015	jun/2042
C.Grande II-S.Cruz II, C1	C1	138	117,3	-	abr/1963	dez/2042
C.Grande II-Pilões, C1	C1	138	79,3	-	jan/1968	dez/2042
Paraíso-Santa Cruz II, C1	C1	138	8,7	-	jan/1968	dez/2042
Pilões – Paraíso, C1	C1	138	107,9	-	jan/1968	dez/2042
C. Novos-Santana do Matos, C1	C1	138	38,8	-	dez/1967	dez/2042
Santana do Matos-Açu, C1	C1	138	49,6	-	dez/1967	dez/2042
Santa Cruz II-C.Novos II, C1	C1	138	55,0	-	out/1965	dez/2042
Usina II-Zebu, C1	C1	138	6,0	-	dez/1964	dez/2042
Abaixadora-Mulungu, C1	C1	69	6,5	-	mai/1975	dez/2042
Abaixadora-Moxoto, C1	C1	69	5,3	-	out/1970	dez/2042
Abaixadora-Zebu, C1	C1	69	5,4	-	out/1972	dez/2042
Camacari-Camacari, C2	C2	69	1,4	-	jun/1960	dez/2042
Cotegipe-Catu, C1	C1	69	48,7	-	jun/1960	dez/2042
Cotegipe-Catu, C2	C2	69	48,7	-	jun/1960	dez/2042
Jaboatao-Recife II, C1	C1	69	3,1	-	jan/1965	dez/2042
M.Reduzido-M.Reduzido, C1	C1	69	0,5	-	abr/1973	dez/2042
Matatu-Pituacu, C1	C1	69	7,5	-	jun/1960	dez/2042
Matatu-Pituacu, C2	C2	69	7,4	-	jun/1960	dez/2042
Pirapama II-Recife II, C1	C1	69	21,3	-	jan/1965	dez/2042

Pituacu-Cotegipe, C1	C1	69	22,1	-	jun/1960	dez/2042
Pituacu-Cotegipe, C2	C2	69	21,9	-	jun/1960	dez/2042
Usina de Pedra-Jequié, C1	C1	69	20,5	-	nov/1978	dez/2042
Vila Zebu-Itaparica, C1	C1	69	27,0	-	jul/1977	dez/2042
Zebu-Moxoto, C1	C1	69	7,2	-	abr/1983	dez/2042
Zebu-Xingo, C1	C1	69	56,5	-	ago/1981	dez/2042
SE Elev. Usina de Curemas	-	-	-	5,0	jan/1968	nov/2024
SE Elev. Usina Term. Camaçari	-	-	-	400,0	set/1978	ago/2027
SE Elev. Usina de Sobradinho	-	-	-	1.200,0	out/1979	fev/2022
SE Tauá II	-	-	-	202,0	dez/2007	mar/2035
SE Ibicoara	-	-	-	410,0	jan/2011	jun/2037
SE Santa Rita II	-	-	-	300,0	jul/2012	ago/2039
SE Suape III	-	-	-	300,0	jul/2012	jan/2039
SE Natal III	-	-	-	300,0	ago/2012	ago/2039
SE Zebu II	-	-	-	200,0	jul/2012	ago/2039
SE Brumado	-	-	-	-	ago/2010	jun/2037
SE Camaçari IV	-	-	-	2.400,0	nov/2012	jul/2040
SE Suape II	-	-	-	1.200,0	dez/2012	jan/2039
SE Arapiraca III	-	-	-	100,0	jun/2013	out/2040
SE Extremoz II	-	-	-	150,0	fev/2014	nov/2040
SE João Câmara	-	-	-	360,0	fev/2014	nov/2040
SE Acaraú	-	-	-	200,0	abr/2014	nov/2040
SE Igaporã	-	-	-	300,0	jun/2014	nov/2040
SE Aquiraz II (2)	-	-	-	-	dez/2013	-
SE Pecém II (2)	-	-	-	-	out/2013	-
SE Ceará Mirim II (2)	-	-	-	-	set/2014	-
SE Bom Jesus da Lapa II	-	-	-	-	dez/2015	nov/2040
SE Igaporã III	-	-	-	750,0	dez/2015	jun/2042
SE Pindaí II	-	-	-	300,0	dez/2015	jun/2042
SE Campina Grande III (2)	-	-	-	-	dez/2015	out/2041
SE Garanhuns II (2)	-	-	-	-	dez/2015	dez/2041
SE Lagoa Nova II	-	-	-	150,0	dez/2015	out/2041
SE Elev. Usina Apolonio Sales	-	-	-	480,0	fev/1977	dez/2042
SE Elev. Usina Luiz Gonzaga	-	-	-	1.665,0	mai/1988	dez/2042
SE Elev. Usina Paulo Afonso I	-	-	-	202,5	jan/1955	dez/2042
SE Elev. Usina Paulo Afonso II	-	-	-	495,0	jan/1962	dez/2042
SE Elev. Usina Paulo Afonso III	-	-	-	960,0	jan/1971	dez/2042
SE Elev. Usina Paulo Afonso IV	-	-	-	2.700,0	nov/1979	dez/2042
SE Elev. Usina Piloto	-	-	-	3,0	jan/1953	dez/2042
SE Elev. Usina Xingó	-	-	-	3.330,0	nov/1994	dez/2042
SE Elev. Usina de Araras	-	-	-	5,0	fev/1960	dez/2042
SE Elev. Usina B. Esperança	-	-	-	280,0	mar/1970	dez/2042
SE Elev. Usina de Funil	-	-	-	43,2	jan/1959	dez/2042
SE Elev. Usina de Pedra	-	-	-	27,0	nov/1978	dez/2042
SE Pau Ferro	-	-	-	301,0	ago/2002	dez/2042
SE Paraíso	-	-	-	200,0	fev/2004	dez/2042
SE Bom Nome	-	-	-	388,0	out/1963	dez/2042
SE Irecê	-	-	-	229,0	set/1981	dez/2042
SE Milagres	-	-	-	1.520,0	jan/1964	dez/2042
SE Mirueira	-	-	-	401,0	ago/1978	dez/2042
SE Moxotó	-	-	-	20,0	jan/1972	dez/2042
SE Mulungú	-	-	-	10,0	mai/1975	dez/2042
SE Pilões II	-	-	-	-	out/2012	dez/2042
SE Coteminas	-	-	-	-	dez/2009	dez/2042
SE Brotas de Macaúbas	-	-	-	-	jul/2012	dez/2042
SE Tacaratu (1)	-	-	-	-	dez/2014	dez/2042
SE Quixerê (1)	-	-	-	-	nov/2014	dez/2042
SE Campo Formoso	-	-	-	-	dez/2015	dez/2042
SE Jaguarari	-	-	-	-	jan/1980	dez/2042
SE Sapeaçu	-	-	-	-	mai/2003	dez/2042
SE Sobradinho	-	-	-	900,0	out/1979	dez/2042
SE Sobral II	-	-	-	400,0	nov/1973	dez/2042
SE Tacaimbó	-	-	-	301,0	jun/1985	dez/2042
SE Cícero Dantas	-	-	-	101,0	mai/1956	dez/2042
SE Açú II	-	-	-	378,0	nov/1989	dez/2042
SE Angelim	-	-	-	310,0	jan/1956	dez/2042
SE Angelim II	-	-	-	-	jan/1980	dez/2042
SE Bongí	-	-	-	490,0	mai/1956	dez/2042
SE Campina Grande II	-	-	-	410,0	mai/1964	dez/2042
SE Itapebi	-	-	-	-	jan/2003	dez/2042
SE Funil	-	-	-	550,0	jan/1956	dez/2042
SE Senhor Do Bonfim II	-	-	-	433,3	mai/1981	dez/2042
SE Eunápolis	-	-	-	400,0	set/1998	dez/2042

SE Picos	-	-	-	173,0	jul/1992	dez/2042
SE Modelo Reduzido	-	-	-	12,5	jan/1967	dez/2042
SE Mossoró II	-	-	-	300,0	jan/1977	dez/2042
SE Barreiras	-	-	-	401,0	jun/1996	dez/2042
SE Sto. Antonio de Jesus	-	-	-	301,0	mar/1997	dez/2042
SE Icó	-	-	-	200,0	mai/1997	dez/2042
SE Mussuré II	-	-	-	401,0	mar/1979	dez/2042
SE Paulo Afonso	-	-	-	-	mar/1974	dez/2042
SE Penedo	-	-	-	302,0	mai/1997	dez/2042
SE Cauípe	-	-	-	201,0	mar/2001	dez/2042
SE Pici II	-	-	-	400,0	mai/2005	dez/2042
SE Piripiri	-	-	-	330,0	ago/1973	dez/2042
SE Pituaçu	-	-	-	402,0	mar/1983	dez/2042
SE Santa Cruz II	-	-	-	100,0	mar/1963	dez/2042
SE Banabuiú	-	-	-	121,0	jan/1964	dez/2042
SE Currais Novos II	-	-	-	92,0	nov/1975	dez/2042
SE Santana dos Matos II	-	-	-	50,0	nov/1975	dez/2042
SE Coremas	-	-	-	300,0	dez/1990	dez/2042
SE Fortaleza	-	-	-	405,0	jan/1964	dez/2042
SE Joairam	-	-	-	451,0	jul/2006	dez/2042
SE Juazeiro da Bahia II	-	-	-	402,0	abr/1981	dez/2042
SE Matatu	-	-	-	380,0	jan/1965	dez/2042
SE Natal II	-	-	-	401,0	jan/1979	dez/2042
SE Itabaianinha	-	-	-	173,0	fev/1996	dez/2042
SE Pirapama II	-	-	-	400,0	fev/1972	dez/2042
SE Russas II	-	-	-	300,0	nov/1982	dez/2042
SE Elizeu Martins	-	-	-	101,0	jan/2006	dez/2042
SE Boa Esperança 230 Kv	-	-	-	127,0	mar/1970	dez/2042
SE Boa Esperança 500 Kv	-	-	-	300,0	nov/1980	dez/2042
SE Xingó 500 Kv	-	-	-	-	nov/1994	dez/2042
SE Paulo Afonso IV	-	-	-	1.200,0	jan/1979	dez/2042
SE Recife II	-	-	-	2.410,0	jan/1979	dez/2042
SE S. João do Piauí	-	-	-	418,0	nov/1980	dez/2042
SE Zebu	-	-	-	38,0	nov/1976	dez/2042
SE Abaixadora	-	-	-	110,0	out/1967	dez/2042
SE Bom Jesus da Lapa	-	-	-	162,0	set/1981	dez/2042
SE Gov. Mangabeira	-	-	-	200,0	mar/1960	dez/2042
SE Quixadá	-	-	-	-	jul/2003	dez/2042
SE Jacaracanga	-	-	-	301,0	jan/1982	dez/2042
SE Ribeirão	-	-	-	300,0	out/1994	dez/2042
SE Rio Largo II	-	-	-	301,0	dez/1962	dez/2042
SE Messias	-	-	-	1.201,0	nov/1994	dez/2042
SE Camaçari II	-	-	-	2.605,0	jan/1979	dez/2042
SE Catu	-	-	-	300,0	mai/1956	dez/2042
SE Cotegipe	-	-	-	302,0	jan/1956	dez/2042
SE Teresina	-	-	-	590,0	abr/1970	dez/2042
SE Fortaleza II	-	-	-	1.800,0	mai/2000	dez/2042
SE Goianinha	-	-	-	300,0	jan/1961	dez/2042
SE Teresina II	-	-	-	900,0	mai/2000	dez/2042
SE Delmiro Gouveia	-	-	-	401,0	jun/1989	dez/2042
SE Maceió	-	-	-	400,0	set/2002	dez/2042
SE Itabaiana	-	-	-	223,0	mai/1957	dez/2042
SE Itaparica	-	-	-	10,0	jan/1983	dez/2042
SE Jardim	-	-	-	1.601,0	ago/1979	dez/2042
SE Sobral III	-	-	-	1.200,0	abr/2000	dez/2042
SE Xingó 69 Kv	-	-	-	12,5	jan/1987	dez/2042
SE Olindina	-	-	-	40,0	abr/1980	dez/2042
SE Luiz Gonzaga 500kv	-	-	-	-	mai/1988	dez/2042
SE Floresta II (1)	-	-	-	-	out/2014	-
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>			<b>5.130,5</b>	<b>10.500,0</b>		
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN LT Teresina II/ Sobral III/Pecem II/Fortaleza II	CS	500 kV	546,0	-	jan/2006	jan/2036
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/2008	mai/2038
Manaus Transmissora de Energia S.A. LT 500 kV Oriximãna/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/2013	mar/2043

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/2014	mai/2044
Transmissora Delmiro Gouveia S.A. - TDG SE Aquiraz II e SE Pecém II	CS	500/230 kV	-	4.050,0	dez/2013	jan/2044
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	656,0	2.100,0	nov/2015	nov/2045
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	299,5	2.400,0	mai/2015	mai/2045

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
<b>Integral</b>		<b>868.934,65</b>	<b>868.934,65</b>			
Ibicoara-Brumado, C1	100,0%	2.809,93	2.809,93	Não aplicável	junho	IPCA
Milagres-Coremas, C2	100,0%	6.071,45	6.071,45	2025	junho	IGPM
Milagres-Tauá, C1	100,0%	8.917,31	8.917,31	2023	junho	IGPM
Paulo Afonso III- Zebu II, C1	100,0%	269,25	269,25	Não aplicável	junho	IPCA
Paulo Afonso III- Zebu II, C2	100,0%	269,25	269,25	Não aplicável	junho	IPCA
Paraiso-Açu II, C2	100,0%	3.569,53	3.569,53	2023	junho	IPCA
Picos-Tauá II, C1	100,0%	4.759,38	4.759,38	2023	junho	IPCA
Pirapama II-Suape II, C1	100,0%	1.539,81	1.539,81	Não aplicável	junho	IPCA
Pirapama II-Suape II, C2	100,0%	1.539,81	1.539,81	Não aplicável	junho	IPCA
Suape III-Suape II, C1	100,0%	905,31	905,31	Não aplicável	junho	IPCA
Suape III-Suape II, C2	100,0%	905,31	905,31	Não aplicável	junho	IPCA
C. Mirim II-João Câmara II C1	100,0%	1.899,08	1.899,08	Não aplicável	junho	IPCA
Extremoz II-C. Mirim II C1	100,0%	612,60	612,60	Não aplicável	junho	IPCA
Jardim/Penedo, C1	100,0%	2.904,28	2.904,28	Não aplicável	junho	IPCA
B. Jesus da Lapa II – Igaporã II	100,0%	2.751,09	2.751,09	Não aplicável	junho	IPCA
Acaraú II-Sobral III, C1	100,0%	2.598,14	2.598,14	Não aplicável	junho	IPCA
Igaporã II-Igaporã III,C1	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Igaporã II-Igaporã III,C2	100,0%	191,03	191,03	Não aplicável	junho	IPCA
Igaporã III-Pindaí II,C1	100,0%	2.575,95	2.575,95	Não aplicável	junho	IPCA
SE Tauá II	100,0%	3.550,73	3.550,73	Não aplicável	junho	IPCA/IGPM
SE Ibicoara	100,0%	4.515,34	4.515,34	Não aplicável	junho	IPCA
SE Santa Rita II	100,0%	5.229,44	5.229,44	Não aplicável	junho	IPCA
SE Suape III	100,0%	2.759,11	2.759,11	Não aplicável	junho	IPCA
SE Natal III	100,0%	5.807,59	5.807,59	Não aplicável	junho	IPCA
SE Zebu II	100,0%	4.414,63	4.414,63	Não aplicável	junho	IPCA
SE Brumado	100,0%	306,13	306,13	Não aplicável	junho	IPCA
SE Camaçari IV	100,0%	10.223,62	10.223,62	Não aplicável	junho	IPCA
SE Suape II	100,0%	6.744,97	6.744,97	Não aplicável	junho	IPCA
SE Arapiraca III	100,0%	5.978,81	5.978,81	Não aplicável	junho	IPCA
SE Extremoz II	100,0%	4.246,01	4.246,01	Não aplicável	junho	IPCA
SE João Câmara	100,0%	3.201,69	3.201,69	Não aplicável	junho	IPCA
SE Acaraú	100,0%	3.414,79	3.414,79	Não aplicável	junho	IPCA
SE Igaporã	100,0%	2.599,96	2.599,96	Não aplicável	junho	IPCA
SE Bom Jesus da Lapa II	100,0%	196,91	196,91	Não aplicável	junho	IPCA
SE Igaporã III	100,0%	30.288,30	30.288,30	Não aplicável	junho	IPCA
SE Paraiso	100,0%	323,72	323,72	Não aplicável	junho	IPCA
SE Milagres	100,0%	1.116,91	1.116,91	Não aplicável	junho	IPCA
SE Açu II	100,0%	323,72	323,72	Não aplicável	junho	IPCA
SE Picos	100,0%	722,74	722,74	Não aplicável	junho	IPCA
SE Paulo Afonso	100,0%	821,71	821,71	Não aplicável	junho	IPCA
SE Penedo	100,0%	1.007,86	1.007,86	Não aplicável	junho	IPCA
SE Coremas	100,0%	221,52	221,52	Não aplicável	junho	IGPM
SE Pirapama II	100,0%	549,67	549,67	Não aplicável	junho	IPCA
Angelim II-Recife II, C1	100,0%	303.074,30	303.074,30	Não aplicável	junho	IPCA

Angelim II-Recife II, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Jardim-Camaçari IV, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Camaçari II-Camaçari IV, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Garanhuns II-Angelim II, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
L. Gonzaga-Garanhuns II, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
L. Gonzaga-Milagres, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
L. Gonzaga-Olindina, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Luiz Gonzaga-Sobradinho, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Messias-Suape II, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Suape II-Recife II, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Milagres-Quixada, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Olindina-Camacari II, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Olindina-Camacari II, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
P.Afonso IV-Angelim II, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
P.Afonso IV-Olindina, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
P.Afonso IV-L. Gonzaga, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
P.Afonso IV-Xingo, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Pres.Dutra II-Teresina II, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Pres.Dutra II-Teresina II, C1mo	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Quixada-Fortalezall, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Sobral III-Pecem II, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Pecem II-Fortaleza II, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
S.J.Piui-B.Esperanca, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Sobradinho-S.J.Piui, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Sobradinho-Luiz Gonzaga, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Teresina II-Sobral III, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
U. Luiz Gonzaga-L. Gonzaga, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
U. Luiz Gonzaga-L. Gonzaga, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
U. Luiz Gonzaga-L. Gonzaga, C3	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Usina IV-P.Afonso IV, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Usina IV-P.Afonso IV, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Usina IV-P.Afonso IV, C3	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Usina IV-P.Afonso IV, C4	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Usina IV-P.Afonso IV, C5	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Usina IV-P.Afonso IV, C6	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Usina Xingo – Xingo, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Usina Xingo – Xingo, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Usina Xingo – Xingo, C3	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Usina.Xingo.- Xingo, C4	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Usina Xingo – Xingo, C5	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Usina Xingo – Xingo, C6	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Xingo-Jardim, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Xingo-Messias, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Angelim-Messias, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Angelim-Messias, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Angelim-Messias, C3	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Angelim-Ribeirão, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Angelim-Recife II, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Angelim-Recife II, C3	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Angelim-Tacaimbó, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Angelim-Tacaimbó, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Angelim-Tacaimbó, C3	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Arapiraca III-Rio Largo II, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Arapiraca III-Penedo, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Boa Esperança-Teresina, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Boa Esperança-Teresina, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Bongi-Açonorte, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
B.Jesus da Lapa-Barreiras, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Banabuiu-Fortaleza, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Banabuiu-Fortaleza, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Aquiraz II-Banabuiu, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Aquiraz II-Fortaleza, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Banabuiu-Mossoro II, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Banabuiu-Russas II, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Bom Nome-Milagres, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Bom Nome-Milagres, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Bom Nome-Milagres, C3	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Cauípe-Sobral, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Cicero Dantas-Catu, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Cicero Dantas-Catu, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
C. Grande II - C. Grande III, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
C. Grande II - C. Grande III, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Campina Grande-Coteminas, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA

Campina Grande-Goianinha, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
C. Grande III – Extremoz II C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Campina Grande III-Natal III, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Natal III-Natal II, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Natal III-Natal II, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Campina Grande II-Paraiso, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Campina Grande II-Paraiso, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Camaçari-Caraíba Metais, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Camaçari-Cqr, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Camaçari IV-Cotegipe, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Camaçari-Cotegipe, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Camaçari-Gov.Mangabeira, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Camaçari-Gov.Mangabeira, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Camaçari IV-Jacaracanga, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Camaçari IV-Jacaracanga, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Camaçari-Matatu, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Camaçari IV-Pituaçu, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Camaçari-Pituaçu, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Cotegipe-Jacaracanga, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Cotegipe-Matatu, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Catu-Camaçari, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Catu-Camaçari, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Catu-Gov.Mangabeira, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Catu-Itabaianinha, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Funil-Itapebi, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Funil-Itapebi, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Fortaleza-Cauipe, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Fortaleza-Delmiro Gouveia, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Fortaleza-Delmiro Gouveia, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Fortaleza-Fortaleza II, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Fortaleza-Fortaleza II, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Fortaleza-Fortaleza II, C3	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Fortaleza II-Cauipe, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Fortaleza II-Cauipe, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Fortaleza II-Pici, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Fortaleza II-Pici, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Goianinha-Santa Rita II, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Santa Rita II-Mussurú, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Goianinha-Mussurú, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Gov.Mangabeira-Sapeaçu, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Gov.Mangabeira-Sapeaçu, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Gov.Mangabeira-Sapeaçu, C3	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Icó-Banabuiú, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Itapebi-Eunápolis, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Itapebi-Eunápolis, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Irecê-Brotas de Macaúba, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Brotas de Macaúba-B.J Lapa, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Itabaianinha-Itabaiana, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Itabaiana-Jardim, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Itabaiana-Jardim, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Jacaracanga-Alunordeste, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Jacaracanga-Dow, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Jacaracanga-Dow, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Jardim-Fafen, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Jardim-Cia.Vale.Rio Doce, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Jaguarari-Sr. do Bonfim, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Juazeiro -Jaguarari, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Juazeiro II-Sr.do Bonfim II, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Libra-Libra, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Milagres-Banabuiu, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Milagres-Ico, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Milagres-Banabuiu, C3	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Milagres-Coremas, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Mirueira-Pau Ferro, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Mirueira-Goianinha, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Messias-Maceió, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Messias-Maceió, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Messias-Rio Largo, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Messias-Rio Largo, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Messias-Rio Largo, C3	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Mossoró-Açu, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Natal III - Extremoz II, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Olindina-Olindina, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA

Olindina-Olindina, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Paulo Afonso-Angelim, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Paulo Afonso-Garanhuns II, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Paulo Afonso-Garanhuns II, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Paulo Afonso-Garanhuns II, C3	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Garanhuns II-Angelim, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Garanhuns II-Angelim, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Floresta II-Bom Nome,230 Kv,C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
P.Afonso-Tacaratu, 230 Kv, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Tacaratu-Bom Nome, 230 Kv, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Paulo Afonso-Bom Nome, C3	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Paulo Afonso-C. Dantas, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Paulo Afonso-C. Dantas, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Paulo Afonso – Floresta II, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Paulo Afonso-Itabaiana, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Paulo Afonso-Itabaiana, C3	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Paulo Afonso IV-P.Afonso, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Paulo Afonso IV-P.Afonso, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Pau Ferro-Coteminas, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Pau Ferro-Campina Grande II, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Paraiso-Natal II, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Paraiso-Natal II, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Piripiri-Sobral, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Pituaçu-Narandiba, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Pituaçu-Narandiba, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Pituaçu-Pituaçu, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Recife II-Joairam, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Recife II-Joairam, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Recife II-Joairam, C3	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Joairam-Bongi, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Joairam-Bongi, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Joairam-Bongi, C3	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Recife II-Goianinha, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Recife II-Goianinha, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Recife II-Mirueira, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Recife II-Mirueira, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Recife II-Mirueira, C3	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Recife II-Pau Ferro, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Recife II-Pau Ferro, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Recife II-Pirapama II, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Recife II-Pirapama II, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Ribeirão-Recife II, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Rio Largo-Braskem, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Quixere-MossoróII,C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Russas II – Quixere, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Sobral III-Sobral II, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Sobral III-Sobral II, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Sobral II – Cccp, 230 Kv, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
S. Mendes-Picos, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
S.João Piauí-Eliseu Martins, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
S.João Piauí-S. Mendes, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
C. Formoso-Irecê, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Sr.do Bonfim-C. Formoso, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Sapeaçu-Funil, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Sapeaçu- S.Ant.Jesus, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Sapeaçu- S.Ant.Jesus, C3	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
S.Ant.Jesus-Funil, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
S.Ant.Jesus-Funil, C3	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Tacaimbo-C.Grande II, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Tacaimbo-C.Grande II, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Teresina I-Teresina II, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Teresina I-Teresina II, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Teresina-Piripiri, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Usina Apol.Sales- P.Afonso, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Usina Apol.Sales- P.Afonso, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Us. B.Esperança-B.Esperança, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Sobradinho-Juazeiro II, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Sobradinho-Juazeiro II, C2	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Usina II-Paulo Afonso, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Usina II-Paulo Afonso, C3	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Usina II-Paulo Afonso, C4	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Usina II-Paulo Afonso, C5	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA
Usina III-Paulo Afonso, C1	100,0%		Não aplicável	junho	IPCA

Usina III-Paulo Afonso, C2	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Usina III-Paulo Afonso, C3	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Usina III-Paulo Afonso, C4	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Usina I-Paulo Afonso, C1	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Usina I-Paulo Afonso, C2	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Acaráú II-Sobral III, C2	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
C.Grande II-S.Cruz II, C1	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
C.Grande II-Pilões, C1	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Paraíso-Santa Cruz II, C1	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Pilões – Paraíso, C1	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
C. Novos-Santana do Matos, C1	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Santana do Matos-Açu, C1	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Santa Cruz II-C.Novos II, C1	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Usina II-Zebu, C1	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Abaixadora-Mulungu, C1	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Abaixadora-Moxoto, C1	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Abaixadora-Zebu, C1	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Camacari-Camacari, C2	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Cotegipe-Catu, C1	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Cotegipe-Catu, C2	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Jaboatao-Recife II, C1	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
M.Reduzido-M.Reduzido, C1	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Matatu-Pituacu, C1	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Matatu-Pituacu, C2	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Pirapama II-Recife II, C1	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Pituacu-Cotegipe, C1	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Pituacu-Cotegipe, C2	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Usina de Pedra-Jequié, C1	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Vila Zebu-Itaparica, C1	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Zebu-Moxoto, C1	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
Zebu-Xingo, C1	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Elev. Usina de Curemas	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Elev. Usina Term. Camaçari	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Elev. Usina de Sobradinho	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Aquiraz II (2)	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Pecém II (2)	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Ceará Mirim II (2)	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Pindaí II	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Campina Grande III (2)	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Garanhuns II (2)	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Lagoa Nova II	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Elev. Usina Apolonio Sales	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Elev. Usina Luiz Gonzaga	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Elev. Usina Paulo Afonso I	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Elev. Usina Paulo Afonso II	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Elev. Usina Paulo Afonso III	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Elev. Usina Paulo Afonso IV	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Elev. Usina Piloto	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Elev. Usina Xingó	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Elev. Usina de Araras	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Elev. Usina B. Esperança	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Elev. Usina de Funil	100,0%	422.205,96	422.205,96	Não aplicável	junho	IPCA
SE Elev. Usina de Pedra	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Pau Ferro	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Bom Nome	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Irecê	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Mirueira	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Moxotó	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Mulungú	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Pilões II	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Coteminas	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Brotas de Macaúbas	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Tacaratu (1)	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Quixerê (1)	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Campo Formoso	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Jaguarari	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Sapeaçu	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Sobradinho	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Sobral II	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Tacaimbó	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Cícero Dantas	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA

SE Angelim	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Angelim II	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Bongí	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Campina Grande II	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Itapebi	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Funil	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Senhor Do Bonfim II	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Eunápolis	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Modelo Reduzido	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Mossoró II	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Barreiras	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Sto. Antonio de Jesus	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Icó	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Mussurú II	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Cauípe	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Pici II	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Piri-piri	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Pituaçu	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Santa Cruz II	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Banabuiú	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Currais Novos II	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Santana dos Matos II	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Fortaleza	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Joairam	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Juazeiro da Bahia II	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Matatu	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Natal II	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Itabaianinha	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Russas II	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Elizeu Martins	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Boa Esperança 230 Kv	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Boa Esperança 500 Kv	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Xingó 500 Kv	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Paulo Afonso IV	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Recife II	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE S. João do Piauí	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Zebu	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Abaixadora	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Bom Jesus da Lapa	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Gov. Mangabeira	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Quixadá	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Jacaracanga	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Ribeirão	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Rio Largo II	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Messias	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Camaçari II	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Catu	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Cotegipe	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Teresina	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Fortaleza II	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Goianinha	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Teresina II	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Delmiro Gouveia	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Maceió	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Itabaiana	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Itaparica	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Jardim	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Sobral III	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Xingó 69 Kv	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Olindina	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Luiz Gonzaga 500kv	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
SE Floresta II (1)	100,0%			Não aplicável	junho	IPCA
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>		<b>1.084.643,42</b>	<b>327.223,17</b>			
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN	49,0%	159.637,00	78.222,13	2021	Julho	IGPM
Integração Transmissora de Energia S.A.	12,0%	115.584,00	13.870,08	2023	junho	IPCA
Manaus Transmissora de Energia S.A.	19,5%	148.130,84	28.885,51	2024	Julho	IPCA
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,5%	480.765,00	117.787,43	Não aplicável	Julho	IPCA
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia	49,0%	30.017,60	14.708,62	Não aplicável	Julho	IPCA

Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,0%	87.170,98	42.713,78	2017	Julho	IPCA
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	49,0%	63.338,00	31.035,62	Não aplicável	junho	IPCA

Ao final do ano de 2015 o Sistema de Transmissão, teve ampliação, quando foram energizados 154 km de linhas de transmissão, além de 38,3 km para seccionamento a subestações de SPEs e acessantes, 04 novas Subestações, sendo 1 transferida à Chesf por acessante, com a ampliação da capacidade de transformação em 2.800 MVA.

A Companhia está concentrando esforços na construção de 19 linhas que adicionarão 1.403 km de extensão e 13 subestações com 3.093 MVA de capacidade de transformação ao conjunto de linhas da Companhia. No quadro a seguir é apresentado os empreendimentos de transmissão em andamento.

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
<b>Integral</b>			<b>1.403,5</b>	<b>3.093,0</b>		
Eunápolis-Teixeira Freitas II C1	CS	230	145,0	-	fev/2017	out/2038
Funil-Itapebi C3	CS	230	223,0	-	mar/2017	abr/2037
Eunápolis-Teixeira Freitas II C2	CS	230	145,0	-	fev/2017	ago/2039
Pau Ferro-Santa Rita II	CS	230	85,0	-	mai/2017	ago/2039
Paraíso-Açu II	CS	230	123,0	-	jan/2017	nov/2040
Açu II-Mossoró II	CS	230	69,0	-	jan/2017	nov/2040
Morro do Chapéu II-Irecê	CD	230	65,0	-	jul/2016	out/2041
Paraíso-Lagoa Nova II	CD	230	65,0	-	mai/2016	out/2041
Teresina II-Teresina III	CD	230	26,0	-	jul/2016	dez/2041
Recife II-Suape II C2	C2	230	44,0	-	out/2017	dez/2041
Camaçari IV-Sapeaçu	CS	230	105,0	-	out/2017	dez/2041
Sapeaçu-Sto.Antonio de Jesus C3	CS	230	31,0	-	jun/2017	dez/2041
Jardim-N Sra do Socorro		230	1,3	-	ago/2016	mai/2042
Messias-Maceió II	CS	230	20,0	-	ago/2016	mai/2042
Camaçari IV-Pirajá	CS	230	45,0	-	jun/2017	mai/2042
Pituaçu-Pirajá	CS	230	5,0	-	jun/2017	mai/2042
Mossoró II-Mossoró IV		230	40,0	-	ago/2016	jun/2042
Ceará Mirim II-Touros II	CS	230	56,2	-	jun/2016	jun/2042
Russas II-Banabuiu C2	CS	230	110,0	-	mar/2017	jun/2042
SE 230/69 kv Polo	-	230	-	100,0	abr/2016	out/2040
SE 230/69 kv Morro do Chapéu II	-	230	-	150,0	jul/2016	out/2041
SE 230/69 kv Ibiapina	-	230	-	200,0	jun/2016	out/2041
SE 230/69 kv Teresina III	-	230	-	400,0	jul/2016	dez/2041
SE 230/69 kv N.S. Socorro	-	230	-	300,0	ago/2016	mai/2042
SE 230/69 kv Maceió II	-	230	-	400,0	ago/2016	mai/2042
SE 230/138 kv Poções II	-	230	-	200,0	ago/2016	mai/2042
SE 230/69 kv Pirajá	-	230	-	360,0	jun/2017	mai/2042
SE 230/69 kv Mirueira II	-	230	-	300,0	abr/2016	jun/2042
SE 230/69 kv Jaboatão II	-	230	-	300,0	ago/2016	jun/2042
SE 230/69 kv Touros II	-	230	-	150,0	jun/2016	jun/2042
SE 230/69 kv Mossoró IV	-	230	-	100,0	ago/2016	dez/2042
SE 230/138 kV Teixeira de Freitas II	-	230	-	133,0	dez/2016	out/2038
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>			<b>169,0</b>	<b>0,0</b>		
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A. - LT SLuis II/SLuis III	-	230	156,0	-	dez/2016	jul/2040
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. - IEG/Seccionamento Angelim/Recife II, para conexão na SE Pau Ferro	-	230	13,0	-	fev/2016	dez/2041

Tabela 10- Projeto de Linhas de Transmissão - Características Financeiras

Linha de Transmissão	Propriedade	RAP (R\$ Mil)	RAP Proporc. (R\$ Mil)	Ano de degrau da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção
<b>Integral</b>		<b>121.032,8</b>	<b>121.032,8</b>			
Eunápolis-Teixeira Freitas II C1	100%	2.581,41	2.581,41	Não aplicável	junho	IPCA
Funil-Itapebi C3	100%	5.769,32	5.769,32	Não aplicável	junho	IPCA
Eunápolis-Teixeira Freitas II C2	100%	6.290,09	6.290,09	Não aplicável	junho	IPCA
Pau Ferro-Santa Rita II	100%	5.621,33	5.621,33	Não aplicável	junho	IPCA
Paraíso-Açu II	100%			Não aplicável	junho	IPCA
Açu II-Mossoró II	100%	3.811,64	3.811,64	Não aplicável	junho	IPCA
Morro do Chapéu II-Irecê	100%	1.934,92	1.934,92	Não aplicável	junho	IPCA
Paraíso-Lagoa Nova II	100%	3.641,77	3.641,77	Não aplicável	junho	IPCA
Teresina II-Teresina III	100%	3.012,33	3.012,33	Não aplicável	junho	IPCA
Recife II-Suape II C2	100%	4.248,49	4.248,49	Não aplicável	junho	IPCA
Camaçari IV-Sapeaçu	100%	8.069,90	8.069,90	Não aplicável	junho	IPCA
Sapeaçu-Sto.Antonio de Jesus C3	100%	1.451,57	1.451,57	Não aplicável	junho	IPCA
Jardim-N Sra do Socorro	100%	170,10	170,10	Não aplicável	junho	IPCA
Messias-Maceió II	100%	1.999,96	1.999,96	Não aplicável	junho	IPCA
Camaçari IV-Pirajá	100%			Não aplicável	junho	IPCA
Pituaçu-Pirajá	100%	1.196,70	1.196,70	Não aplicável	junho	IPCA
Mossoró II-Mossoró IV	100%	1.517,41	1.517,41	Não aplicável	junho	IPCA
Ceará Mirim II-Touros II	100%	2.531,30	2.531,30	Não aplicável	junho	IPCA
Russas II-Banabuiu C2	100%	4.745,50	4.745,50	Não aplicável	junho	IPCA
SE 230/69 kv Polo	100%	1.365,12	1.365,12	Não aplicável	junho	IPCA
SE 230/69 kv Morro do Chapéu II	100%	3.287,50	3.287,50	Não aplicável	junho	IPCA
SE 230/69 kv Ibiapina	100%	3.255,00	3.255,00	Não aplicável	junho	IPCA
SE 230/69 kv Teresina III	100%	7.558,26	7.558,26	Não aplicável	junho	IPCA
SE 230/69 kv N.S. Socorro	100%	5.913,87	5.913,87	Não aplicável	junho	IPCA
SE 230/69 kv Maceió II	100%	4.934,77	4.934,77	Não aplicável	junho	IPCA
SE 230/138 kv Poções II	100%	5.356,32	5.356,32	Não aplicável	junho	IPCA
SE 230/69 kv Pirajá	100%	9.870,69	9.870,69	Não aplicável	junho	IPCA
SE 230/69 kv Mirueira II	100%	5.358,31	5.358,31	Não aplicável	junho	IPCA
SE 230/69 kv Jaboatão II	100%	4.957,35	4.957,35	Não aplicável	junho	IPCA
SE 230/69 kv Touros II	100%	3.204,09	3.204,09	Não aplicável	junho	IPCA
SE 230/69 kv Mossoró IV	100%	3.039,96	3.039,96	Não aplicável	junho	IPCA
SE 230/138 kV Teixeira de Freitas II	100%	4.337,77	4.337,77	Não aplicável	junho	IPCA
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>		<b>3.421,90</b>	<b>1.676,73</b>			
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	49%	2.296,90	1.125,48	Não aplicável	Julho	IPCA
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49%	1.125,00	551,25	2017	Julho	IPCA

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

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2014	Investimento Realizado até 31/dez/2014	Evolução Física em 31/dez/2015	Investimento Realizado até 31/dez/2015
<b>Integral</b>		<b>537.488</b>		<b>755.956</b>
SE Polo 230/69 kV	80,00%	18.703	97,00%	23.385
SE Mirueira II 230/69 kV	12,00%	14.361	100,00%	28.145
LT 230 kV Paraíso / Lagoa Nova II	0,00%	26.494	20,00%	37.882
LT 230 kV Jardim / Nossa Senhora do Socorro, SE Nossa Senhora do Socorro 230/69 KV	12,00%	18.217	56,00%	32.779
SE Poções II - 230/138 KV	19,00%	9.525	64,00%	18.592
SE Ibiapina II 230/69 kV - 200 MVA	0,00%	18.386	20,00%	32.264
LT 230 kV Morro do Chapéu II / Irecê, SE Morro do Chapéu II 230/69 kV	0,00%	17.975	60,00%	37.997
LT 230 kV Teresina II/Teresina III C1/C2, SE Teresina III 230/69 kV	41,00%	32.472	50,00%	44.236
LT 230 kV Messias / Maceio II, SE Maceio II 230/69 kV	0,00%	16.979	80,00%	35.790
LT 230 KV Mossoró IV / Mossoró II, SE Mossoró IV 230/69 kV	3,00%	17.105	46,00%	29.511
SE Jaboatão II 230/69 kV	0,00%	24.037	35,00%	35.628
LT 230 kV Touros / Ceará Mirim II, SE Touros 230/69 kV	5,00%	20.080	52,00%	32.670
LT 230 kV Funil / Itapebi C3	66,00%	40.055	66,00%	51.623
LT 230 kV Eunápolis / Teixeira de Freitas II C1; SE Teixeira de Freitas II 230/138 kV	15,00%	42.902	18,00%	50.517
LT 230 kV Eunápolis/Teixeira de Freitas C2	0,00%	15.658	7,00%	22.795
LT 230 kV Russas II /Banabuiu C2	0,00%	15.974	40,00%	22.795
LT 230 kV Paraíso / Açú II / Mossoró II	0,00%	46.508	30,00%	51.788

LT 230 kV Camaçari IV / Pirajá; LT 230 kV Pituauçu / Pirajá; SE Pirajá 230/69 kV	0,00%	27.276	10,00%	35.155
LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II	0,00%	73.039	0,00%	79.686
LT 230 kV Sapeaçu/Santo Antônio de Jesus C3 e EL´s 230 kV nas SE Sapeaçu e Santo Antônio de Jesus.	0,00%	7.804	0,00%	11.847
LT 500 kV Camaçari IV / Sapeaçu	0,00%	17.553	0,00%	19.451
LT 500 kV Recife II/Suape II C2	0,00%	16.385	3,00%	21.419
<b>SPE Proporcional</b>		<b>784.670</b>		<b>1.017.335</b>
TDG Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	61,00%	148.580	61,00%	148.580
Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A.	75,00%	453.761	100,00%	590.190
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	81,00%	182.329	99,00%	278.565
<b>Total</b>		<b>1.322.158</b>		<b>1.773.291</b>

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

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2014	Investimento Realizado até 31/dez/2014	Evolução Física em 31/dez/2015	Investimento Realizado até 31/dez/2015
<b>Integral</b>		<b>537.488</b>		<b>755.956</b>
SE Polo 230/69 kV	80,00%	18.703	97,00%	23.385
SE Mirueira II 230/69 kV	12,00%	14.361	100,00%	28.145
LT 230 kV Paraíso / Lagoa Nova II	0,00%	26.494	20,00%	37.882
LT 230 kV Jardim / Nossa Senhora do Socorro, SE Nossa Senhora do Socorro 230/69 KV	12,00%	18.217	56,00%	32.779
SE Poções II - 230/138 KV	19,00%	9.525	64,00%	18.592
SE Ibiapina II 230/69 kV - 200 MVA	0,00%	18.386	20,00%	32.264
LT 230 kV Morro do Chapéu II / Irecê, SE Morro do Chapéu II 230/69 kV	0,00%	17.975	60,00%	37.997
LT 230 kV Teresina II/Teresina III C1/C2, SE Teresina III 230/69 kV	41,00%	32.472	50,00%	44.236
LT 230 kV Messias / Maceio II, SE Maceio II 230/69 kV	0,00%	16.979	80,00%	35.790
LT 230 KV Mossoró IV / Mossoró II, SE Mossoró IV 230/69 kV	3,00%	17.105	46,00%	29.511
SE Jaboatão II 230/69 kV	0,00%	24.037	35,00%	35.628
LT 230 kV Touros / Ceará Mirim II, SE Touros 230/69 kV	5,00%	20.080	52,00%	32.670
LT 230 kV Funil / Itapebi C3	66,00%	40.055	66,00%	51.623
LT 230 kV Eunápolis / Teixeira de Freitas II C1; SE Teixeira de Freitas II 230/138 kV	15,00%	42.902	18,00%	50.517
LT 230 kV Eunápolis/Teixeira de Freitas C2	0,00%	15.658	7,00%	22.795
LT 230 kV Russas II /Banabuiu C2	0,00%	15.974	40,00%	22.795
LT 230 kV Paraíso / Açú II / Mossoró II	0,00%	46.508	30,00%	51.788
LT 230 kV Camaçari IV / Pirajá; LT 230 kV Pituauçu / Pirajá; SE Pirajá 230/69 kV	0,00%	27.276	10,00%	35.155
LT 230 kV Pau Ferro – Santa Rita II	0,00%	73.039	0,00%	79.686
LT 230 kV Sapeaçu/Santo Antônio de Jesus C3 e EL´s 230 kV nas SE Sapeaçu e Santo Antônio de Jesus.	0,00%	7.804	0,00%	11.847
LT 500 kV Camaçari IV / Sapeaçu	0,00%	17.553	0,00%	19.451
LT 500 kV Recife II/Suape II C2	0,00%	16.385	3,00%	21.419
<b>SPE Proporcional</b>		<b>1.485.562</b>		<b>1.855.894</b>
TDG Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	61,00%	352.267	61,00%	359.235
Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A.	75,00%	439.221	100,00%	614.157
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	81,00%	694.074	99,00%	882.502
<b>Total</b>		<b>2.023.050</b>		<b>2.611.850</b>

Tabela 13 - RAP Esperada – R\$ Mil

Linha de Transmissão - RAP Proporcional	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Controladora</b>							
<b>Integral</b>	<b>90.613</b>	<b>95.690</b>	<b>99.439</b>	<b>99.439</b>	<b>99.439</b>	<b>99.439</b>	<b>99.439</b>
ACARAU II	3.054	3.281	3.415	3.415	3.415	3.415	3.415
ACU II	296	311	324	324	324	324	324
ARAPIRACA III	5.347	5.745	5.979	5.979	5.979	5.979	5.979
B.J.LAPA II	176	189	197	197	197	197	197
BRUMADO II	280	294	306	306	306	306	306
CAMACARI IV	9.143	9.824	10.224	10.224	10.224	10.224	10.224
COREMAS	205	217	222	222	222	222	222

EXTREMOZ II	3.797	4.080	4.246	4.246	4.246	4.246	4.246
IBICOARA	4.136	4.339	4.515	4.515	4.515	4.515	4.515
IGAPORA II	2.295	2.466	2.566	2.566	2.566	2.566	2.566
JOAO CAMARA II	2.863	2.954	2.957	2.957	2.957	2.957	2.957
LT 230 kV BRUMADO II /IBICOARA BA	2.574	2.700	2.810	2.810	2.810	2.810	2.810
LT 230 kV CEARA MIRIM II /EXTREMOZ II RN	0	306	613	613	613	613	613
LT 230 kV CEARA MIRIM II /JOAO CAMARA II RN	0	950	1.899	1.899	1.899	1.899	1.899
LT 230 kV IGAPORA II /B.J.LAPA II BA	1.232	83	87	87	87	87	87
LT 230 kV MILAGRES /COREMAS CE/PB	5.620	5.952	6.071	6.071	6.071	6.071	6.071
LT 230 kV MILAGRES /TAUA II CE	8.254	8.741	8.917	8.917	8.917	8.917	8.917
LT 230 kV P.AFONSO III /ZEBU AL	258	267	269	269	269	269	269
LT 230 kV PARAISO /ACU II RN	3.269	3.430	3.570	3.570	3.570	3.570	3.570
LT 230 kV PICOS /TAUA II PI/CE	4.359	4.573	4.759	4.759	4.759	4.759	4.759
LT 230 kV PIRAPAMA II /SUAPE II PE	1.443	1.514	1.540	1.540	1.540	1.540	1.540
LT 230 kV SUAPE II /SUAPE III PE	849	890	905	905	905	905	905
MILAGRES	1.034	1.095	1.117	1.117	1.117	1.117	1.117
NATAL III	5.555	5.767	5.808	5.808	5.808	5.808	5.808
P.AFONSO III	786	816	822	822	822	822	822
PARAISO	296	311	324	324	324	324	324
PENEDO	901	968	1.008	1.008	1.008	1.008	1.008
PICOS	662	695	723	723	723	723	723
PIRAPAMA II	515	540	550	550	550	550	550
SANTA RITA II	5.002	5.193	5.229	5.229	5.229	5.229	5.229
SUAPE II	6.323	6.631	6.745	6.745	6.745	6.745	6.745
SUAPE III	2.586	2.713	2.759	2.759	2.759	2.759	2.759
TAUA II	3.280	3.467	3.551	3.551	3.551	3.551	3.551
ZEBU	4.223	4.384	4.415	4.415	4.415	4.415	4.415
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>	<b>923.534</b>	<b>998.798</b>	<b>1.099.206</b>	<b>1.137.138</b>	<b>1.165.017</b>	<b>1.185.192</b>	<b>1.207.870</b>
STN - Sistema de Transmissão Nordeste	147.764	156.486	156.486	156.486	156.486	156.486	156.486
INTESA - Integração Transmissora de Energia	106.556	115.584	115.584	115.584	115.584	115.584	115.584
Manaus Transmissora de Energia	143.746	148.131	148.131	148.131	148.131	148.131	148.131
Interligação Elétrica do Madeira	443.212	480.765	499.628	534.118	561.997	582.172	604.850
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia	23.865	29.038	27.743	31.184	31.184	31.184	31.184
IEG - Interligação Elétrica Garanhuns	0	5.456	88.296	88.296	88.296	88.296	88.296
ETN - Extremoz Transmissora do Nordeste	58.391	63.338	63.339	63.339	63.339	63.339	63.339

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

Tabela 15 - Mercado Atendido

Mercado Atendido - GWh	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Energia Faturada</b>	<b>44.061</b>	<b>42.963</b>	<b>53.656</b>	<b>53.986</b>	<b>51.318</b>
Fornecimento	6.266	6.429	6.507	6.847	5.920
Residencial	0	0	0	0	0
Comercial	0	0	0	0	0
Industrial (1)	6.266	6.429	6.507	6.847	5.920
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	37.795	36.534	47.149	47.139	45.398
<b>Uso da Rede de Distribuição</b>	<b>6.004</b>	<b>6.126</b>	<b>3.908</b>	<b>1.232</b>	<b>1.665</b>
Consumidores Livres/Dist./Ger. (2)	6.004	6.126	3.908	1.232	1.665
Consumidores Rede Básica	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>50.065</b>	<b>49.089</b>	<b>57.564</b>	<b>55.218</b>	<b>52.983</b>
<b>Variação</b>	<b>-</b>	<b>-1,90%</b>	<b>17,30%</b>	<b>-4,10%</b>	<b>-4,00%</b>

Observação

(1) - Refere-se aos consumidores industriais alcançados pela Lei nº 13.182/2015;

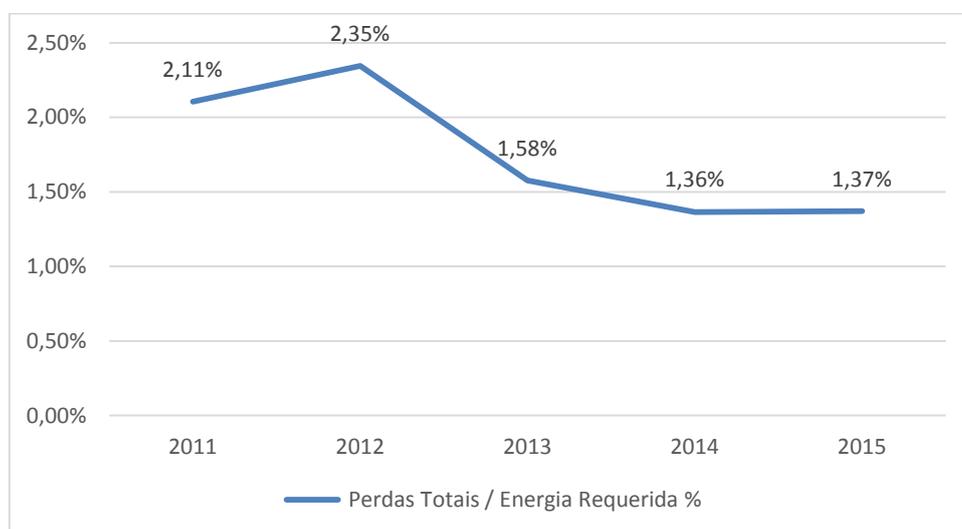
(2) - Inclui consumidores livres, comercializadores e geradores.

Tabela 16 - Balanço Energético

Energia Requerida	2011	2012	2013	2014	2015
Venda de Energia	44.061	42.963	53.656	53.986	51.318
- Fornecimento (1)	6.266	6.429	6.507	6.847	5.920
- Suprimento p/ agentes de distribuição (2)	37.795	36.534	47.149	47.139	45.398
Consumidores Livres/Dist./Ger. (3)	6.004	6.126	3.908	1.232	1.665
Consumidores Rede Básica	0	0	0	0	0
<b>Mercado Atendido</b>	<b>50.065</b>	<b>49.089</b>	<b>57.564</b>	<b>55.218</b>	<b>52.983</b>
Perdas na Rede Básica (4)	1.077	1.179	922	764	736
Perdas na Distribuição	0	0	0	0	0
PNT / Energia Requerida %	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Perdas Totais - PT	1.077	1.179	922	764	736
<b>Total</b>	<b>51.142</b>	<b>50.268</b>	<b>58.486</b>	<b>55.982</b>	<b>53.719</b>

Observação:

- (1) - refere-se aos consumidores alcançados pela Lei nº 13.182/2015;  
 (2) - a partir de 2013 refere-se a energia no regime de cotas e inclui a SULGIPE até 2014;  
 (3) - inclui consumidores livres, comercializadores e geradores;  
 (4) - inclui consumo interno e perdas na transmissão da geração das usinas.



## QUALIDADE DO FORNECIMENTO

### Frequência Equivalente de Interrupção - FREQ

Indica o número de vezes que uma carga equivalente à demanda máxima atendida pela Chesf teria sido interrompida, considerando todas as interrupções ocorridas no período.



↓  
Melhor

## Duração Equivalente de Interrupção – DREQ

Indica o tempo que uma carga equivalente à demanda máxima atendida pela Chesf teria permanecido interrompida, considerando todas as interrupções ocorridas no período.



Atendimento ao consumidor - Foi instituído em 11 de novembro de 2003, através do Decreto No 4873, o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - "LUZ PARA TODOS", destinado a propiciar, até o ano de 2008, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não possui acesso a esse serviço público. De acordo com o censo de 2000, essa parcela correspondia a cerca de 2 milhões de domicílios rurais não atendidos, representando a 80% do total nacional da exclusão elétrica. Para isso foram previstos investimentos da ordem de R\$ 7,0 bilhões.

## TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO

O desenvolvimento das diversas áreas de negócios da Chesf depende substancialmente de soluções adequadas de Tecnologia da Informação, a qual permeia e dá suporte a praticamente tudo o que a Companhia Outorgada faz, mediante sistemas de informação (software) e redes de computadores (comunicação lógica, processamento, suporte e infraestrutura).

Em 2015, os principais projetos e sistemas desenvolvidos na área de Tecnologia da Informação foram:

- Automação do processo de gestão das notas fiscais – SGNF
- Implantação do Sistema de Receitas Operacionais – SRO
- Automação do processo de gestão das informações dos relatórios anuais da Chesf
- Implantação da demanda legal da Escrituração Contábil Fiscal – ECF
- Aquisição do sistema para automatização do processo de gestão das informações de Auditoria
- Aquisição dos módulos relacionados ao Projeto eSocial
- Aquisição de ferramenta de data Discovery (BI – QlikView), para implantação na área de recursos humanos

- Aquisição das licenças do SAP ERP e contratação do processo para saneamento e migração de dados dos sistemas legados para o SAP
- Automação dos processo de gestão das Participações
- Modelagem dos processos de administração de contratos
- Migração do sistema operacional da camada cliente para o Windows 8.1
- Implantação dos processos de Monitoramento e Controle de Qualidade do Atendimento
- Migração dos servidores de arquivo para a nova plataforma
- Migração da plataforma de colaboração para solução Microsoft
- Implantação do processo de gerenciamento da continuidade de serviços de TI - Etapa II (GCSTI)
- Otimização do processo de manutenção de sistemas corporativos
- Otimização dos Controles de Segurança da Informação no Perímetro da Rede Corporativa
- Implantação da nova solução de monitoração da Infraestrutura de TI

## 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	261,0	24,50%	63,9	Energética Águas da Pedra S.A - EAPSA.
Jirau/RO	3.750,0	20,00%	750,0	Energia Sustentável do Brasil S.A - ESBR
Belo Monte/PA	11.233,1	15,00%	1.685,0	Norte Energia S.A.
Sinop/MT	400,0	24,50%	98,0	Companhia Energética Sinop S.A – CES
<b>Total</b>	<b>15.644,1</b>		<b>2.596,9</b>	

No Nordeste do país, conforme apresentado nas Tabelas 1 – Parque Gerador e Tabela 2 – Projetos de Usinas, a Chesf participa de 40 SPEs nos estados de Pernambuco, Bahia, Rio Grande do Norte e Piauí, num total de 972,7 MW de potência instalar, correspondente a 556,1 MW equivalentes à participação societária da Companhia nessas Sociedades de Propósito Específico.

Nas 44 SPEs que a Chesf tem participação, 4 de hidrelétricas e 40 parques eólicos, o total de potência a instalar é de 16.616,8 MW e 3.153,0 MW equivalentes à participação societária da Companhia da nessas Sociedades.

A Chesf também vem desenvolvendo estudos próprios, em estados do Nordeste, de novos parques eólicos e fotovoltaicos, com vistas a disputar a venda de energia em futuros Leilões de Geração de energia a serem promovidos pela Aneel. Também, com o mesmo objetivo, a Companhia realizou e presentemente vem atualizando estudos de aproveitamentos hidrelétricos no submédio Rio São Francisco ( Riacho Seco – 276 MW) e no Rio Parnaíba (Ribeiro Gonçalves – 113 MW, Cachoeira – 63 MW, Estreito – 56 MW e Castelhana – 64 MW).

## COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

O Capital Social da Companhia, 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 Companhia 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](http://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 2015, os investimentos para a expansão e modernização da capacidade produtiva da Chesf, de acordo com a realização orçamentária, totalizaram R\$ 921,4 milhões. Este montante está assim distribuído: R\$ 72,6 milhões em geração de energia; R\$ 765,3 milhões em obras do sistema de transmissão; R\$ 23,1 milhões no reassentamento de Itaparica; e R\$ 60,4 milhões em outros gastos de infraestrutura. No período de 2011 a 2015, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de -5,6%.

O gráfico a seguir apresenta os investimentos ao longo dos últimos cinco anos.



## Investimentos em Sociedades de Propósito Específico

No ano de 2015, 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\$ 1.352,5 milhões, representando uma redução de 8,5% em relação ao ano de 2014, em função da entrada em operação de boa parte das SPEs. No período de 2011 a 2015, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de 22,7%.

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



## CONJUNTURA ECONÔMICA

O ano de 2015 foi marcado, conforme carta de conjuntura de dezembro do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), por uma deterioração do cenário econômico, especialmente no tocante às principais variáveis macroeconômicas tais como índices inflacionários, emprego e renda, onde foi perceptível a diminuição do nível da atividade econômica.

A economia se mantém em recessão técnica após as seguidas variações trimestrais negativas. Para o acumulado de 2015, as estimativas do mercado indicam uma forte contração de 3,75% no PIB, que pode ser a maior em mais de duas décadas, e para 2016 a expectativa também é de recuo de 2,99% na atividade econômica (Boletim Focus 15/01/2016, BACEN). O recuo da demanda foi mais intenso que o previsto e o investimento seguiu a tendência de queda que persiste há dois anos, agravada ao longo de 2015.

A inflação, medida pelo IPCA, encerrou o ano acumulada em 10,67%, a taxa mais elevada desde 2003, decorrente de ajustes nos preços administrados dos serviços e produtos, tais como combustíveis e energia elétrica, aumento da cotação do dólar nominal e continuidade de alta nos preços de serviços, tais como saúde e educação. Para 2016, apesar da expectativa ser de 7,00% (Boletim Focus, BACEN 15/01/2016), inferior à verificada em 2015, ocorre processo de deterioração das expectativas de inflação futura como consequência da manutenção da Taxa SELIC na última reunião do Comitê de Política Monetária (COPOM).

Neste cenário complexo de 2015, o mercado de trabalho não deixou de ser afetado. A taxa de desocupação fechou dezembro em 6,9%, a maior registrada para o mês desde 2007. O atual patamar de desemprego na população economicamente ativa é reflexo da redução na oferta de trabalho. De acordo com o Cadastro Geral de Emprego e Desemprego (CAGED), ao longo de 2015 o país perdeu 1,542 milhão de empregos formais.

## DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

O desempenho econômico-financeiro está sendo apresentado em conformidade com as demonstrações financeiras da Companhia dos exercícios de 2011 a 2015.

### RESULTADO DO EXERCÍCIO

A Companhia registrou, no exercício de 2015, um prejuízo de R\$ 584,7 milhões, contra um prejuízo de R\$ 1.141,4 milhões em 2014. Apesar de negativo, houve avanços em alguns itens, reflexo das medidas tomadas visando a retomada da lucratividade, tais como, aumento de receita operacional, redução de alguns custos e despesas operacionais e melhoria no Ebtida, conforme demonstrados nos tópicos seguintes.



### RECEITA OPERACIONAL BRUTA

A Companhia apresentou aumento da receita operacional bruta em 2015 de 16,1% em comparação ao exercício de 2014, passando de R\$ 3.248,2 milhões para R\$ 3.771,6 milhões. Contribuíram para essa variação positiva, o aumento da receita de fornecimento e suprimento de energia elétrica de 13,0% (R\$ 291,1 milhões), o aumento da receita de operação e manutenção do sistema de transmissão de 18,1% (R\$ 152,9 milhões), e o aumento da receita de comercialização de energia no mercado de curto prazo em 46,5% (R\$ 70,9 milhões).

No período de 2011 a 2015, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de -9,6%.



## TRIBUTOS E ENCARGOS REGULATORIOS SOBRE VENDAS

Os tributos e encargos regulatórios sobre vendas totalizaram R\$ 730,5 milhões no ano de 2015 representando um aumento de 9,6% em relação ao exercício anterior. Deste total, R\$ 467,8 milhões correspondem a impostos e contribuições sociais (aumento de 19,8% em relação a 2014), e R\$ 262,7 milhões a encargos regulatórios (redução de 4,8% em relação a 2014).

A Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) no período de 2011 a 2015 foi negativa de -5,4%.



## RECEITA OPERACIONAL LIQUIDA

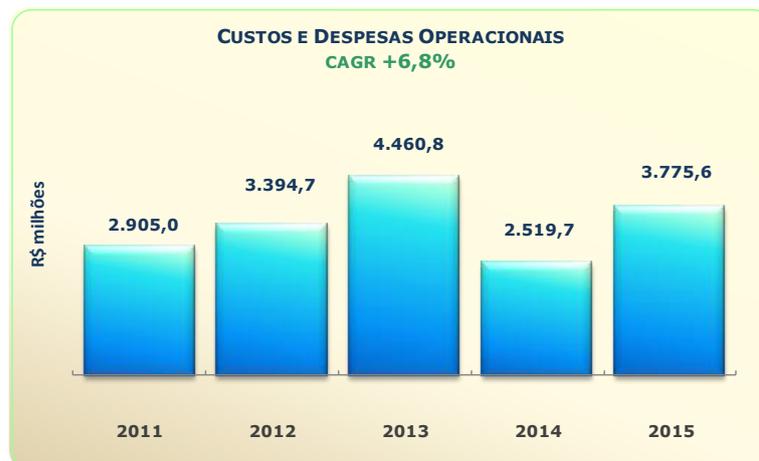
A receita operacional líquida (ROL), que considera as deduções de impostos e encargos setoriais, registrou, em 2015, uma variação positiva de 17,8% em relação ao período anterior, o que representa um acréscimo de R\$ 459,2 milhões. De 2011 a 2015, a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi -10,3%.



## CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais somaram R\$ 3.775,6 milhões em 2015, apresentando um aumento de 49,8% em relação ao ano anterior. Apesar dos esforços da administração da Companhia na redução dos seus custos, refletido principalmente na diminuição da Energia elétrica comprada para revenda [-44,1% (R\$ 273,6 milhões)] e na diminuição dos Combustíveis para a produção de energia [-51,4% (R\$ 186,4 milhões)], houve um aumento significativo nos custos decorrentes de estimativas, refletido na Provisão contrato oneroso/impairment (aumento de R\$ 1.376,8 milhões) e no aumento da Provisão para contingência, [+127,1% (R\$ 197,9 milhões)], decorrente da constituição de honorários de sucumbência e atualização do processo decorrente do Fator k.

A Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) foi de +6,8%, no período de 2011 a 2015.



### RESULTADO DA ATIVIDADE E MARGEM OPERACIONAL

O resultado da atividade foi negativo em R\$ 734,5 milhões, representando uma redução de R\$ 796,7 milhões em relação ao montante positivo de R\$ 62,2 milhões obtido em 2014. Com este resultado, a margem operacional da atividade (razão entre o resultado da atividade e a receita líquida), passou de 2,4% em 2014, para -24,2% em 2015, uma variação de 26,6 pontos percentuais.



### GERAÇÃO OPERACIONAL DE CAIXA (EBITDA)

A geração operacional de caixa, expressa pelo EBITDA, foi R\$ 606,9 milhões em 2015, contra o montante negativo de R\$ 42,3 milhões em 2014.

A margem EBITDA (razão entre o EBITDA e a Receita operacional líquida) foi de 20,0% em 2015 contra -1,6% obtida em 2014, representando um crescimento de 21,6 pontos percentuais.



## RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro do exercício apresentou uma receita líquida de R\$ 71,5 milhões, ante R\$ 658,7 milhões registrados em 2014, representando uma redução de R\$ 587,2 milhões. Sua composição está demonstrada a seguir:

	(R\$ milhões)	
Receitas (despesas) financeiras	2015	2014
Resultado de aplicações financeiras	130,7	242,9
Variações monetárias e acréscimos moratórios - energia vendida	118,7	69,4
Encargos de dívida dos empréstimos e financiamentos	(141,5)	(129,0)
Variações monetárias de empréstimos e financiamentos	(0,9)	(0,7)
Atualização de valores a receber - Lei nº 12.783/2013	(70,6)	425,7
Outras receitas (despesas) financeiras	35,0	50,4
<b>(=) Resultado financeiro líquido</b>	<b>71,5</b>	<b>658,7</b>

## FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

O endividamento bruto, que inclui os encargos contabilizados e o principal da dívida com a Eletrobras e com instituições financeiras, encerrou no exercício com R\$ 1.450,6 milhões, um aumento de 20,1% em relação aos R\$ 1.207,6 milhões de 2014.

A posição da dívida líquida (financiamentos e empréstimos, deduzidos das disponibilidades) apresentou no final do exercício o saldo de R\$ 1.296,8 milhões, representando um aumento de 126,9% em relação a 2014, conforme demonstrado a seguir:

FINANCIAMENTOS e EMPRÉSTIMOS			
Dívida Bruta	(R\$ milhões)		
	2015	2014	Δ%
Curto prazo – moeda nacional	298,0	250,4	19,0
Longo prazo – moeda nacional	1.152,6	957,2	20,4
<b>Dívida Bruta Total</b>	<b>1.450,6</b>	<b>1.207,6</b>	<b>20,1</b>
(-) Caixa e equivalentes de caixa	153,9	636,2	(75,8)
<b>Dívida líquida</b>	<b>1.296,7</b>	<b>571,4</b>	<b>126,9</b>

## VALOR ADICIONADO

O valor econômico gerado pela Companhia em 2015 foi de R\$ 1.194,6 milhões, contra R\$ 2.147,5 milhões gerados em 2014, agregando valor aos seguintes segmentos da sociedade, conforme distribuição a seguir: salários, encargos e benefícios aos empregados (64,4%); impostos, taxas e contribuições aos governos federal, estaduais e municipais (68,3%); juros aos financiadores (16,2%); e prejuízo aos acionistas (-48,9%).



## 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 sua auditoria, KPMG Auditores Independentes, durante o exercício de 2015, não prestou outros serviços além dos serviços de auditoria das suas demonstrações financeiras. Os referidos auditores foram contratados num contrato único para todas as empresas do Sistema Eletrobras, para um período de três anos (podendo ser prorrogado), 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

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 Ministro de Estado do Planejamento, Orçamento e Gestão, e outro membro eleito como representante dos empregados, escolhido pelo voto direto de seus pares dentre os empregados ativos e em eleição organizada pela Companhia em conjunto com as entidades sindicais que os representem, nos termos da legislação vigente.

A Diretoria Executiva é composta pelo diretor-presidente e até cinco diretores, eleitos pelo Conselho de Administração, que exercem suas funções em regime de tempo integral, 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 processo dinâmico, que envolve a constante avaliação dos fatores internos e externos que influenciam o desempenho empresarial e a consequente adequação dos objetivos estratégicos, visando aprimorar a gestão e atingir as metas e resultados propostos. Em 2015, a Diretoria avaliou a necessidade de ajustes no planejamento e aprovou um novo Mapa Estratégico para o horizonte 2015-2019.

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. Em 2015, como em anos anteriores, o monitoramento foi realizado através de reuniões com a Diretoria e todo o corpo gerencial da Companhia, com transmissão via intranet para os empregados, consolidando assim o processo de gestão empresarial com transparência das informações e foco em resultados.

### **GESTÃO PELA QUALIDADE TOTAL**

Em 2015, na área de Saúde e Segurança do Trabalho – SST, as ações compreenderam principalmente a nova certificação OHSAS 18.001:2007 da Usina Hidrelétrica de Xingó (UXG), iniciando um novo ciclo, obtendo a recomendação para Certificação no Sistema de Gestão de Segurança e Saúde no Trabalho – SGSST. Além disso, foram feitas reavaliações das políticas e procedimentos da Gestão de Pessoas, por meio da atualização de normativos, bem como gerenciamento das rotinas e efetivação de trabalhos que buscaram a disseminação da cultura de SST por toda a Companhia, repercutindo positivamente nos resultados dos principais indicadores definidos no Planejamento Empresarial, garantindo também melhorias na sustentabilidade empresarial e no clima organizacional.

A Chesf manteve a Acreditação do Laboratório de Metrologia da Chesf - MetroChesf na norma ISO IEC 17025 INMETRO, para calibração de instrumentos de medição, utilizados na manutenção de sistemas de proteção 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. Neste ano, iniciou a preparação para manutenção da certificação em 2016 com base na Norma ISO 9001 versão 2015;

Manteve a certificação ISO 9001/2008 dos serviços de manutenção eletromecânica das usinas Sobradinho, Xingó e Itaparica;

Manteve a certificação ISO 14001:2004 do Serviço de Manutenção de Subestações de Paulo Afonso;

O segmento de manutenção de subestação da Chesf, que contava com a Certificação ISO 9001:2008 em 14 órgãos – sendo 10 serviços de manutenção de subestação, 3 centros e 1 departamento – iniciou, em 2015, o processo de certificação única e integrada do Sistema de Gestão de todo o seu sistema organizacional. Este processo será concluído em 2016;

O segmento de manutenção de linhas de transmissão manteve a Certificação ISO 9001:2008 no Departamento e Divisões Normativas, bem como em 6 órgãos executivos que compõem o sistema Organizacional da Manutenção de LT.

### **RECURSOS HUMANOS**

Em 2015, a Chesf investiu R\$ 4,1 milhões em programas de formação técnica e desenvolvimento profissional e humano de seus empregados, com investimento médio de R\$ 898,79 reais por empregado. Nesse mesmo período, foram capacitados 3.706 de seus colaboradores – 80,79% de

seu quadro ativo – totalizando 207.512 horas de ações educacionais ministradas, numa média de 45,24 horas de treinamento por empregado.

O Plano de Educação Corporativa da Companhia visa à melhoria contínua de processos e aprimoramento profissional dos seus empregados. Assim, foram ministradas 3.923 horas em pós-graduações lato sensu e stricto sensu, além de 5.173 horas em congressos, seminários e simpósios, correspondendo a um total investido de R\$ 210.508,00 em inscrições nestes últimos. Na perspectiva da sustentabilidade, foram capacitados 309 empregados, perfazendo um total de 8.574 horas em ações educacionais com temática socioambiental.

## RESPONSABILIDADE SOCIAL

Cada vez mais, a Chesf vem reforçando seu papel de empresa cidadã. Ciente de sua responsabilidade social, vem atuado por meio de políticas, órgãos e programas públicos, organizações sociais e práticas voltadas para o meio ambiente, contribuindo efetivamente para o desenvolvimento econômico, social e cultural junto à comunidade.

Para a Chesf, investir no social é contribuir como agente transformador de comunidades carentes, com foco na educação, 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 dos programas e projetos sociais que são apoiados pela Companhia está localizada no entorno de seus empreendimentos. Em 2015, foram investidos R\$ 36,6 milhões.

Grande projeto social apoiado pela Chesf e executado pela Embrapa vêm trazendo uma significativa melhoria na qualidade de vida das comunidades beneficiadas: Lagos de Sobradinho que nomeia o projeto. Com a implantação de campos de aprendizagem tecnológica e treinamento, o Projeto Lago de Sobradinho 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).

Além do incentivo por meio de projetos e convênios, a Chesf promove também, na Sede e nas Regionais, diversas ações voltadas para a comunidade, abordando os temas Saúde, Educação, Segurança, Cidadania, Gênero e Raça. São feiras, palestras, oficinas, campanhas de conscientização.

O detalhamento destas atividades e projetos está sendo apresentado na Demonstração Contábil Socioambiental da Outorgada.

### CHESF EM NÚMEROS

<b>Atendimento</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>	<b>%</b>
Número de empregados	4.563	4.587	-0,5%
<b>Operacionais</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>	
Número de usinas em operação	15	15	0,0%
Número de subestações	126	119	5,9%
Linhas de transmissão (Km)	19.884	19.692	1,0%
Capacidade instalada (MW)	10.615	10.615	0,0%
<b>Financeiros</b>			
Receita operacional bruta (R\$ mil)	3.771,6	3.248,2	16,1%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	3.041,1	2.581,9	17,8%
Margem operacional da atividade líquida (%)	-24,2%	2,4%	-
EBITDA OU LAJIDA	606,9	-42,3	-
Lucro líquido (R\$ mil)	-584,7	-1.141,2	-48,8%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	8.691,8	9.476,2	-8,3%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	-6,7%	-12,0%	-

## **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 2015:		Em 2014:			
Distribuição do Valor Adicionado						
A Demonstração do Valor Adicionado - DVA está apresentada, na íntegra, no conjunto das Demonstrações Contábeis.	68,3% go verno -48,9% acionistas	64,4% empregados 16,2% financiadores	110,9% go verno -53,2% acionistas	34,0% empregados 8,3% financiadores		
<b>2 - RECURSOS HUMANOS</b>	<b>Em 2015:</b>		<b>Em 2014:</b>			
<b>2.1 - Remuneração</b>						
Folha de pagamento bruta (FPB)	536.564		500.697			
- Empregados	532.745		497.304			
- Administradores	3.819		3.393			
Relação entre a maior e a menor remuneração:						
- Empregados	33,2		33,1			
- Administradores	1,1		1,1			
<b>2.2 - Benefícios Concedidos</b>	<b>Valor (mil)</b>	<b>% sobre FPB</b>	<b>% sobre RL</b>	<b>Valor (mil)</b>	<b>% sobre FPB</b>	<b>% sobre RL</b>
Encargos Sociais	203.711	38,0%	6,7%	187.433	37,4%	7,3%
Alimentação	53.726	10,0%	1,8%	55.232	11,0%	2,1%
Transporte	488	0,1%	0,0%	480	0,1%	0,0%
Previdência privada	132.839	24,8%	4,4%	112.472	22,5%	4,4%
Saúde	72.854	13,6%	2,4%	68.910	13,8%	2,7%
Segurança e medicina do trabalho	2.719	0,5%	0,1%	2.711	0,5%	0,1%
Educação e Creche	13.900	2,6%	0,5%	13.637	2,7%	0,5%
Cultura	0	0,0%	0,0%	0	0,0%	0,0%
Capacitação e desenvolvimento profissional	4.123	0,8%	0,1%	4.180	0,8%	0,2%
Creches ou auxílio creche	0	0,0%	0,0%	0	0,0%	0,0%
Participação nos lucros ou resultados	0	0,0%	0,0%	0	0,0%	0,0%
Outros	33.543	6,3%	1,1%	32.152	6,4%	1,2%
<b>Total</b>	<b>517.903</b>	<b>96,5%</b>	<b>17,0%</b>	<b>477.207</b>	<b>95,3%</b>	<b>18,5%</b>
<b>2.3 - Composição do Corpo Funcional</b>						
Nº de empregados no final do exercício	4.563		4.587			
Nº de admissões	5		211			
Nº de demissões	29		52			
Nº de estagiários no final do exercício	-		0			
Nº de empregados portadores de necessidades especiais no final do exercício	169		170			
Nº de prestadores de serviços terceirizados no final do exercício	-		0			
Nº de empregados por sexo:						
- Masculino	3.640		3.660			
- Feminino	923		927			
Nº de empregados por faixa etária:						
- Menores de 18 anos	-		-			
- De 18 a 35 anos	801		955			
- De 36 a 60 anos	3.210		3.200			
- Acima de 60 anos	552		432			
Nº de empregados por nível de escolaridade:						
- Analfabetos	-		-			
- Com ensino fundamental	517		521			
- Com ensino médio	698		711			
- Com ensino técnico	1.440		1.459			
- Com ensino superior	1.757		1.750			
- Pós-graduados	151		146			
Percentual de ocupantes de cargos de chefia, por sexo:						
- Masculino	83,1%		82,8%			
- Feminino	16,9%		17,2%			
<b>2.4 - Contingências e Passivos Trabalhistas:</b>						
Nº de processos trabalhistas movidos contra a entidade	831		870			
Nº de processos trabalhistas julgados procedentes	194		405			
Nº de processos trabalhistas julgados improcedentes	194		320			
Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça	0		0			
<b>3 - Interação da Entidade com o Ambiente Externo</b>	<b>Valor (mil)</b>	<b>% sobre RO</b>	<b>% sobre RL</b>	<b>Valor (mil)</b>	<b>% sobre RO</b>	<b>% sobre RL</b>
<b>3.1 - Relacionamento com a comunidade</b>						
Total dos investimentos em:						
Educação	299	0,0%	0,0%	263	0,0%	0,0%
Cultura	1.086	-0,2%	0,0%	1.128	0,2%	0,0%
Saúde e infra-estrutura	35.521	-5,4%	1,2%	31.812	5,8%	1,2%
Esporte e lazer	48	0,0%	0,0%	198	0,0%	0,0%
Alimentação	107	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Geração de trabalho e renda	609	-0,1%	0,0%	800	0,1%	0,0%
Reassentamento de famílias	23.072	-3,5%	0,8%	75.321	13,7%	2,9%
<b>Total dos investimentos</b>	<b>60.742</b>	<b>-9,3%</b>	<b>2,0%</b>	<b>109.522</b>	<b>19,9%</b>	<b>4,2%</b>
Tributos (excluídos encargos sociais)	379.163	-57,8%	12,5%	195.1851	354,0%	75,6%
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	9.691	-1,5%	0,3%	12.055	2,2%	0,5%
<b>Total - Relacionamento com a comunidade</b>	<b>449.596</b>	<b>-68,6%</b>	<b>14,8%</b>	<b>2.073.428</b>	<b>376,0%</b>	<b>80,3%</b>
<b>3.2 - Interação com os Fornecedores</b>						
Crítérios 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 ou insalubre de menores de 18 anos.					

4 - Interação com o Meio Ambiente	Em 2015:			Em 2014:		
	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	12.669	-19%	0,4%	10.511	19%	0,4%
Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	8.022	-12%	0,3%	5.066	0,9%	0,2%
Investimentos e gastos com a educação ambiental para empregados, terceirizados, autônomos e administradores da entidade	1.132	-0,2%	0,0%	983	0,2%	0,0%
Investimentos e gastos com educação ambiental para a comunidade	2.503	-0,4%	0,1%	839	0,2%	0,0%
Investimentos e gastos com outros projetos ambientais	2.582	-0,4%	0,1%	1.131	0,2%	0,0%
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade	1.054	-0,2%	0,0%	3	0,0%	0,0%
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativas e/ou judicialmente	0	0,0%	0,0%	472	0,1%	0,0%
Passivos e contingências ambientais	0	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
<b>Total da Interação com o meio ambiente</b>	<b>26.908</b>	<b>-4,1%</b>	<b>0,9%</b>	<b>19.002</b>	<b>3,4%</b>	<b>0,7%</b>
<b>5 - Outras informações</b>	<b>2014</b>			<b>2013</b>		
Receita Líquida (RL)	3.041.100			2.581.917		
Resultado Operacional (RO)	-655.560			551.391		

Recife, 28 de março de 2016

**A Administração**

**BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014**

(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
<b>ATIVO</b>			
<b>CIRCULANTE</b>			
Caixa e equivalência de caixa	5	153.896	636.153
Títulos e valores mobiliários	6	487.871	683.310
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	495.566	473.169
Valores a receber - Lei 12.783/2013	8	-	1.605.710
Tributos e contribuições a recuperar	9	182.209	76.053
Cauções e depósitos vinculados	10	10.982	10.982
Almoxarifado	11	86.185	89.382
Serviços em curso	12	162.537	144.377
Dividendos a receber	13	33.846	20.989
Fachesf Saúde Mais	14	42.095	34.657
Outros ativos circulantes	16	154.478	125.597
		<b>1.809.665</b>	<b>3.900.379</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
<b>Realizável a Longo Prazo</b>			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	4.986	8.604
Títulos e valores mobiliários	6	2.945	3.483
Tributos a recuperar	9	175.844	164.588
Cauções e depósitos vinculados	10	1.023.037	641.895
Serviços em curso	12	75.000	75.000
Fachesf Saúde Mais	14	92.265	104.288
Adiantamentos a investidas (AFAC)	15	939.076	590.015
Outros ativos não circulantes	16	27.485	26.073
		<b>2.340.638</b>	<b>1.613.946</b>
<b>Investimentos</b>	17	<b>5.057.356</b>	<b>4.101.516</b>
<b>Imobilizado</b>	18	<b>5.429.482</b>	<b>5.192.712</b>
<b>Intangíveis</b>	19	<b>44.683</b>	<b>40.250</b>
		<b>12.872.159</b>	<b>10.948.424</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>14.681.824</b>	<b>14.848.803</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

**BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014**

(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
<b>PASSIVO</b>			
<b>Circulante</b>			
Fornecedores	20	415.162	537.371
Folha de pagamento		16.785	15.416
Tributos e contribuições sociais	21	109.408	92.081
Financiamentos e empréstimos	22	298.038	250.414
Outras provisões operacionais		96.993	103.445
Obrigações estimadas	23	136.163	122.832
Incentivo ao desligamento - PIDV	24	42.676	39.826
Benefícios pós-emprego	25	25.876	91.296
Encargos setoriais	33	124.865	136.185
Outros passivos circulantes	26	27.896	25.153
		<b>1.293.862</b>	<b>1.414.019</b>
<b>Não Circulante</b>			
Tributos e contribuições sociais	21	-	13.572
Débitos fiscais	21	-	106.562
Financiamentos e empréstimos	22	1.152.608	957.153
Benefícios pós-emprego	25	1.130.958	840.574
Incentivo ao desligamento voluntário - PIDV	24	66.845	93.029
Encargos setoriais	33	260.893	257.682
Provisões para contingências	27	1.660.536	1.482.916
Provisão contrato oneroso	28	247.012	114.724
Obrigações vinculadas à Concessão	30	82.240	86.588
Outros passivos não circulantes	26	95.032	5.803
		<b>4.696.124</b>	<b>3.958.603</b>
<b>Patrimônio Líquido</b>			
Capital social	31	9.753.953	9.753.953
Reserva de capital	31	4.916.199	4.916.199
Outros resultados abrangentes	31	(1.569.138)	(1.369.514)
Prejuízos acumulados	31	(4.409.176)	(3.824.457)
		<b>8.691.838</b>	<b>9.476.181</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>14.681.824</b>	<b>14.848.803</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014**

(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
<b>Operações em continuidade</b>			
<b>RECEITA</b>			
Fornecimento de Energia Elétrica	32	1.185.628	886.567
Suprimento de Energia Elétrica		1.338.706	1.346.713
Energia elétrica de curto prazo		223.285	152.364
Disponibilidade do sistema de transmissão e distribuição		998.445	845.480
Outras receitas		25.510	17.072
		<b>3.771.574</b>	<b>3.248.196</b>
<b>Tributos</b>			
ICMS	32	(146.428)	(113.073)
PIS-PASEP		(57.154)	(49.330)
Cofins		(263.273)	(227.229)
ISS		(893)	(818)
<b>ENCARGOS - PARCELA "A"</b>			
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	32	(30.183)	(26.010)
Reserva Global de Reversão - RGR		(14.293)	(30.128)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		(9.778)	(6.658)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH		(144.612)	(152.290)
Taxa de Fiscalização da Aneel		(11.508)	(7.648)
Outros Encargos		(52.352)	(53.095)
		<b>(730.474)</b>	<b>(666.279)</b>
		<b>3.041.100</b>	<b>2.581.917</b>
<b>RECEITA LÍQUIDA</b>			
<b>CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS - Parcela "A"</b>			
Energia Elétrica Comprada para revenda	34	(346.350)	(620.038)
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição		(673.906)	(732.110)
Matéria-Prima/Insumo para Geração de Energia Elétrica combustíveis		(176.425)	(362.811)
		<b>(1.196.681)</b>	<b>(1.714.959)</b>
		<b>1.844.419</b>	<b>866.958</b>
<b>RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS</b>			
<b>CUSTOS GERENCIÁVEIS - Parcela "B"</b>			
Pessoal e Administradores	34	(926.808)	(870.812)
Material		(25.470)	(25.571)
Serviço de terceiros		(211.851)	(197.802)
Arrendamentos e Aluguéis		(15.411)	(16.588)
Seguros		(11.723)	(10.507)
Doações, Contribuições e Subvenções		(18.668)	(18.368)
Provisões		(987.680)	860.327
(-) Recuperação de Despesas		138.795	185.826
Tributos		(10.405)	(12.184)
Depreciação e Amortização		(253.051)	(246.884)
Gastos Diversos		(253.802)	(238.060)
Outras Receitas Operacionais		489	21.464
Outras Despesas Operacionais		(3.334)	(235.624)
		<b>(2.578.919)</b>	<b>(804.783)</b>
		<b>(734.500)</b>	<b>62.175</b>
<b>RESULTADO DA ATIVIDADE</b>			
Equivalência Patrimonial	17.3	7.417	(169.474)
<b>Resultado Financeiro</b>			
Receita financeira	36	249.461	819.676
Despesa financeira	36	(177.938)	(160.986)
		<b>(655.560)</b>	<b>551.391</b>
<b>RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS SOBRE O LUCRO</b>			
Imposto de renda e contribuição social	37	70.841	(1.692.760)
		<b>(584.719)</b>	<b>(1.141.369)</b>
<b>PREJUÍZO DO EXERCÍCIO</b>			
Prejuízo básico por ação (R\$)	39	(10,46)	(20,42)
Prejuízo diluído por ação (R\$)		(10,46)	(20,42)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014**

(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
<b>Prejuízo do exercício</b>		<b>(584.719)</b>	<b>(1.141.369)</b>
<b>Outros componentes do resultado abrangente</b>			
Participação no resultado abrangente de investidas	31	-	(600)
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	31	(199.624)	(354.305)
Constituição de tributos diferidos	31	-	156.113
Reversão de tributos diferidos	31	-	(465.365)
<b>Outros componentes do resultado abrangente do exercício</b>		<b>(199.624)</b>	<b>(664.157)</b>
<b>Total do resultado abrangente do exercício</b>		<b>(784.343)</b>	<b>(1.805.526)</b>

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
<b>SALDO EM 31/12/2013 (não auditado)</b>	<b>9.753.953</b>	<b>4.916.199</b>	<b>(705.357)</b>	<b>(2.683.088)</b>	<b>11.281.707</b>
Participação no resultado abrangente de investidas	-	-	(600)	-	(600)
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	-	-	(663.557)	-	(663.557)
Prejuízo líquido do exercício	-	-	-	(1.141.369)	(1.141.369)
<b>SALDO EM 31/12/2014 (não auditado)</b>	<b>9.753.953</b>	<b>4.916.199</b>	<b>(1.369.514)</b>	<b>(3.824.457)</b>	<b>9.476.181</b>
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	-	-	(199.624)	-	(199.624)
Prejuízo líquido do exercício	-	-	-	(584.719)	(584.719)
<b>SALDO EM 31/12/2015</b>	<b>9.753.953</b>	<b>4.916.199</b>	<b>(1.569.138)</b>	<b>(4.409.176)</b>	<b>8.691.838</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

**DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE**

**DEZEMBRO DE 2015 E 2014**

(valores expressos em milhares de reais)

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
<b>Atividades operacionais</b>		
Lucro/Prejuízo antes do imposto de renda e da contribuição social	(655.560)	551.391
Despesas (Receitas) que não afetam o caixa:		
Depreciação e amortização	253.051	246.884
Variações monetárias líquidas	46.834	(334.534)
Equivalência patrimonial	(7.417)	169.474
Provisão para contingências	353.602	155.666
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	84.815	39.547
Provisões para perda na realização de investimentos	-	(248.266)
Provisão para perdas no imobilizado	-	235.064
Benefícios pós-emprego – ajuste atuarial	123.537	105.121
Outras provisões operacionais	48.026	68.368
Atualização de cauções e depósitos vinculados	(25.673)	(36.138)
Atualização de títulos da dívida agrária (TDA)	(269)	(221)
Reversão contrato oneroso	132.288	(1.319.527)
Provisão para impairment	368.949	443.885
Juros sobre valores a receber - Lei 12.783/2013	70.597	(105.285)
Encargos financeiros	141.487	128.988
Incentivo ao desligamento de pessoal	(23.335)	(33.334)
Outras	(30.540)	(27.739)
	<b>880.392</b>	<b>39.344</b>
Encargos financeiros pagos a acionistas e outras partes relacionadas	(2.534)	(3.542)
Pagamentos à entidade de previdência privada	(98.198)	(137.863)
Encargos financeiros pagos a instituições financeiras e outras	(135.643)	(106.139)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(160.905)	(18.440)
Pagamento de participações nos lucros ou resultados	(54.478)	(74.645)
Depósitos vinculados a litígios	(308.432)	(12.889)
Variações nos Ativos e Passivos		
Clientes	(94.486)	(103.462)
Almoxarifado	3.197	1.044
Tributos e contribuições sociais	15.187	39.605
Adiantamentos a empregados	(15.413)	(13.987)
Cauções e depósitos vinculados	(47.037)	73.699
Serviços em curso	(18.160)	(23.816)
Fachesf Saúde Mais	4.585	(24.902)
Fornecedores	(122.209)	58.184
Folha de pagamento	1.369	(93.886)
Obrigações estimadas	13.331	20.665
Encargos setoriais	31.378	25.188
Provisão para contingências	(175.982)	(77.622)
Contas a pagar - Casa Nova	-	67.513
Valores recebidos - Lei nº 12.783/2013	1.625.575	1.041.875
Valores a ressarcir - Lei nº 12.783/2013	(90.461)	-
Outros ativos e passivos operacionais	14.350	(5.784)
	<b>385.034</b>	<b>630.796</b>
<b>Total das atividades operacionais</b>	<b>1.265.426</b>	<b>670.140</b>
<b>Atividades de investimentos</b>		
Aplicações em Ativos Imobilizado e Intangível	(877.098)	(1.151.786)
Investimentos em participações societárias permanentes	(1.006.733)	(1.166.126)
Dividendos recebidos	45.452	91.264
Aplicações em (resgates de) títulos e valores mobiliários	195.977	1.288.753
AFAC em controlada em conjunto	(349.060)	(312.215)
Adiantamento consórcio	-	33.226
	<b>(1.991.462)</b>	<b>(1.216.884)</b>
<b>Atividades de financiamentos</b>		
Recursos recebidos de acionistas e partes relacionadas	-	-
Financiamentos e empréstimos obtidos	476.915	400.000
Pagamentos de financiamentos e empréstimos	(233.136)	(58.214)
	<b>243.779</b>	<b>341.786</b>
<b>TOTAL DE EFEITOS NO CAIXA</b>	<b>(482.257)</b>	<b>(204.958)</b>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	636.153	841.111
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	153.896	636.153
<b>VARIAÇÃO NO CAIXA</b>	<b>(482.257)</b>	<b>(204.958)</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS  
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E DE 2014**

*(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 14 usinas hidrelétricas e 1 usina termelétrica, perfazendo uma potência instalada de 10.615 MW e na atividade de transmissão de energia o sistema é composto por 121 (116 em 2014) 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 19.884,3 (19.691,6 em 2014) 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 (15.644,1, em 2014) MW e 972,9 (1.015,4, em 2014) MW, respectivamente, e de empreendimentos de transmissão compostos por 5.296,5 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 Agência Nacional de Energia Elétrica - 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 2014 (MW médio/ano)	Data da Concessão / Permissão	Data de Vencimento
<b>Em Serviço:</b>						
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	Piloto (**)	São Francisco	2,000	-	16/02/1949	07/07/2015
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 2014 (MW médio/ano)	Data da Concessão / Permissão	Data de Vencimento
<b>Em Serviço:</b>						
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 2014 (MW médio/ano)	Data da Concessão / Permissão	Data de Vencimento
<b>Em Construção</b>						
007/2010	Casa Nova	Casa Nova - BA	180,000	-	01/01/2013	01/01/2043

(\*) Informações não auditadas.

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 destas 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 junto a Aneel, pleito referente à redução dos encargos associados ao uso do sistema de transmissão (Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST) da UTE Camaçari, para consideração de apenas uma unidade de geração na usina, bem como a revogação da concessão da usina.

Em reunião pública ordinária realizada em 03/02/2015, a diretoria da ANEEL procedeu a avaliação do pleito da Companhia, onde a solicitação foi aprovada integralmente pela Agência 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 à esta decisão;
- ii) os encargos de uso referente à unidade geradora nº 3 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.

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. Uma decisão favorável possibilitará a Companhia reverter a provisão para contrato oneroso existente, cujo montante em 31/12/2015 era R\$ 80.441. A recuperabilidade do ativo dessa concessão, hoje totalmente provisionado, dependerá da decisão da Aneel quanto a indenização ou destinação desses ativos.

## 2.1.2 – Transmissão

### • Linhas de transmissão

Número do Contrato	Empreendimento	Estado da Federação	Extensão (km) (*)	Data da Concessão	Data de Vencimento
<b>Em serviço:</b>					
061/2001	Diversos Empreendimentos	PE, CE, SE, BA, AL, PI, MA, PB, RN	18.603,6	29/06/2001	31/12/2042
007/2005	LT Milagres - Tauá - 230 kv, C1	CE	208,1	04/03/2005	03/03/2035
008/2005	LT Milagres - Coremas - 230 kv, C2	CE, PB	119,8	04/03/2005	03/03/2035
010/2007	LT Ibicoara - Brumado - 230 kv, C1	BA	94,5	14/06/2007	14/06/2037
012/2007	LT Paraíso - Açú II - 230 kv, C2	PI, CE, RN	132,8	14/06/2007	14/06/2037
012/2007	LT Picos - Tauá II - 230 kv, C1	PI, CE	183,2	14/06/2007	14/06/2037
005/2008	LT Jardim - Penedo - 230 kv, C1	SE, AL	110,0	17/03/2008	17/03/2038
006/2009	LT Pirapama II - Suape II - 230 kv, C1, C2	PE	41,8	28/01/2009	28/01/2039
006/2009	LT Suape III - Suape II - 230 kv, C1, C2	PE	7,2	28/01/2009	28/01/2039
017/2009	LT Paulo Afonso III - Zebu II - 230 kv, C1, C2	PE, PB, AL, RN	10,8	03/08/2009	03/08/2039
019/2010	LT C. Mirim II - João Camara II - 230 kv, C1	RN	31,4	23/11/2010	23/11/2040
019/2010	LT Extremoz II - C. Mirim - 230 kv, C1	RN	74,5	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
			<b>19.884,3</b>		
<b>Em construção:</b>					
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	85,0	03/08/2009	03/08/2009
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
010/2011	LT Paraíso - Lagoa Nova II - 230 kv;	RN/CE	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 - Banabuiu C2- 230 kv	RN	110,0	01/06/2012	01/06/2042
			<b>1.410,5</b>		

(\*) Informações não auditadas.

Número do Contrato	Empreendimento	Estado da Federação	Quantidade (*)	Data da Concessão	Data de Vencimento
<b>Em serviço:</b>					
061/2001	Diversos Empreendimentos	PE, CE, SE, BA, AL, PI, MA, PB, RN	100,0	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
010/2007	SE Ibicoara - 500/230 kV	BA	1,0	14/06/2007	14/06/2037
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 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
010/2007	SE Brumado	BA	1,0	14/06/2007	14/06/2037
020/2010	SE Bom Jesus da Lapa II	BA	1,0	23/11/2010	23/11/2040
			<b>121,0</b>		
<b>Em construção:</b>					
014/2008	SE Teixeira de Freitas II - 230/138 kv	BA	1,0	16/10/2008	16/10/2038
014/2010	SE Pólo 230/69 kV	BA	1,0	06/10/2010	06/10/2040
009/2011	SE Morro do Chapéu II 230 kV	BA	1,0	13/10/2011	13/10/2041
010/2011	SE Ibiapina 230 kV	RN/CE	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 Mirueira II 230/69 kV; SE Jaboatão II 230/69 kV	PE	2,0	01/06/2012	01/06/2042
018/2012	SE Touros, 230 kV; SE Mossoró IV, 230 kV.	RN	2,0	01/06/2012	01/06/2042
			<b>13,0</b>		

(\*) 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
<b>Em serviço:</b>							
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
<b>Em construção:</b>							
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

(\*) Em setembro/2013, a Companhia deu início à sua operação, estando na data de 31/12/2015 com 37 Unidades Geradoras em operação comercial, com 75 MW cada, de um total de 50 Unidades Geradoras.

(\*\*) Informações não auditadas.

Número da Portaria	Usinas	Empresa	Participação da Companhia	Localidade	Capacidade em MW (*)	Ano da Autorização	Ano de Vencimento
<b>Em serviço:</b>							
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
<b>Em construção:</b>							
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
221/2014	UEE Santa Joana IV	Chapada do Piauí II Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	30,00	2014	2049
238/2014	UEE Santa Joana V	Chapada do Piauí II Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	30,00	2014	2049
271/2014	UEE Santa Joana III	Chapada do Piauí II Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	30,00	2014	2049
272/2014	UEE Santa Joana I	Chapada do Piauí II Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	30,00	2014	2049
274/2014	UEE Santo Augusto IV	Chapada do Piauí II Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	30,00	2014	2049
275/2014	UEE Santa Joana VII	Chapada do Piauí II Holding S.A.	49,00%	Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões (PI)	30,00	2014	2049
286/2014	UEE Tamanduá Mirim 2	Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.	83,01%	Pindai (BA)	24,00	2014	2049
287/2014	UEE Banda de Couro	Banda de Couro S.A.	49,00%	Sento Sé (BA)	29,70	2014	2049
354/2014	UEE Baraúnas II	Baraúnas II S.A.	49,00%	Sento Sé (BA)	21,60	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
<b>Em serviço:</b>							
005/2004	LT Teresina II - Sobral - Fortaleza, 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, em 500 kV	Interligação Elétrica Garanhuns S.A	49,00%	AL/PE/PB	224,0	2011	2041
022/2011	LT Garanhuns - Campina Grande III, em 500 KV	Interligação Elétrica Garanhuns S.A	49,00%	AL/PE/PB	190,0	2011	2041
022/2011	LT Garanhuns - Pau Ferro, em 500 kV	Interligação Elétrica Garanhuns S.A	49,00%	AL/PE/PB	239,0	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	26,0	2011	2041
008/2011	LT Ceará-Mirim - Campina Grande III, em 500 kV	Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	100,00%	RN/PB	201,0	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	8,5	2011	2041
					<b>5.127,5</b>		
<b>Em construção:</b>							
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
022/2011	LT Garanhuns - Angelim I, em 230 kV	Interligação Elétrica Garanhuns S.A	49,00%	AL/PE/PB	13,0	2011	2041
					<b>169,0</b>		

(\*) Informações não auditadas.

Número do Contrato	Empreendimento	Empresa	Participação da Companhia	Estado da Federação	Quantidade (*)	Ano da Concessão	Ano de Vencimento
<b>Em serviço:</b>							
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
					<b>13,0</b>		

(\*) 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 da indenização complementar referente aos investimentos posteriores ao Projeto Básico e em 11/12/2014, a Chesf apresentou à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, documentação comprobatória para requerimento de indenização complementar dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, dos ativos de geração de energia elétrica, para fins do processo de indenização dos Aproveitamentos Hidrelétricos, previsto nos termos da Lei nº 12.783, de 11/01/2013. O valor da indenização complementar requerida 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 recebimento, se aprovado, se dará por indenização em espécie ou por reconhecimento na base tarifária.

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 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 de indenização complementar, elaborada por empresa credenciada junto à Aneel, para fins do processo de indenização das instalações da denominada Rede Básica do Sistema Existente – RBSE e Demais Instalações de Transmissão – RPC, conforme a Lei nº 12.783/2013. O valor da indenização complementar requerida à Aneel é de R\$ 5.627,2 milhões, em valores de dezembro de 2012.

A Companhia esclarece que os valores requeridos das indenizações complementares dos ativos de geração de energia elétrica e das instalações de transmissão estão sujeitos à aprovação pela Aneel, conforme previsto nas Resoluções ANEEL nº 596, de 19/12/2013 e nº 589, de 10/12/2013, desta forma, os efeitos econômico-financeiros para a Companhia, assim como seus efeitos nas Demonstrações contábeis, estão condicionados à referida homologação.

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, com a seguinte concepção: **a)** prorrogação da concessão da UHE Sobradinho até fevereiro de 2052; **b)** prorrogação dos contratos com os Consumidores Industriais até fevereiro de 2037, com redução gradual dos montantes de energia nos últimos 6 anos; e **c)** criação do Fundo de Energia do Nordeste – FEN a partir de recursos da diferença entre o preço de contrato dos Consumidores Industriais e a Receita Anual de Geração - RAG.

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

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

### **3 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS**

#### **3.1. Declaração de conformidade**

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

Essas demonstrações foram preparadas em consonância com as orientações emitidas pelo Órgão Regulador para demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis para fins regulatórios são separadas das demonstrações financeiras societárias da Sociedade. Há diferenças entre as práticas

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

Essas demonstrações contábeis regulatórias preparadas de acordo com – MCSE estão sendo apresentadas nesse formato pela primeira vez para o exercício de 2015.

A autorização para a conclusão destas Demonstrações Contábeis Regulatórias foi dada pela Administração da Companhia em 28 de abril de 2016.

### 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.

Em decorrência da implementação do Novo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, em vigor a partir de 01 de janeiro de 2015, alguns saldos contábeis referentes às Demonstrações Contábeis de 2014, estão sendo reclassificados para permitir melhor comparabilidade entre os períodos analisados.

31/12/2014	Nota	Publicado	Reclassificações	Reclassificado
<b>Ativo</b>				
<b>Não Circulante</b>		<b>10.861.836</b>	<b>86.588</b>	<b>10.948.424</b>
Imobilizado	17	5.106.124	86.588	5.192.712
<b>Passivo</b>				
<b>Não Circulante</b>		<b>3.872.015</b>	<b>86.588</b>	<b>3.958.603</b>
Obrigações não vinculadas à Concessão	29	-	86.588	86.588

### 3.3. Moeda funcional e moeda de apresentação

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

## 4 - PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

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

### 4.1. Investimentos em controladas em conjunto

Nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia as informações financeiras referentes às empresas controladas em conjunto são reconhecidas por meio do método de equivalência patrimonial.

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

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

## 4.2. Investimentos em coligadas

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

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

## 4.3. Investimentos em controladas

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

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

## 4.4. Reconhecimento de receita

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

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

## 4.5. Subvenções governamentais

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

## 4.6. Tributação

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

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

### 4.6.1. Tributos correntes

A provisão para imposto de renda e contribuição social está baseada no lucro tributável do exercício. O lucro tributável difere do lucro apresentado na demonstração do resultado porque exclui receitas ou despesas tributáveis ou dedutíveis em outros exercícios, além de excluir itens não tributáveis ou não dedutíveis de forma permanente. A provisão para imposto de renda e contribuição social é calculada individualmente por cada investida com base nas alíquotas vigentes no fim do exercício.

#### 4.6.2. Tributos diferidos

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

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

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

#### 4.7. Imobilizado

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

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

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

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

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

#### 4.8. Ativos intangíveis

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

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

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

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

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

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

#### **4.9. Obrigações especiais vinculadas à concessão**

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

#### **4.10. Redução ao valor recuperável de ativos**

##### **4.10.1 Ativos financeiros não derivativos**

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

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

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

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

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

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

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

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

##### **4.10.2 Ativos não financeiros**

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

O montante recuperável é o maior valor entre o valor justo menos os custos na venda ou o valor em uso. Na avaliação do valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao valor presente pela taxa de desconto que reflita uma avaliação atual de mercado do valor da moeda no

tempo e os riscos específicos do ativo para o qual a estimativa de fluxos de caixa futuros não foi ajustada.

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

#### **4.11. Almojarifado**

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

#### **4.12. Instrumentos financeiros**

##### **4.12.1. Ativos financeiros**

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

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

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

##### **4.12.1.1. Mensuração subsequente dos ativos financeiros**

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

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

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

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

- **Recebíveis**

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

- **Investimentos mantidos até o vencimento**

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

##### **4.12.1.2. Desreconhecimento (baixa) dos ativos financeiros**

Um ativo financeiro é baixado quando:

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

#### **4.12.2. Passivos financeiros**

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

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

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

##### **4.12.2.1. Mensuração subsequente dos passivos financeiros**

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

- **Financiamentos e empréstimos**

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

##### **4.12.2.2. Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros**

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

##### **4.12.3. Valor justo de instrumentos financeiros**

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

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

#### **4.13. Benefícios a empregados**

##### **4.13.1. Benefícios de curto prazo**

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

##### **4.13.2. Benefícios pós-emprego**

###### **a) Obrigações de aposentadoria**

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

A obrigação líquida quanto aos planos de benefício definido é calculada individualmente para cada plano mediante estimativa do valor do benefício futuro que os empregados receberão como retorno pelos serviços prestados no período atual e em períodos anteriores. Esse benefício é descontado para

determinar o seu valor presente. Quaisquer custos de serviços passados não reconhecidos e os valores justos de quaisquer ativos do plano são deduzidos.

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

#### **b) Outras obrigações pós-emprego**

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

#### **4.14. Resultado por ação**

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

#### **4.15. Distribuição de dividendos**

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

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

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

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

#### **4.16. Demais Práticas Contábeis**

##### **a) Estimativas e julgamentos contábeis críticos**

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

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

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

Os prejuízos fiscais e base negativa não prescrevem e sua compensação fica restrita ao limite de 30% do lucro tributável gerado em determinado exercício fiscal. As estimativas de lucro tributável

são baseadas no plano estratégico da Companhia, revisado periodicamente. Entretanto, o lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas quando da definição da necessidade de registrar ou não o montante do ativo fiscal diferido.

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

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

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

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

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

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

- Em 2014 foi deflagrada a chamada “Operação Lava Jato”, que investiga, segundo informações públicas, a existência de um suposto esquema de corrupção envolvendo empresas brasileiras responsáveis por obras de infraestrutura no Brasil. Em razão das notícias divulgadas na imprensa envolvendo empresas que prestam serviços para 2 (duas) sociedades de propósito específico (“SPEs”) - Norte Energia S.A. (UHE Belo Monte) e Energia Sustentável do Brasil S.A. (UHE Jirau), em março de 2015 a Holding Eletrobras criou comissões de correição, a fim de examinar os processos de contratação de empreiteiras pelas referidas SPEs. As comissões não encontraram indícios de dano à Companhia considerando o escopo e as limitações da investigação. No entanto, nos seus relatórios as comissões resguardam-se da possibilidade de, com o aprofundamento das investigações e do escopo, bem como com o uso de outras ferramentas não disponíveis para as comissões internas, se identificarem futuramente eventuais pontos para considerações, importando destacar que a investigação independente contratada, adiante mencionada, aprofundará esse exame. Conforme determinado pelo seu Conselho de Administração, em 11 de junho de 2015, a Eletrobras contratou o escritório de advocacia Hogan Lovells, para: (i) avaliar os controles internos da Eletrobras e das sociedades das quais participe; (ii) assessorar a Eletrobras em relação às investigações conduzidas pelas autoridades brasileiras; bem como, (iii) intermediar e conduzir as interações com o US Department of Justice (“DOJ”) e a Securities and Exchange Commission (“SEC”). Tal investigação independente é supervisionada por uma Comissão Independente para Gestão da Investigação, cuja criação foi aprovada pelo Conselho de Administração da Eletrobras em 31 de julho de 2015, com a finalidade de garantir a independência dos trabalhos desenvolvidos pelo escritório Hogan Lovells. Esta Comissão é composta pela Dra. Ellen Gracie Northfleet, ministra aposentada do Supremo Tribunal Federal, pelo Dr. Durval José Soledade Santos, ex-diretor da Comissão de Valores Mobiliários, e pelo Dr. Manoel Jeremias Leite Caldas representante dos acionistas minoritários. Na medida em que os citados trabalhos de investigação conduzidos pelo escritório Hogan Lovells evoluírem e, caso conduzam a achados e produzam comprovadas informações e dados suficientes para que a Companhia avalie, de acordo com a legislação do Brasil e dos Estados Unidos da América, a eventual ocorrência de desconformidade com leis e regulamentos, será dado aos mesmos o tratamento legal e regulamentar pertinente. Atualmente, como as ações relacionadas à investigação ainda estão em andamento, não foi possível identificar e refletir nestas Demonstrações contábeis eventuais impactos, se houver e quando comprovados, relacionados a este tema.

#### **b) Caixa e equivalentes de caixa**

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

#### **c) Contas a receber de clientes**

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

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

#### **d) Títulos e valores mobiliários**

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

#### **e) Cauções e depósitos vinculados**

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

**f) Ativos indexados**

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

**g) Ajuste a Valor Presente**

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

**h) Resultado**

É apurado pelo regime de competência e considera a constituição e a realização dos créditos fiscais no exercício e a redução do imposto de renda com origem em incentivos fiscais Sudene, calculada com base no lucro da exploração (nota 38).

**j) Receitas e despesas financeiras**

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

**4.17. ASPECTOS ESPECÍFICOS DO SETOR ELÉTRICO****4.17.1 - Receita Anual Permitida – RAP**

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

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

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

**4.17.2. Receita Anual de Geração - RAG**

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

**4.17.3. Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica**

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

**4.17.4. Reserva Global de Reversão - RGR**

Encargo criado pelo Decreto nº 41.019, de 26/02/1957, tendo a sua vigência estendida até 2035, por intermédio da Lei nº 12.431, de 24/06/2011. Refere-se a um valor anual estabelecido pela Aneel, pago mensalmente em duodécimos pelas concessionárias, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação do Serviço Público de Energia Elétrica, como também para financiar a expansão e

a melhoria desse serviço. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de energia elétrica e limitado a 3,0% da sua receita anual. 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, 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

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
Caixa e depósitos bancários	10.911	11.241
Aplicações financeiras	142.985	624.912
<b>Total</b>	<b>153.896</b>	<b>636.153</b>

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 2015 e 2014:

	Remuneração anual	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
<b>Aplicação financeira</b>			
<b>Banco do Brasil</b>			
<b>BB Extramercado Exclusivo 8 FI RF</b>	<b>12,20%</b>	<b>14.316</b>	<b>94.574</b>
LTN		14.316	43.018
NTN-F		-	414
Operações compromissadas		-	51.142
<b>BBDTVM Extramercado - FAE 2</b>	<b>12,67%</b>	-	<b>314.238</b>
LTN		-	314.238
<b>Caixa Econômica Federal</b>			
<b>FI CX Extramercado III IRFM-1 RF</b>	<b>12,85%</b>	<b>73.261</b>	<b>140.162</b>
LTN		73.261	86.562
Operações compromissadas		-	53.600
<b>FI CX Extramercado IV IRFM RF LP</b>	<b>13,93%</b>	<b>55.408</b>	<b>75.938</b>
LTN		50.973	37.983
Operações compromissadas		4.435	37.955
<b>Total</b>		<b>142.985</b>	<b>624.912</b>

## 6 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Os Títulos e valores mobiliários possuem a seguinte composição:

	Vencimento	Remuneração	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
Participações minoritárias	-	JCP/Dividendos	25	20
Fundo Exclusivo - Letras Tesouro Nacional (LTN)	Após 90 dias	Pré Fixado	308.388	544.006
Fundo Exclusivo - Notas do Tesouro Nacional (NTN) - B	Após 90 dias	IPCA	170.947	118.321
Fundo Exclusivo - Notas do Tesouro Nacional (NTN) - F	Após 90 dias	Pré Fixado	3.421	16.168
Notas do Tesouro Nacional – NTN - P	28/12/2015	TR + 6% a.a.	-	372
Títulos da dívida agrária – TDA	Março/2015	TR + 3% a.a.	5.090	4.423
<b>Total Circulante</b>			<b>487.871</b>	<b>683.310</b>
Notas do Tesouro Nacional – NTN - P	01/01/2030	TR + 6% a.a.	163	151
Títulos da dívida agrária – TDA	Até março/2019	TR + 3% a.a.	2.782	3.332
<b>Total Não Circulante</b>			<b>2.945</b>	<b>3.483</b>
<b>Total</b>			<b>490.816</b>	<b>686.793</b>

As ações ordinárias e preferenciais representam, principalmente, participações minoritárias em empresas do Setor de Telecomunicações, estão ajustadas ao provável valor de realização e registradas no Ativo Circulante.

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 2015, as NTN - série P tiveram taxa efetiva média no valor de 7,33% 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 2015, os TDA tiveram taxa efetiva média no valor de 7,33% a.a.

A Companhia mantém aplicações em ativos financeiros em 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 mensuradas a valor justo por meio do resultado.

	Indexador	31/12/2015				31/12/2014 (não auditado)			
		Valor de Custo	Valor de Mercado	Marcação a Mercado	% Participação	Valor de Custo	Valor de Mercado	Marcação a Mercado	% Participação
<b>Títulos públicos</b>									
<b>Banco do Brasil</b>									
BB Extramercado Exclusivo 8 FI RF		22.128	22.917	(789)	100,00%	341.217	346.987	(5.770)	100,00%
LTN	Pré-fixado	17.396	18.280	(884)		317.816	324.147	(6.331)	
NTN-B	IPCA	1.113	1.216	(103)		7.096	6.672	424	
NTN-F	Pré-fixado	3.619	3.421	198		16.305	16.168	137	
<b>Caixa Econômica Federal</b>									
FI CX Extramercado III IRFM-1 RF		185.803	185.753	50	100,00%	161.911	161.489	422	100,00%
LTN	Pré-fixado	185.803	185.753	50		161.911	161.489	422	
FI CX Extramercado IV IRFM RF LP		274.431	274.086	345	100,00%	172.417	170.019	2.398	100,00%
LTN	Pré-fixado	104.376	104.355	21		58.540	58.370	170	
NTN-B	IPCA	170.055	169.731	324		113.877	111.649	2.228	
<b>Total</b>		<b>482.362</b>	<b>482.756</b>	<b>(394)</b>		<b>675.545</b>	<b>678.495</b>	<b>(2.950)</b>	

Nos exercícios de 2015 e 2014, os fundos tiveram as seguintes valorizações:

	Remuneração do exercício	
	2015	2014 (não auditado)
Banco do Brasil FAE2	12,67%	9,96%
Banco do Brasil Extram. Exclusivo 8	12,20%	11,57%
FI Caixa Extramercado IV	13,93%	11,54%
FI Caixa Extramercado III	12,85%	9,50%

## 7 – CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS

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	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
	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	117.738	-	17.742	11.744	17.683	112.000	(158.712)	-	-	773	34.227	(35.000)	-	118.195	69.594
- Residencial	117.738	-	17.742	11.744	17.683	112.000	(158.712)	-	-	773	34.227	(35.000)	-	118.195	69.594
Suprimento Energia - Moeda Nacional	142.575	-	7.052	4.390	9.794	209.704	(103.540)	860	9.463	222	3.215	(3.437)	(777)	279.521	297.267
Encargos de Uso da Rede Elétrica	100.631	616	4.137	2.117	4.294	37.711	(47.988)	202	1.116	-	-	-	-	102.836	114.912
<b>TOTAL</b>	<b>360.944</b>	<b>616</b>	<b>28.931</b>	<b>18.251</b>	<b>31.771</b>	<b>359.415</b>	<b>(310.240)</b>	<b>1.062</b>	<b>10.579</b>	<b>995</b>	<b>37.442</b>	<b>(38.437)</b>	<b>(777)</b>	<b>500.552</b>	<b>481.773</b>
Circulante													495.566	473.169	
Não Circulante													4.986	8.604	

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:

	<b>31/12/2015</b>	<b>31/12/2014 (não auditado)</b>
Ligas do Brasil S.A.	35.000	27.079
Celpa S.A.	10.323	15.486
Santana Têxtil	3.437	2.659
New Energy	1.318	-
	<b>50.078</b>	<b>45.224</b>
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(38.437)	(29.738)
(-) Provisão de ajuste a valor presente	(777)	(2.636)
<b>Total</b>	<b>10.864</b>	<b>12.850</b>
<b>Circulante</b>	<b>5.878</b>	<b>4.246</b>
<b>Não Circulante</b>	<b>4.986</b>	<b>8.604</b>

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.

- **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\$ 2.092.
- **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.
- **New Energy** - Termo de Reconhecimento e Pagamento de Dívida nº 001/2015 no valor de R\$ 1.413, pagável em 14 (quartoze) parcelas; datado de 23/10/2015, com suas respectivas parcelas corrigidas pelo IGPM mais juros de 1% a.m..

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

• **PROVISÃO PARA CRÉDITOS DE LIQUIDAÇÃO DUVIDOSA**

<b>Saldos em 31/12/2014 (não auditado)</b>	<b>(266.657)</b>
Constituição	(86.681)
Reversão	1.866
Baixa	135
Transferência para outros créditos	2.660
<b>Saldos em 31/12/2015</b>	<b>(348.677)</b>

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 – VALORES A RECEBER – LEI Nº 12.783/2013

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
Saldo Anterior	1.605.710	2.221.913
Valores Recebidos	(1.625.575)	(1.041.875)
Atualização do exercício	519.106	425.672
Remensuração de cálculo de atualização	(499.241)	
<b>Total</b>	-	<b>1.605.710</b>

Conforme facultado pelo art. 4º da Portaria nº 580/2012, a Companhia solicitou o recebimento da indenização de acordo com a seguinte alternativa: 50% à vista, paga 45 dias após a assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão e 50% em parcelas mensais, a serem pagas até o vencimento do contrato de concessão vigente na data de publicação da respectiva Portaria, ambas acrescidas da remuneração pelo Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) de 5,59% real ao ano, a contar do primeiro dia do mês de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão.

Os valores a receber decorrente dessa indenização são reajustados pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA até a data do seu efetivo pagamento.

Em decorrência de remensuração do cálculo da atualização dos valores a receber da Lei nº 12.783/2013, a Companhia procedeu, no quarto trimestre de 2015, o registro no montante de R\$ 589.702, sendo R\$ 499.241 no ativo circulante, e R\$ 90.461 no passivo, mediante a constituição de valores a serem ressarcidos.

## 9 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR

### 9.1 - Tributos a recuperar

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
<b><u>Circulante</u></b>		
IRPJ/CSLL	164.716	59.241
IR Fonte	-	-
Finsocial	2.447	2.210
PIS/Pasep	1.735	2.379
Cofins	7.989	10.956
Outros	5.322	1.267
	<b>182.209</b>	<b>76.053</b>
<b><u>Não Circulante</u></b>		
Finsocial	7.523	6.796
PIS/Pasep	16.946	15.886
Cofins	151.375	141.906
	<b>175.844</b>	<b>164.588</b>
<b>Total</b>	<b>358.053</b>	<b>240.641</b>

## **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\$ 151.375, 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\$ 16.946, 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.

## **REGIME TRIBUTÁRIO DE TRANSIÇÃO - RTT**

No dia 14 de maio de 2014, a Medida Provisória (MP) nº 627, veio a ser convertida na atual Lei nº 12.973/2014 a qual revoga o Regime Tributário de Transição (RTT) e traz outras providências, dentre elas: (i) alterações no Decreto-Lei nº 1.598/1977 que trata do imposto de renda das pessoas jurídicas, bem como altera a legislação pertinente à contribuição social sobre o lucro líquido; (ii) definição do tratamento específico sobre tributação de lucros ou dividendos; (iii) inclui disposições sobre o cálculo de juros sobre capital próprio; e inclui considerações sobre investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial.

As disposições previstas na Lei nº 12.973/2014 tiveram sua vigência a partir de 1º de Janeiro de 2015, cujos efeitos estão refletidos nessas demonstrações contábeis em 31/12/2015.

## 10 – CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

### a) Composição

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
<b><u>Circulante</u></b>		
Cauções e outros depósitos vinculados	10.982	10.982
	<b>10.982</b>	<b>10.982</b>
<b><u>Não Circulante</u></b>		
Depósitos vinculados a litígios	909.862	575.757
Cauções e outros depósitos vinculados	113.175	66.138
	<b>1.023.037</b>	<b>641.895</b>
<b>Total</b>	<b>1.034.019</b>	<b>652.877</b>

### b) Depósitos vinculados a litígios

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
Trabalhistas	186.492	161.160
Cíveis	624.697	337.753
Fiscais	98.673	76.844
<b>Total</b>	<b>909.862</b>	<b>575.757</b>

Referem-se a valores vinculados a processos existentes nas esferas judicial e administrativa. Do montante registrado em 31/12/2015, R\$ 783.960 (R\$ 472.474, em 31/12/2014) estão diretamente relacionados às provisões relativas a processos trabalhistas, cíveis e fiscais, com risco de perda provável, demonstrados na nota 27, sendo a variação no período motivada, em grande parte, pelo bloqueio judicial de aplicações financeiras da Companhia, no âmbito do processo do Fator K.

O valor referente à atualização monetária, registrado no exercício de 2015 como receita financeira é de R\$ 25.673 (R\$ 36.138 em 2014).

### c) Cauções e outros depósitos vinculados

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
<b><u>Circulante</u></b>		
Cauções e outros depósitos vinculados	10.980	10.980
Outros	2	2
	<b>10.982</b>	<b>10.982</b>
<b><u>Não Circulante</u></b>		
Caução contratual BB	30.150	30.150
Caução contratual CEF	40.000	-
Carta de crédito BNB	41.943	34.906
Garantia contratual BNB	1.082	1.082
	<b>113.175</b>	<b>66.138</b>
<b>Total</b>	<b>124.157</b>	<b>77.120</b>

A caução contratual CEF foi constituída para garantir carta-fiança emitida pelo Banco Safra contra a Energia Sustentável do Brasil S.A.. A natureza e finalidade das demais cauções/garantias estão demonstradas na nota 22.

## 11 – ALMOXARIFADO

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
<b>Matéria-prima para a produção de energia elétrica</b>	<b>276</b>	<b>2.367</b>
<b>Material</b>		
Almoxarifado	64.524	62.748
Destinado a alienação	14.376	21.297
Outros	6.643	2.525
	<b>85.543</b>	<b>86.570</b>
<b>Adiantamentos a fornecedores</b>	<b>366</b>	<b>445</b>
<b>Total</b>	<b>86.185</b>	<b>89.382</b>

## 12 – SERVIÇOS EM CURSO

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
<b>Circulante</b>		
Pessoal	46.135	35.633
Material	9.363	9.126
Serviços de terceiros	100.164	92.251
Pesquisa e desenvolvimento	1.738	2.226
Outros	5.137	5.141
	<b>162.537</b>	<b>144.377</b>
<b>Não Circulante</b>		
Outros	75.000	75.000
	<b>75.000</b>	<b>75.000</b>
<b>Total</b>	<b>237.537</b>	<b>219.377</b>

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.

### 13 – Dividendos a receber

Correspondem aos dividendos a receber das SPEs conforme quadro abaixo:

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	13.575	7.257
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	5.780	-
Energética Águas da Pedra S.A.	2.181	1.124
Integração Transmissora de Energia S.A.	1.209	-
Pedra Branca S.A.	542	-
Vamcruz I Participações S.A.	523	-
Sete Gameleiras S.A.	437	-
São Pedro do Lago S.A.	371	258
Manaus Transmissora de Energia S.A.	50	-
Manaus Construtora Ltda.	9.178	12.350
<b>Total</b>	<b>33.846</b>	<b>20.989</b>

### 14 – Fachesf Saúde Mais

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

### 15 – Adiantamentos a controladas em conjunto (AFAC)

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

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	590.189	453.761
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	101.000	101.000
Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	14.625
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	-	20.629
Cia. Energética SINOP S.A.	36.750	-
Serra das Vacas Holding S.A.	25.005	-
ESBR Participações S.A.	105.200	-
Vamcruz I Participações S.A.	66.892	-
Chapada Piauí I Holding S.A.	14.040	-
<b>Total</b>	<b>939.076</b>	<b>590.015</b>

#### 15.1 – 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 assumira a totalidade das ações da SPE.

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

## 16 - OUTROS ATIVOS

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
<b>Circulante</b>		
Adiantamentos a empregados	45.804	30.391
Financiamentos a terceiros	3.214	3.337
Alienações em curso	21.820	17.104
Desativações em curso	11	767
Prêmios de seguros	4.246	4.521
Gastos reembolsáveis	11.477	11.672
Alienações de bens e direitos	14.837	14.933
Adiantamentos a fornecedores	18.271	16.621
Adiantamentos à Eletropar	-	5.279
Serviços prestados a terceiros	9.389	9.268
Contas a receber - Eletropar	3.655	-
Outras provisões operacionais	(14.092)	(14.092)
Outros	35.846	25.796
	<b>154.478</b>	<b>125.597</b>
<b>Não Circulante</b>		
Bens e direitos destinados à alienação	10.542	12.479
Adiantamentos à Eletropar	-	1.456
FGTS - Conta-Empresa	4.552	4.347
Financiamentos a terceiros	795	4.003
Reserva Global de Reversão	10.623	3.776
Contas a receber - Eletropar	958	-
Outros	15	12
	<b>27.485</b>	<b>26.073</b>
<b>Total</b>	<b>181.963</b>	<b>151.670</b>

**17 - INVESTIMENTOS****17.1 - Composição:**

	<b>31/12/2015</b>	<b>31/12/2014 (não auditado)</b>
<b><u>Participações societárias permanentes</u></b>		
Controladas	598.935	120.656
Controladas em conjunto	4.351.282	3.887.444
Coligadas	103.307	89.580
Outras participações	529	523
<b>Total participações societárias</b>	<b>5.054.053</b>	<b>4.098.203</b>
<b><u>Outros investimentos</u></b>		
Bens e direitos para uso futuro	2.212	2.217
Outros	1.091	1.096
<b>Total outros investimentos</b>	<b>3.303</b>	<b>3.313</b>
<b>Total</b>	<b>5.057.356</b>	<b>4.101.516</b>

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 – Participação direta

<b>Empresas</b>	<b>31/12/2015</b>	<b>31/12/2014 (não auditado)</b>
<b>Controladas</b>		
<b>Complexo Eólico Pindaí I</b>		
- 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%
<b>Complexo Eólico Pindaí II</b>		
- Coqueirinho 2 Energia S.A.	99,98%	99,98%
- Papagaio Energia S.A.	99,96%	99,96%
<b>Complexo Eólico Pindaí III</b>		
- Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.	83,01%	49,00%
<b>Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.</b>	100,00%	49,00%
<b>Controladas em conjunto</b>		
<b>STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.</b>	49,00%	49,00%
<b>Integração Transmissora de Energia S.A.</b>	12,00%	12,00%
<b>Interligação Elétrica do Madeira S.A.</b>	24,50%	24,50%
<b>ESBR Participações S.A.</b>	20,00%	20,00%
<b>Manaus Transmissora de Energia S.A.</b>	19,50%	19,50%
<b>Manaus Construtora Ltda.</b>	19,50%	19,50%
<b>TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.</b>	49,00%	49,00%
<b>Norte Energia S.A.</b>	15,00%	15,00%
<b>Complexo Eólico Sento Sé I</b>		
- 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%
<b>Complexo Eólico Sento Sé II</b>		
- 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%
<b>Complexo Eólico Sento Sé III</b>		
- Baraúnas II Energética S.A.	49,00%	49,00%
- Banda de Couro Energética S.A.	49,00%	49,00%
<b>Interligação Elétrica Garanhuns S.A.</b>	49,00%	49,00%
<b>Vamcruz I Participações S.A.</b>	49,00%	-
<b>Complexo Eólico VamCruz</b>		
- Usina Energia Eólica Junco I S.A.	-	49,00%
- Usina Energia Eólica Junco II S.A.	-	49,00%
- Usina Energia Eólica Caiçara I S.A.	-	49,00%
- Usina Energia Eólica Caiçara II S.A.	-	49,00%
<b>Chapada do Piauí I Holding S.A.</b>	49,00%	-
<b>Complexo Eólico Chapada do Piauí I</b>		
- Ventos de Santa Joana IX Energias Renováveis S.A.	-	49,00%
- Ventos de Santa Joana X Energias Renováveis S.A.	-	49,00%
- Ventos de Santa Joana XI Energias Renováveis S.A.	-	49,00%
- Ventos de Santa Joana XII Energias Renováveis S.A.	-	49,00%
- Ventos de Santa Joana XIII Energias Renováveis S.A.	-	49,00%
- Ventos de Santa Joana XV Energias Renováveis S.A.	-	49,00%
- Ventos de Santa Joana XVI Energias Renováveis S.A.	-	49,00%
<b>Chapada do Piauí II Holding S.A.</b>	49,00%	-
<b>Complexo Eólico Chapada do Piauí II</b>		
- Ventos de Santa Joana I Energias Renováveis S.A.	-	49,00%
- Ventos de Santa Joana III Energias Renováveis S.A.	-	49,00%
- Ventos de Santa Joana IV Energias Renováveis S.A.	-	49,00%
- Ventos de Santa Joana V Energias Renováveis S.A.	-	49,00%
- Ventos de Santa Joana VII Energias Renováveis S.A.	-	49,00%
- Ventos Santo Augusto IV Energias Renováveis S.A.	-	49,00%
<b>Eólica Serra das Vacas Holding S.A.</b>		
<b>Complexo Eólico Serra das Vacas</b>		
- Eólica Serra das Vacas I S.A.	-	49,00%
- Eólica Serra das Vacas II S.A.	-	49,00%
- Eólica Serra das Vacas III S.A.	-	49,00%
- Eólica Serra das Vacas IV S.A.	-	49,00%
<b>Companhia Energética SINOP S.A.</b>	24,50%	24,50%
<b>Coligada</b>		
<b>Energética Águas da Pedra S.A.</b>	24,50%	24,50%

### **Complexo Eólico Pindaí I**

A Companhia, em consórcio com a empresa Sequoia Capital, venceu o 5º Leilão de Energia de Reserva (5º LER), promovido pela Aneel em 23/08/2013, cujo objeto foi a compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração eólica. Serão implantados oito parques eólicos, através das empresas Acauã Energia S.A., Angical 2 Energia S.A., Arapapá Energia S.A., Caititú 2 Energia S.A., Caititú 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 junho e outubro de 2016 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 2015, a Companhia realizou aportes de capital nessas SPEs no valor total de R\$ 254.613, sendo: R\$ 27.032 na Acauã; R\$ 38.489 na Angical 2; R\$ 14.716 na Arapapá; R\$ 34.959 na Caititú 2; R\$ 31.260 na Caititú 3; R\$ 39.135 na Carcará; R\$ 39.696 na Corrupião 3; e R\$ 29.326 na Teiú 2; e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 2.748 (R\$ 784 em 2014) 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 para junho de 2016 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 SPEs. Durante o exercício de 2015, a Companhia realizou aportes de capital no montante de R\$ 115.273, sendo: R\$ 70.723 na Coqueirinho 2; e R\$ 44.550 na Papagaio e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 1.545 (R\$ 28 em 2014) 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 agosto de 2016 e prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos. A participação da Companhia nesse empreendimento é de 83,01%. Durante o exercício de 2015, a Companhia efetivou aportes no montante de R\$ 66.795 e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 623 (perda de R\$ 20 em 2014) 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/15); SE Campina Grande III, 500/230 kV (início da operação em mai/15); SE Ceará Mirim, 500/230 kV (início da operação em out/15), 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 comporão 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. No final de 2015 ocorreu uma mudança na composição acionária dessa SPE, passando a Chesf a deter 100,0% de participação acionária. Durante o exercício de 2015 a Companhia realizou Adiantamento para Futuro Aumento de Capital – AFAC, no valor

de R\$ 136.428 (R\$ 275.611, em 2014), e apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 28.899 (ganho de R\$ 5.675, em 2014).

#### **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/2006. A participação acionária da Companhia nessa SPE corresponde a 49,0%. Durante o exercício de 2015 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 45.475 (ganho de R\$ 46.014, em 2014).

#### **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 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 2015 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 6.727 (ganho de R\$ 5.573, em 2014).

#### **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 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 2015, a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial de R\$ 58.853 (ganho de R\$ 32.388, em 2014).

#### **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 2015 com 37 unidades em operação comercial, totalizando 2.775 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 2015 a Companhia efetivou aportes de capital no montante de R\$ 90.000 e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 147.620 (perda de R\$ 230.788, em 2014).

#### **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/2013. Durante o exercício de 2015, a Companhia realizou aportes de capital no montante de R\$ 17.420 e apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 11.787 (ganho de R\$ 8.755, em 2014).

#### **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 2015 a Companhia apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 322 (ganho de R\$ 4.164, em 2014).

#### **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/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 2015 a Companhia apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 20.777 (perda de R\$ 23.968, em 2014).

#### **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 será 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. No exercício, a Companhia efetivou aportes de capital no montante de R\$ 245.249, e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 7.225 (perda de R\$ 32.508, em 2014).

#### **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 janeiro/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 2015 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 6.672 (ganho de R\$ 2.123, em 2014) 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 Brennan Energia e Brennan 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 29,7 MW de potência instalada cada. Os Parques eólicos Mussambê, Baraúnas I e Morro Branco I entraram em operação comercial em outubro/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, aporte de capital no montante de R\$ 21.064, sendo: R\$ 1.674, na SPE Morro Branco I; R\$ 17.596, na SPE Baraúnas I; e R\$ 1.794 na SPE Mussambê Energética, e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 442 (perda de R\$ 81 em 2014) 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 e com início de operação previsto para abril/2016 e prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos. A Companhia possui 49,0% de participação nesses empreendimentos. Durante o exercício de 2015 a Companhia apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 63 (R\$ 14 em 2014) 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 SIN, 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/2015. A Companhia possui 49,0% da participação na investida e realizou, no exercício, aportes de R\$ 116.865 e Adiantamento para Futuro Aumento de Capital – AFAC, no valor de R\$ 27.881. Durante o exercício de 2015 a Companhia apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 26.361 (ganho de R\$ 16.717, em 2014).

### **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 mesmas entraram em operação em novembro/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. A Companhia realizou no exercício, aportes de capital nessa SPE no montante de R\$ 392, e apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 506 (perda de R\$ 42, em 2014) 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. As SPEs 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 e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 9.560 (sem comparativo em 2014).

**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, III, IV, V e VII e Ventos de Santo Augusto IV, situados nos municípios de Marcolândia, Caldeirão Grande e Simões, no Piauí, com 30 MW de potência instalada com início das operações previsto para janeiro/2016 e 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 2015, a Companhia realizou aportes de capital nessa SPE no montante de R\$ 36.523, realizou a transferência das participações detidas nas SPEs para a Chapada do Piauí II Holding S.A. no valor de R\$ 87.545 e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 2.358 (sem comparativo em 2014).

**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, com 30 MW de potência instalada cada parque, com início das operações previsto para janeiro/2016 e 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 2015, a Companhia transferiu suas participações no capital social detidas nas SPEs para a Eólica Serra das Vacas Holding S.A. no valor de R\$ 89.702 e apurou perda com equivalência patrimonial no montante de R\$ 592 (sem comparativo em 2014).

**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 março/2017 e prazo de duração de 35 (trinta e cinco) anos. A participação da Companhia nesse empreendimento é 24,5%. A Chesf realizou no exercício R\$ 36.750 em Adiantamento para Futuro Aumento de Capital – AFAC, e apurou ganho com equivalência patrimonial no montante de R\$ 2.479 (perda de R\$ 4.249 2014) 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 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. Durante o exercício de 2015, a Companhia efetivou aportes no montante de R\$ 2.450 e apurou ganho com equivalência patrimonial, no montante de R\$ 13.533 (ganho de R\$ 2.030, em 2014).

**17.2 – Movimentação das Participações Societárias Permanentes:**

	31/12/2014 (não auditado)	Aumento de Capital	Dividendos	Resultado de participação societária	Outros	31/12/2015
<b>Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial</b>						
<b><u>Controladas</u></b>						
- Complexo Eólico Pindaí I	85.866	254.613	-	(2.748)	-	337.731
- Complexo Eólico Pindaí II	34.790	115.273	-	(1.545)	-	148.518
- Complexo Eólico Pindaí III	10.435	66.795	-	(623)	-	76.607
- Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	7.180	-	-	28.899	-	36.079
<b><u>Controladas em conjunto</u></b>						
- STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	163.434	-	(31.968)	45.475	-	176.941
- Integração Transmissora de Energia S.A.	41.064	-	(5.707)	6.727	-	42.084
- Interligação Elétrica do Madeira S.A.	444.155	-	(13.977)	58.853	-	489.031
- ESBR Participações S.A.	1.453.682	90.000	-	(147.620)	-	1.396.062
- Manaus Transmissora de Energia S.A.	215.793	17.420	(50)	11.787	-	244.950
- Manaus Construtora Ltda.	4.724	-	3.047	(322)	-	7.449
- TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	28.013	-	-	(20.777)	-	7.236
- Norte Energia S.A.	804.066	245.249	-	(7.225)	-	1.042.090
- Complexo Eólico Sento Sé I	51.323	-	(1.092)	6.672	-	56.903
- Complexo Eólico Sento Sé II	35.477	21.064	-	(442)	-	56.099
- Complexo Eólico Sento Sé III	1.576	-	-	(63)	-	1.513
- Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	181.526	116.865	(5.780)	26.361	-	318.972
- VamCruz I Participações S.A.	-	392	(523)	149	73.350	73.368
- Complexo Eólico VamCruz	72.993	-	-	357	(73.350)	-
- Chapada do Piauí I Holding S.A.	-	-	-	(9.105)	118.602	109.497
- Complexo Eólico Chapada do Piauí I	119.057	-	-	(455)	(118.602)	-
- Chapada do Piauí II Holding S.A.	-	36.523	-	(1.878)	107.542	142.187
- Complexo Eólico Chapada do Piauí II	108.022	-	-	(480)	(107.542)	-
- Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	-	-	-	(236)	97.610	97.374
- Complexo Eólico Serra das Vacas	57.877	40.089	-	(356)	(97.610)	-
- Companhia Energética SINOP S.A.	87.047	-	-	2.479	-	89.526
<b><u>Coligada</u></b>						
- Energética Águas da Pedra S.A.	89.580	2.450	(2.256)	13.533	-	103.307
<b>Avaliadas ao custo</b>						
- Outras participações	523	-	-	-	6	529
<b>Total</b>	<b>4.098.203</b>	<b>1.006.733</b>	<b>(58.306)</b>	<b>7.417</b>	<b>6</b>	<b>5.054.053</b>

### 17.3 - Equivalência Patrimonial

	Investimento	Patrimônio Líquido	Resultado até 30/11/2015	Equivalência Patrimonial
<b>Controladas</b>				
Complexo Eólico Pindaí I	337.731	337.893	(2.749)	(2.748)
Complexo Eólico Pindaí II	148.518	148.559	(1.545)	(1.545)
Complexo Eólico Pindaí III	76.607	92.286	(750)	(623)
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	36.079	36.079	28.899	28.899
<b>Controladas em conjunto</b>				
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	176.941	361.105	92.806	45.475
Integração Transmissora de Energia S.A.	42.084	350.703	56.062	6.727
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	489.031	1.996.044	240.216	58.853
ESBR Participações S.A.	1.396.062	6.980.313	(738.099)	(147.620)
Manaus Transmissora de Energia S.A.	244.950	1.256.151	60.446	11.787
Manaus Construtora Ltda.	7.449	38.198	(1.650)	(322)
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	7.236	14.768	(42.400)	(20.777)
Norte Energia S.A.	1.042.090	6.947.265	(48.164)	(7.225)
Complexo Eólico Sento Sé I	56.903	116.129	13.618	6.672
Complexo Eólico Sento Sé II	56.099	114.487	(902)	(442)
Complexo Eólico Sento Sé III	1.513	3.086	(130)	(63)
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	318.972	650.964	53.798	26.361
Vamcruz I Participações S.A.	73.368	149.731	1.033	149
Complexo Eólico VamCruz	-	-	-	357
Chapada do Piauí I Holding S.A.	109.497	176.734	(19.511)	(9.105)
Complexo Eólico Chapada do Piauí I	-	-	-	(455)
Chapada do Piauí II Holding S.A.	142.187	249.030	(4.813)	(1.878)
Complexo Eólico Chapada do Piauí II	-	-	-	(480)
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	97.374	183.076	(1.208)	(236)
Complexo Eólico Serra das Vacas	-	-	-	(356)
Companhia Energética SINOP S.A.	89.526	365.412	10.119	2.479
<b>Coligada</b>				
Energética Águas da Pedra S.A.	103.307	421.660	55.238	13.533
<b>TOTAL</b>	<b>5.053.524</b>	<b>20.989.673</b>	<b>(249.686)</b>	<b>7.417</b>

Obs.: As informações da ESBR Participações S.A., Complexo Pindaí III e da Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A. possuem data-base em 31/12/2015.

### 17.4. Combinação de negócios

#### 17.4.1 – Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.

- Informações da transação**

No 4º trimestre de 2015, a Companhia adquiriu o controle sobre a SPE Tamanduá Mirim 2 Energia S.A., pertencente ao Complexo Eólico Pindaí III, mediante a diluição, de forma definitiva, da participação acionária do Sócio Sequoia Capital Ltda. no referido empreendimento.

Conforme o estabelecido no acordo de acionistas desta SPE, a partir de aporte realizado pela Chesf em 18/11/2015, a participação acionária da acionista Sequoia Capital Ltda. passou a ser diluída, devido à ausência de aporte de capital por essa acionista, e em consequência desse fato a Chesf passou a ter percentualmente a maioria no capital social da SPE, porém ainda não o seu controle, uma vez que não foram observados outros critérios, tais como, o direito de eleger a maioria dos Conselheiros de Administração e Fiscal e a totalidade da diretoria, mudança no quorum para deliberação das Assembleias e Conselho de Administração para maioria absoluta, critérios esses que passaram a ser observados em 26 de novembro de 2015, quando a Chesf passou a ter 82,7% do capital social, e posteriormente atingindo 83,01% em 17/12/2015.

Apesar de a Companhia ter adquirido o controle do negócio, mediante esta operação, não houve pagamento de contraprestação, ou qualquer prêmio para aquisição de controle, sendo o valor da operação de aquisição correspondente ao valor patrimonial das ações subscritas e não integralizadas pelo Sócio.

• **Determinação do valor justo da contraprestação**

Em consonância com o CPC 15 (R1) os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos devem ser mensurados e reconhecidos nas demonstrações financeiras sempre a valor justo.

Considerando que a empresa foi constituída em 2014 e encontra-se em fase pré-operacional, ter iniciado recentemente as obras de construção dos ativos de geração, a administração da Companhia concluiu que o valor justo dos ativos adquiridos, passivos e passivos contingentes assumidos era consistente com seus respectivos saldos contábeis.

Demonstramos abaixo quadro comparativo entre o valor justo e o valor contábil dos principais itens do Balanço Patrimonial da referida SPE levantado em 31/10/2015:

Ativo	Valores Contábeis (1)	Valores Justos (2)	Passivo	Valores Contábeis (1)	Valores Justos (2)
<b><u>Circulante</u></b>			<b><u>Circulante</u></b>		
Caixa e Equivalentes de Caixa	46	46	Fornecedores	551	551
Tributos Compensáveis	69	69	Tributos	70	70
Despesas Pagas Antecipadamente	59	59	Partes Relacionadas	468	468
Outros	153	153		<b>1.089</b>	<b>1.089</b>
	<b>327</b>	<b>327</b>			
<b><u>Não Circulante</u></b>			<b><u>Patrimônio Líquido</u></b>		
Imobilizado	26.540	26.540	Capital	29.400	29.400
Intangível	2.800	2.800	Prejuízos Acumulados	(822)	(822)
	<b>29.340</b>	<b>29.340</b>		<b>28.578</b>	<b>28.578</b>
<b>Total do Ativo</b>	<b>29.667</b>	<b>29.667</b>	<b>Total do Passivo</b>	<b>29.667</b>	<b>29.667</b>

1 - Os valores contábeis constam nos demonstrativos financeiros em 31/10/2015

2 - Os valores justos dos ativos e passivos foram avaliados e calculados pela área técnica da Chesf.

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

### BALANÇO PATRIMONIAL

INVESTIDAS	2015								2014 (não auditado)							
	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					
STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	225.335	537.567	458	763.360	66.246	336.009	361.105	763.360	203.520	532.840	549	736.909	42.878	360.491	333.540	736.909
Integração Transmissora de Energia S.A.	148.977	496.086	-	645.063	80.621	213.739	350.703	645.063	118.337	506.925	-	625.262	39.371	243.693	342.198	625.262
Energética Águas da Pedra S.A.	101.065	17.354	753.114	871.533	97.852	352.021	421.660	871.533	49.350	16.579	760.345	826.274	76.280	384.360	365.634	826.274
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	673.878	4.572.575	41.627	5.288.080	347.620	2.944.416	1.996.044	5.288.080	255.191	4.262.394	29.954	4.547.539	209.730	2.524.929	1.812.880	4.547.539
ESBR Participações S.A.	908.570	1.655.056	21.646.808	24.210.434	1.422.013	15.808.108	6.980.313	24.210.434	506.661	1.379.947	20.338.744	22.225.352	719.454	14.237.486	7.268.412	22.225.352
Manaus Transmissora de Energia S.A.	310.344	2.385.339	248	2.695.931	342.567	1.097.213	1.256.151	2.695.931	171.568	2.335.490	15.204	2.522.262	422.581	993.050	1.106.631	2.522.262
Manaus Construtora Ltda.	90.955	331	-	91.286	6.020	47.068	38.198	91.286	101.277	540	-	101.817	77.596	-	24.221	101.817
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	23.161	238.717	166	262.044	21.551	225.725	14.768	262.044	38.296	281.152	153	319.601	5.304	257.128	57.169	319.601
Norte Energia S.A.	940.254	271.620	29.964.727	31.176.601	719.033	23.510.303	6.947.265	31.176.601	1.059.934	164.187	21.040.523	22.264.644	884.654	16.019.553	5.360.437	22.264.644
Complexo Eólico Sento Sé I	14.239	28.147	293.682	336.068	21.447	198.492	116.129	336.068	12.388	10.468	308.552	331.408	17.837	208.832	104.739	331.408
Complexo Eólico Sento Sé II	18.030	-	368.761	386.791	41.120	231.184	114.487	386.791	82.756	-	79.896	162.652	90.246	-	72.406	162.652
Complexo Eólico Sento Sé III	9.602	1	151.168	160.771	157.685	-	3.086	160.771	1.089	-	8.660	9.749	6.530	-	3.219	9.749
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	71.528	625.618	144	697.290	42.425	618.786	36.079	697.290	42.140	441.850	125	484.115	7.713	461.750	14.652	484.115
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	118.384	1.046.325	184	1.164.893	60.084	453.845	650.964	1.164.893	41.904	778.635	203	820.742	39.518	410.764	370.460	820.742
VamCruz I Participações S.A.	7.935	(57.445)	582.766	533.256	234.629	148.896	149.731	533.256	-	-	-	-	-	-	-	-
Complexo Eólico VamCruz	-	-	-	-	-	-	-	-	100.733	29.014	51.151	180.898	2.516	29.411	148.971	180.898
Chapada do Piauí I Holding S.A.	51.418	132	809.359	860.909	86.607	597.568	176.734	860.909	-	-	-	-	-	-	-	-
Complexo Eólico Chapada do Piauí I	-	-	-	-	-	-	-	-	60.767	-	486.434	547.201	350.964	-	196.237	547.201
Chapada do Piauí II Holding S.A.	85.298	-	864.913	950.211	675.323	25.858	249.030	950.211	-	-	-	-	-	-	-	-
Complexo Eólico Chapada do Piauí II	-	-	-	-	-	-	-	-	79.741	-	103.454	183.195	3.885	-	179.310	183.195
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	20.288	53	463.716	484.057	250.400	50.581	183.076	484.057	-	-	-	-	-	-	-	-
Complexo Eólico Serra das Vacas	-	-	-	-	-	-	-	-	22.802	228	80.206	103.236	769	-	102.467	103.236
Companhia Energética SINOP S.A.	56.761	2.491	844.803	904.055	403.643	135.000	365.412	904.055	326.466	-	51.812	378.278	1.296	21.688	355.294	378.278
Complexo Eólico Pindaí I	151.261	-	196.837	348.098	10.205	-	337.893	348.098	87.885	652	13.885	102.422	8.810	7.706	85.906	102.422
Complexo Eólico Pindaí II	29.503	-	119.992	149.495	936	-	148.559	149.495	34.497	-	4.967	39.464	4.575	90	34.799	39.464
Complexo Eólico Pindaí III	16.737	-	76.560	93.297	1.011	-	92.286	93.297	21.204	-	3.058	24.262	2.813	154	21.295	24.262
<b>Total</b>	<b>4.073.523</b>	<b>11.819.967</b>	<b>57.180.033</b>	<b>73.073.523</b>	<b>5.089.038</b>	<b>46.994.812</b>	<b>20.989.673</b>	<b>73.073.523</b>	<b>3.418.506</b>	<b>10.740.901</b>	<b>43.377.875</b>	<b>57.537.282</b>	<b>3.015.320</b>	<b>36.161.085</b>	<b>18.360.877</b>	<b>57.537.282</b>

Obs.: Data-base das demonstrações 30/11/2015, exceto ESBR Participações S.A., Complexo Eólico Pindaí III e da Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A., cujas demonstrações possuem data-base em 31/12/2015.

### DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

INVESTIDAS	2015								2014 (não auditado)							
	Receita Oper.	Despesa Oper.	Resultado do	Resultado	Resultado	I. Renda e C.	Incentivos Fiscais	Resultado do	Receita Oper.	Despesa Oper.	Resultado do	Resultado	Resultado	I. Renda e C.	Incentivos Fiscais	Resultado do
	Líquida		Serviço	Financeiro	Operacional	Social		Exercício	Líquida		Serviço	Financeiro	Operacional	Social		Exercício
STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	159.741	(18.917)	140.824	(24.784)	116.040	(39.884)	16.650	92.806	147.533	(16.564)	130.969	(15.973)	114.996	(37.522)	16.434	93.908
Integração Transmissora de Energia S.A.	101.344	(19.709)	81.635	(11.057)	70.578	(24.250)	9.734	56.062	91.236	(18.086)	73.150	(16.535)	56.615	(18.532)	8.356	46.439
Energética Águas da Pedra S.A.	207.027	(116.912)	90.115	(27.531)	62.584	(7.346)	-	55.238	195.266	(138.306)	56.960	(27.029)	29.931	(4.779)	-	25.152
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	610.279	(43.884)	566.395	(224.107)	342.288	(102.072)	-	240.216	558.742	(259.610)	299.132	(98.872)	200.260	(68.065)	-	132.195
ESBR Participações S.A.	2.412.946	(2.826.861)	(413.915)	(672.570)	(1.086.485)	348.386	-	(738.099)	754.272	(2.405.802)	(1.651.530)	(177.284)	(1.828.814)	674.872	-	(1.153.942)
Manaus Transmissora de Energia S.A.	182.519	(18.323)	164.196	(74.094)	90.102	(29.656)	-	60.446	200.433	(21.405)	179.028	(94.576)	84.452	(39.554)	-	44.898
Manaus Construtora Ltda.	-	(982)	(982)	(926)	(1.908)	258	-	(1.650)	32.415	(544)	31.871	418	32.289	(10.934)	-	21.355
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	38.805	(81.705)	(42.900)	(4.823)	(47.723)	5.323	-	(42.400)	30.387	(63.453)	(33.066)	(4.405)	(37.471)	(11.442)	-	(48.913)
Norte Energia S.A.	120.653	(293.282)	(172.629)	10.960	(161.669)	113.505	-	(48.164)	-	(236.114)	(236.114)	(3.338)	(239.452)	22.731	-	(216.721)
Complexo Eólico Sento Sé I	66.015	(33.629)	32.386	(15.896)	16.490	(2.872)	-	13.618	53.356	(31.403)	21.953	(15.015)	6.938	(2.606)	-	4.332
Complexo Eólico Sento Sé II	412	(1.260)	(848)	(44)	(892)	(10)	-	(902)	16	(151)	(135)	(30)	(165)	-	-	(165)
Complexo Eólico Sento Sé III	-	(116)	(116)	(14)	(130)	-	-	(130)	-	(24)	(24)	(2)	(26)	-	-	(26)
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	258.114	(230.335)	27.779	1.325	29.104	(205)	-	28.899	304.404	(288.473)	15.931	1.582	17.513	(5.932)	-	11.581
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	279.257	(175.652)	103.605	(22.140)	81.465	(27.667)	-	53.798	368.107	(299.959)	68.148	(16.455)	51.693	(17.575)	-	34.118
VamCruz I Participações S.A.	1.128	(1.364)	(236)	2.811	2.575	(1.542)	-	1.033	-	-	-	-	-	-	-	-
Complexo Eólico Vamcruz	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(613)	(613)	524	(89)	-	-	(89)
Chapada do Piauí I Holding S.A.	44.733	(18.847)	25.886	(43.941)	(18.055)	(1.456)	-	(19.511)	-	-	-	-	-	-	-	-
Complexo Eólico Chapada do Piauí I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5)	(5)	-	(5)	-	-	(5)
Chapada do Piauí II Holding S.A.	-	(223)	(223)	(4.590)	(4.813)	-	-	(4.813)	-	-	-	-	-	-	-	-
Complexo Eólico Chapada do Piauí II	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)	-	(1)	-	-	(1)
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	-	(2.661)	(2.661)	1.453	(1.208)	-	-	(1.208)	-	-	-	-	-	-	-	-
Complexo Eólico Serra das Vacas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.061)	(1.061)	68	(993)	-	-	(993)
Companhia Energética SINOP S.A.	-	(10.786)	(10.786)	18.414	7.628	2.491	-	10.119	-	(5.043)	(5.043)	(12.300)	(17.343)	-	-	(17.343)
Complexo Eólico Pindaí I	-	(4.264)	(4.264)	1.794	(2.470)	(279)	-	(2.749)	-	(1.029)	(1.029)	265	(764)	(20)	-	(784)
Complexo Eólico Pindaí II	-	(2.648)	(2.648)	1.094	(1.554)	9	-	(1.545)	-	(83)	(83)	120	37	(9)	-	28
Complexo Eólico Pindaí III	-	(2.033)	(2.033)	1.283	(750)	-	-	(750)	-	(61)	(61)	21	(40)	-	-	(40)
<b>Total</b>	<b>4.482.973</b>	<b>(3.904.393)</b>	<b>578.580</b>	<b>(1.087.383)</b>	<b>(508.803)</b>	<b>232.733</b>	<b>26.384</b>	<b>(249.686)</b>	<b>2.736.167</b>	<b>(3.787.790)</b>	<b>(1.051.623)</b>	<b>(478.816)</b>	<b>(1.530.439)</b>	<b>480.633</b>	<b>24.790</b>	<b>(1.025.016)</b>

Obs.: Data-base das demonstrações 30/11/2015, exceto ESBR Participações S.A., Complexo Eólico Pindaí III e da Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A., cujas demonstrações possuem data-base em 31/12/2015.

## 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 (%)	31/12/2015	2014 (não auditado)
<b>Geração</b>			
Imobilizações em serviço	2,36%	18.308.914	18.221.498
Depreciação acumulada		(9.292.620)	(8.956.647)
Imobilizações em curso		1.150.451	1.153.836
Retificadora MP 579		(8.489.466)	(8.770.362)
Impairment		(507.262)	(502.056)
<b>Total da Geração</b>		<b>1.170.017</b>	<b>1.146.269</b>
<b>Transmissão</b>			
Imobilizações em serviço	3,22%	9.976.821	9.527.064
Depreciação acumulada		(4.977.902)	(4.719.587)
Imobilizações em curso		2.994.616	2.714.051
Retificadora MP 579		(3.215.494)	(3.342.595)
Impairment		(1.307.067)	(943.324)
<b>Total da Transmissão</b>		<b>3.470.974</b>	<b>3.235.609</b>
<b>Administração</b>			
Imobilizações em serviço	6,46%	1.285.141	1.281.826
Depreciação acumulada		(826.010)	(769.271)
Imobilizações em curso		329.360	298.279
<b>Total da Administração</b>		<b>788.491</b>	<b>810.834</b>
<b>Total</b>		<b>5.429.482</b>	<b>5.192.712</b>

**18.2 - Movimentação do Imobilizado**

Ativo Imobilizado - R\$ Mil	Valor em 31/12/2014 (não auditado)	Adições	Baixas	Transferências	Depreciação	Transferências entre Contas	Provisão	Valor em 31/12/2015
<b>Geração em Serviço</b>								
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)
<b>Total</b>	<b>9.264.850</b>	<b>-</b>	<b>(2.155)</b>	<b>92.987</b>	<b>(339.385)</b>	<b>(9)</b>	<b>-</b>	<b>9.016.294</b>
<b>Geração em Curso</b>								
Máquinas e Equipamentos	168.864	33.360	(269)	(52.883)	-	61	-	149.133
Outros	984.973	56.449	-	(40.104)	-	-	-	1.001.318
<b>Total</b>	<b>1.153.837</b>	<b>89.809</b>	<b>(269)</b>	<b>(92.987)</b>	<b>-</b>	<b>61</b>	<b>-</b>	<b>1.150.451</b>
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)
<b>Total de Geração</b>	<b>1.146.268</b>	<b>68.159</b>	<b>(1.503)</b>	<b>-</b>	<b>(15.674)</b>	<b>62</b>	<b>(27.295)</b>	<b>1.170.017</b>
<b>Transmissão em Serviço</b>								
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)
<b>Total</b>	<b>4.807.478</b>	<b>-</b>	<b>(5.146)</b>	<b>465.447</b>	<b>(268.876)</b>	<b>16</b>	<b>-</b>	<b>4.998.919</b>
<b>Transmissão em Curso</b>								
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
<b>Total</b>	<b>2.714.051</b>	<b>753.203</b>	<b>(7.130)</b>	<b>(465.447)</b>	<b>-</b>	<b>(61)</b>	<b>-</b>	<b>2.994.616</b>
Retificadora MP 579	(3.342.595)	(2.210)	5.146	-	124.170	(5)	-	(3.215.494)
Impairment	(943.324)	-	-	-	-	-	(363.743)	(1.307.067)
<b>Total de Transmissão</b>	<b>3.235.610</b>	<b>750.993</b>	<b>(7.130)</b>	<b>-</b>	<b>(144.706)</b>	<b>(50)</b>	<b>(363.743)</b>	<b>3.470.974</b>
<b>Administração em Serviço</b>								
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)
<b>Total</b>	<b>512.555</b>	<b>-</b>	<b>(921)</b>	<b>13.373</b>	<b>(65.869)</b>	<b>(7)</b>	<b>-</b>	<b>459.131</b>
<b>Administração em Curso</b>								
Máquinas e Equipamentos	142.368	20.431	-	(4.844)	-	-	-	157.955
Outros	155.911	24.023	-	(8.529)	-	-	-	171.405
<b>Total</b>	<b>298.279</b>	<b>44.454</b>	<b>-</b>	<b>(13.373)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>329.360</b>
<b>Total da Administração</b>	<b>810.834</b>	<b>44.454</b>	<b>(921)</b>	<b>-</b>	<b>(65.869)</b>	<b>(7)</b>	<b>-</b>	<b>788.491</b>
<b>Total do Imobilizado</b>	<b>5.192.712</b>	<b>863.606</b>	<b>(9.554)</b>	<b>-</b>	<b>(226.249)</b>	<b>5</b>	<b>(391.038)</b>	<b>5.429.482</b>

Não auditado								
Ativo Imobilizado - R\$ Mil	Valor em 31/12/2013	Adições	Baixas	Transferências	Depreciação	Transferências entre Contas	Provisão	Valor em 31/12/2014
<b>Geração em Serviço</b>								
Terrenos	1.856.705	-	-	-	-	(450)	-	1.856.255
Reservatórios, Barragens e Adutoras	10.026.919	-	(12)	49.039	-	-	-	10.075.946
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	2.070.092	-	(65)	10.000	-	-	-	2.080.027
Máquinas e Equipamentos	4.039.320	-	(25.664)	194.838	-	-	-	4.208.494
Móveis e Utensílios	563	-	(1)	214	-	-	-	776
Depreciação	(8.646.037)	-	25.030	-	(335.640)	-	-	(8.956.647)
<b>Total</b>	<b>9.347.562</b>	<b>-</b>	<b>(712)</b>	<b>254.091</b>	<b>(335.640)</b>	<b>(450)</b>		<b>9.264.851</b>
<b>Geração em Curso</b>								
Máquinas e Equipamentos	262.175	122.420	(70.791)	(144.941)	-	-	-	168.863
Outros	1.221.667	107.520	-	(109.150)	-	-	(235.064)	984.973
<b>Total</b>	<b>1.483.842</b>	<b>229.940</b>	<b>(70.791)</b>	<b>(254.091)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(235.064)</b>	<b>1.153.836</b>
Retificadora MP 579	(9.068.197)	(429)	729	-	297.535	-	-	(8.770.362)
Impairment	(382.170)	-	3	-	22.273	-	(142.162)	(502.056)
<b>Total de Geração</b>	<b>1.381.037</b>	<b>229.511</b>	<b>(70.771)</b>	<b>-</b>	<b>(15.832)</b>	<b>(450)</b>	<b>(377.226)</b>	<b>1.146.269</b>
<b>Transmissão em Serviço</b>								
Terrenos	178.768	-	-	6.260	-	-	-	185.028
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	532.411	-	(33)	5.675	-	-	-	538.053
Máquinas e Equipamentos	8.670.206	-	(24.251)	156.125	-	-	-	8.802.080
Móveis e Utensílios	1.657	-	(5)	251	-	-	-	1.903
Depreciação	(4.466.114)	-	12.958	-	(266.431)	-	-	(4.719.587)
<b>Total</b>	<b>4.916.928</b>	<b>-</b>	<b>(11.331)</b>	<b>168.311</b>	<b>(266.431)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4.807.477</b>
<b>Transmissão em Curso</b>								
Máquinas e Equipamentos	513.670	372.355	(1.570)	(101.977)	-	-	-	782.478
Outros	1.470.007	527.900	-	(66.334)	-	-	-	1.931.573
<b>Total</b>	<b>1.983.677</b>	<b>900.255</b>	<b>(1.570)</b>	<b>(168.311)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.714.051</b>
Retificadora MP 579	(3.657.327)	178.553	11.330	-	124.849	-	-	(3.342.595)
Impairment	(619.324)	-	-	-	-	-	(324.000)	(943.324)
<b>Total de Transmissão</b>	<b>2.623.954</b>	<b>1.078.808</b>	<b>(1.571)</b>	<b>-</b>	<b>(141.582)</b>	<b>-</b>	<b>(324.000)</b>	<b>3.235.609</b>
<b>Administração em Serviço</b>								
Terrenos	10.311	-	(450)	8.452	-	450	-	18.763
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	267.657	-	(2.407)	15.718	-	550	-	281.518
Máquinas e Equipamentos	780.927	-	(17.324)	72.928	-	-	-	836.531
Veículos	101.398	-	(8.968)	7.397	-	-	-	99.827
Móveis e Utensílios	36.884	-	(739)	4.770	-	-	-	40.915
Outros	4.272	-	-	-	-	-	-	4.272
Depreciação	(728.480)	-	24.577	-	(64.818)	(550)	-	(769.271)
<b>Total</b>	<b>472.969</b>	<b>-</b>	<b>(5.311)</b>	<b>109.265</b>	<b>(64.818)</b>	<b>450</b>	<b>-</b>	<b>512.555</b>
<b>Administração em Curso</b>								
Máquinas e Equipamentos	155.797	14.843	-	(28.272)	-	-	-	142.368
Outros	171.551	65.353	-	(80.993)	-	-	-	155.911
<b>Total</b>	<b>327.348</b>	<b>80.196</b>	<b>-</b>	<b>(109.265)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>298.279</b>
<b>Total da Administração</b>	<b>800.317</b>	<b>80.196</b>	<b>(5.311)</b>	<b>-</b>	<b>(64.818)</b>	<b>450</b>	<b>-</b>	<b>810.834</b>
<b>Total do Imobilizado</b>	<b>4.805.308</b>	<b>1.388.515</b>	<b>(77.653)</b>	<b>-</b>	<b>(222.232)</b>	<b>-</b>	<b>(701.226)</b>	<b>5.192.712</b>

### 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
	(%)
<b>Geração</b>	
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
<b>Transmissão</b>	
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
<b>Administração central</b>	
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 (%)	2015			2014 (não auditado)
		Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
<b>Em serviço</b>					
Geração					
Custo histórico	2,36	18.308.915	(9.292.620)	9.016.295	9.264.850
Correção monetária especial					
Reavaliação					
Transmissão					
Custo histórico	3,22	9.976.821	(4.977.902)	4.998.919	4.807.478
Correção monetária especial					
Reavaliação					
Administração					
Custo histórico	6,4	1.285.140	(826.010)	459.130	512.555
Correção monetária especial					
Reavaliação					
		<b>29.570.876</b>	<b>(15.096.532)</b>	<b>14.474.344</b>	<b>14.584.883</b>
<b>Em curso</b>					
Geração		(7.846.276)	-	(7.846.276)	(8.118.582)
Transmissão		(1.527.946)	-	(1.527.946)	(1.571.868)
Administração		329.360	-	329.360	298.279
		<b>(9.044.862)</b>	<b>-</b>	<b>(9.044.862)</b>	<b>(9.392.171)</b>
<b>Total</b>		<b>20.526.014</b>	<b>(15.096.532)</b>	<b>5.429.482</b>	<b>5.192.712</b>

#### 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
intangível (servidões, direitos, software)	576	32.895	-	-	51.264	84.735
Terrenos	(3.510)	-	-	-	-	(3.510)
Reservatórios, Barragens e Aduaras	225	21.844	-	-	408	22.477
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	8.570	14.545	-	-	-	23.115
Máquinas e Equipamentos	426.472	16.206	-	368	4.067	447.113
veículos	1.246	-	-	-	-	1.246
Móveis e Utensílios	2.655	-	-	-	-	2.655
A ratear	5.979	58.371	200.243	2.712	7.690	274.995
Material em depósito	50.707	-	-	-	-	50.707
Adiantamentos a fornecedores	(2.573)	-	-	-	-	(2.573)
<b>Total das Adições</b>	<b>490.347</b>	<b>143.861</b>	<b>200.243</b>	<b>3.080</b>	<b>63.429</b>	<b>900.960</b>

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	149.747
2. ESTRUTURA (POSTE, TORRE)	65.488
3. CONDUTOR	57.476
4. PAINEL, MESA DE COMANDO E CUBÍCULO	50.184
5. DISJUNTORES	34.351
6. ESTRUTURA SUPORTE DE EQUIPAMENTO E BARRAMENTO	30.106
7. GERADOR	23.931
8. BARRAMENTO	20.604
9. CHAVE	19.293
10. COMPORTA	18.979

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	2.614
2. SISTEMA DE ATERRAMENTO EM LT	1.296
3. TERRENOS DE UTILIZAÇÃO GERAL	1.275
4. EQUIPAMENTO GERAL	888
5. TRANSFORMADOR DE MEDIDA POTENCIAL	636
6. PAINEL, MESA DE COMANDO E CUBÍCULO	416
7. DISJUNTOR INFERIOR A 69	380
8. DISJUNTOR	357
9. TRANSFORMADOR DE SERVIÇO AUXILIAR	53
10. TRANSFORMADOR DE ATERRAMENTO	27

## 18.5 – Teste de recuperabilidade de ativos - Impairment

A Administração da Companhia avaliou em 31 de dezembro de 2015 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 7,50% (8,62% para o período de fruição de benefício fiscal) para o segmento de geração não renovados, e 7,00% (8,06% 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\$ 46.775 para perda relativa ao valor não recuperável dos ativos de geração no montante de R\$ 368.949 (R\$ 443.885, em 2014), conforme demonstrado abaixo:

UGC - Impairment	Ano do fim da concessão	Imobilizado (na data do teste)	Taxa de Desconto	Resultado do Teste	Impairment reconhecido em 2014 (não auditado)	Impairment reconhecido em 2015
<b>Geração</b>						
Casa Nova	2036	319.414	7,50%	(199.746)	(111.515)	(51.981)
UTE Camaçari	2027	343.765	7,50%	(597.549)	16.457	21.948
UHE Luiz Gonzaga	2042	30.603	7,00%	(92.951)	(24.827)	24.827
		<b>693.782</b>			<b>(119.885)</b>	<b>(5.206)</b>
<b>Transmissão</b>						
Contrato nº 061/2001	2042	1.361	7,00%	(24.071)	-	(174.389)
Demais contratos de transmissão	Até 2042	2.536	7,00%	(963.234)	(324.000)	(189.354)
		<b>3.897</b>			<b>(324.000)</b>	<b>(363.743)</b>
<b>Total</b>		<b>697.679</b>			<b>(443.885)</b>	<b>(368.949)</b>

## 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:

	<b>31/12/2015</b>	<b>31/12/2014</b> (não auditado)
Encargos financeiros totais	144.567	132.199
(-) Transferência para o imobilizado em curso	(3.080)	(3.211)
<b>Efeito líquido no resultado</b>	<b>141.487</b>	<b>128.988</b>

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

## 19- INTANGÍVEL

### 19.1 - Intangível segregado por natureza e atividade

	Taxas médias anuais de amortização (%)	31/12/2015			31/12/2014 (não auditado)
		Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
<b>Em serviço</b>					
Administração	20,00%	90.150	(67.830)	22.320	31.379
		<b>90.150</b>	<b>(67.830)</b>	<b>22.320</b>	<b>31.379</b>
<b>Em curso</b>					
Administração		22.363	-	22.363	8.871
		<b>22.363</b>	-	<b>22.363</b>	<b>8.871</b>
<b>Total</b>		<b>112.513</b>	<b>(67.830)</b>	<b>44.683</b>	<b>40.250</b>

## 19.2 - Movimentação do Intangível

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

Intangível - R\$ Mil	Valor em 31/12/2013 ( não auditado)	Adições	Transferências	Amortização	Valor em 31/12/2014 ( não auditado)
<b>Administração em Serviço</b>					
Softwares	64.292	-	25.858	-	90.150
Amortização	(52.033)	-	-	(6.738)	(58.771)
	12.259	-	25.858	(6.738)	31.379
<b>Administração em Curso</b>					
Softwares	19.671	15.058	(25.858)	-	8.871
	19.671	15.058	(25.858)	-	8.871
<b>Total do Intangível</b>	<b>31.930</b>	<b>15.058</b>	<b>-</b>	<b>(6.738)</b>	<b>40.250</b>

## 20 - FORNECEDORES

O saldo da conta Fornecedores apresenta a seguinte composição:

	31/12/2015	31/12/2014 ( não auditado)
Energia elétrica comprada	107.818	88.568
Energia elétrica - CCEE	27.897	38.347
Materiais e serviços	218.176	332.075
Encargos de uso da rede elétrica:		
Eletronorte	3.682	5.154
Eletrosul	3.836	5.583
Furnas	4.637	11.646
CTEEP	3.066	3.335
Outros	46.050	52.663
<b>Total</b>	<b>415.162</b>	<b>537.371</b>

## 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:

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
<b><u>Circulante</u></b>		
IRPJ	3.643	-
CSLL	2.592	-
Cofins	28.156	20.711
ICMS	23.069	21.984
INSS	18.886	16.486
PIS/Pasep	6.111	4.496
IRRF	15.804	12.741
FGTS	5.482	4.935
Outros	5.665	10.728
	<b>109.408</b>	<b>92.081</b>
<b><u>Não Circulante</u></b>		
ICMS diferido	-	13.572
	-	<b>13.572</b>
<b>Total</b>	<b>109.408</b>	<b>105.653</b>

### 21.2 - Passivos fiscais diferidos

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

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

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
<b><u>Diferenças temporárias</u></b>		
Ajustes decorrentes do CPC 33	-	313.418
Ajustes decorrentes da ICPC 01	-	273.415
	-	<b>586.833</b>
<b><u>Débitos Fiscais</u></b>		
Imposto de renda sobre diferenças temporárias	-	78.354
Contribuição social sobre diferenças temporárias	-	28.208
<b>Não Circulante</b>	-	<b>106.562</b>

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%.

## 22- FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

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

### 22.1 - Composição:

	31/12/2015					31/12/2014 (não auditado)				
	Circulante			Não circulante	Total	Circulante			Não circulante	Total
	Encargos	Principal	Total	Principal		Encargos	Principal	Total	Principal	
<b>Partes relacionadas</b>										
Eletrobras	-	12.563	12.563	17.188	29.751	-	14.211	14.211	28.174	42.385
<b>Instituições financeiras</b>										
Banco do Nordeste	18	45.474	45.492	158.505	203.997	57	45.473	45.530	203.979	249.509
Caixa Econômica Federal	4.892	100.000	104.892	250.000	354.892	4.586	50.000	54.586	350.000	404.586
BNDDES	-	-	-	476.915	476.915	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>15.001</b>	<b>283.037</b>	<b>298.038</b>	<b>1.152.608</b>	<b>1.450.646</b>	<b>15.730</b>	<b>234.684</b>	<b>250.414</b>	<b>957.153</b>	<b>1.207.567</b>

- **Eletrobras**

Os financiamentos provenientes da Eletrobras têm como principal fonte os recursos da Reserva Global de Reversão – RGR, e como principais destinações a cobertura financeira dos custos diretos das obras do seu sistema de transmissão.

Saldo de R\$ 29.451 (R\$ 42.024, em 31/12/2014) sendo R\$ 25.447 (86,4%) contratados com juros de 5% a.a. e taxa de administração de 2% a.a. para o qual a Companhia vinculou a sua receita própria, suportada por procuração outorgada por instrumento público para recebimento direto dos valores vencidos e não pagos, à satisfação da Eletrobras, formalizada na assinatura dos contratos, e R\$ 4.004 (13,60%) contratados com juros de 5% a.a. e taxas de administração de 1,5% a.a., para o qual a Companhia ofereceu Seguro Garantia no valor correspondente a 125% do saldo devedor, previsto para o exercício, renovado anualmente, cujo recebimento pela Eletrobras fica condicionado aos efeitos de cada contrato, nas condições e até o limite de valor especificado na Apólice de Seguro. Estes financiamentos não têm previsão de atualização monetária por estarem vinculados à mesma sistemática de correção dos ativos permanentes, suspensa por força de lei.

A Companhia possui ainda contrato com a Eletrobras indexado pelo IPCA, com saldo de R\$ 300 em 31/12/2015 (R\$ 361, em 31/12/2014), com taxa de juros de 7,2% a.a.- a variação do IPCA no período foi de 6,4% (5,9% 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\$ 385.091 (R\$ 511.087, em 31/12/2014) 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 10.c).

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\$ 194.499 (R\$ 237.723, em 31/12/2014) contratado com juros de 10% a.a. e bônus de 2,5% por pontualidade, e R\$ 9.498 (R\$ 11.786, em 31/12/2014) contratado com juros de 4,5% a.a..

Os empréstimos junto ao Banco do Nordeste estão garantidos por recebíveis representados por duplicatas registradas em cobrança no montante equivalente de 03 a 06 prestações de amortização do financiamento, mais um fundo de liquidez em conta reserva a título de garantia complementar, equivalente a 03 prestações de amortização (vide nota 10.c).

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\$ 354.892 (R\$ 404.586 em 31/12/2014) contratado com a Caixa Econômica Federal, com juros de 115% do CDI, que representou 15,30 a.a.% em 2015.

O empréstimo junto a Caixa Econômica Federal destinou-se a constituição de capital de giro. Está garantido por Cédula de Crédito Bancário emitido contra a Eletrobras.

Este contrato 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. Os encargos serão pagos trimestralmente.

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**

Neste exercício, foram contratadas duas linhas de créditos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, no montante de R\$ 1.203.014, tendo sido liberados R\$ 282.127 para a linha de crédito do contrato 1148.1, e R\$ 194.788 para a linha de crédito do contrato 1149.1. Sobre o valor do empréstimo, 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 empréstimos 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 empréstimos 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.

## 22.2 - Composição dos financiamentos e empréstimos por indexador:

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
IPCA	300	361
CDI	739.983	915.673
TJLP	197.858	-
Sem indexador	512.505	291.533
<b>Total</b>	<b>1.450.646</b>	<b>1.207.567</b>
Principal	1.435.645	1.191.837
Encargos	15.001	15.730
<b>Total</b>	<b>1.450.646</b>	<b>1.207.567</b>

## 22.3 – Vencimentos das parcelas do passivo não circulante

O valor principal dos financiamentos e empréstimos a longo prazo, no montante de R\$ 1.152.608 (R\$ 957.153, em 2014), tem seus vencimentos assim programados:

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
2016	-	281.478
2017	330.526	280.612
2018	327.418	277.503
2019	145.378	95.473
2020	71.993	22.087
2021	49.905	-
Após 2021	227.388	-
<b>Total Não Circulante</b>	<b>1.152.608</b>	<b>957.153</b>

## 22.4 - Mutação dos financiamentos e empréstimos

	Circulante			Não Circulante Principal
	Encargos	Principal	Total	
<b>Saldo em 31/12/2013 (não auditado)</b>	<b>1.974</b>	<b>58.218</b>	<b>60.192</b>	<b>791.819</b>
Ingressos	-	-	-	400.000
Provisão de Encargos	123.421	-	<b>123.421</b>	-
Variação monetária	16	1	<b>17</b>	13
Transferências	-	234.679	<b>234.679</b>	(234.679)
Amortizações/pagamentos	(109.681)	(58.214)	<b>(167.895)</b>	-
<b>Saldo em 31/12/2014 (não auditado)</b>	<b>15.730</b>	<b>234.684</b>	<b>250.414</b>	<b>957.153</b>
Ingressos	-	-	-	476.915
Provisão de Encargos	137.418	-	<b>137.418</b>	-
Variação monetária	30	4	<b>34</b>	25
Transferências	-	281.485	<b>281.485</b>	(281.485)
Amortizações/pagamentos	(138.177)	(233.136)	<b>(371.313)</b>	-
<b>Saldo em 31/12/2015</b>	<b>15.001</b>	<b>283.037</b>	<b>298.038</b>	<b>1.152.608</b>

## 22.5 – 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 31/12/2015 (*)	Projeção do Saldo Devedor			Término da Garantia
						2016	2017	2018	
TDG	BNB (FNE)	SPE	49,0%	29.764	28.422	27.706	26.530	481	30/03/2031
TDG	BNB (FNE)	SPE	49,0%	58.346	53.128	52.918	52.782	3.580	30/10/2032
Manaus Transmissora	BASA (FNO)	SPE	19,5%	48.750	67.805	63.024	58.702	54.380	10/07/2030
Manaus Transmissora	BASA (FDA)	SPE	19,5%	29.250	31.157	28.641	26.350	24.059	10/07/2031
Sinop	BB e BNP Paribas	SPE	24,5%	73.500	80.850	-	-	-	01/02/2016
Serra das Vacas	Itaú BBA e Bradesco BBI	SPE	49,0%	115.150	13.917	-	-	-	04/2016
Serra das Vacas	Itaú BBA e Bradesco BBI	SPE	49,0%	132.009	114.004	141.291	140.732	139.662	2017
<b>Total</b>				<b>486.769</b>	<b>389.283</b>	<b>313.580</b>	<b>305.096</b>	<b>222.162</b>	

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

**23 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS**

	<b>31/12/2015</b>	<b>31/12/2014 (não auditado)</b>
Contribuições sociais	35.848	29.657
Férias	91.062	84.679
Outros	9.253	8.496
<b>Total</b>	<b>136.163</b>	<b>122.832</b>

**24 – 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 31/12/2015 a Companhia possui registrado o montante de R\$ 109.521 (R\$ 132.855, em 31/12/2014), referente a PIDV e plano de saúde.

**25 – 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), 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).

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 31/12/2015.

**PLANO PREVIDENCIÁRIO****• Características Básicas**

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

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 Saldado de Benefícios 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	31/12/2015			31/12/2014 (não auditado)		
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Plano BD	Plano BS	Plano CD
<b>Participantes ativos</b>						
Participantes - nº	15	1.124	4.248	15	1.132	3.619
Idade Média (anos)	60,06	57,95	46,50	59,50	57,49	44,51
Salário Médio em R\$	8.510,14	1.882,40	9.488,54	7.737,62	1.793,46	8.330,69
<b>Aposentados</b>						
Participantes Aposentados - nº	4.506	1.180	1.514	4.624	1.183	1.520
Idade Média	71,48	63,18	63,04	71,14	62,70	62,58
Benefício em Médio R\$	4.041,69	3.193,71	2.472,23	3.856,80	3.058,89	2.337,34
<b>Pensionistas</b>						
Números de pensões	1.621	137	133	1.695	136	227
Benefício Médio em R\$	1.590,41	1.017,86	2.043,06	1.377,20	856,86	1.428,34
<b>População Total</b>	<b>6.142</b>	<b>2.441</b>	<b>5.895</b>	<b>6.334</b>	<b>2.451</b>	<b>5.366</b>

**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).

## HIPÓTESES ATUARIAIS E ECONÔMICAS

	2015	2014
<b>Hipóteses Econômicas</b>		
Taxa de juros de desconto atuarial anual	13,22%	12,20%
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	7,32%	6,13%
Projeção de aumento médio dos salários	8,26%	7,83%
Projeção de aumento médio dos benefícios	5,50%	5,72%
Taxa média de inflação anual	5,50%	5,72%
Expectativa de retorno dos ativos do plano	13,22%	12,20%
<b>Hipóteses Demográficas</b>		
Taxa de rotatividade	0,00%	0,00%
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000 BASIC (D5%) M&F	AT-83 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 31/12/2015

	31/12/2015				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
<b>ALTERAÇÕES NAS OBRIGAÇÕES</b>					
<b>Valor presente da obrigação atuarial líquida no início do período</b>	<b>2.698.011</b>	<b>764.548</b>	<b>1.876.960</b>	<b>55.273</b>	<b>5.394.792</b>
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)
<b>Valor presente da obrigação atuarial líquida no final do período</b>	<b>2.560.273</b>	<b>769.692</b>	<b>2.017.921</b>	<b>66.060</b>	<b>5.413.946</b>
<b>ALTERAÇÕES DOS ATIVOS FINANCEIROS</b>					
<b>Valor justo dos ativos do plano no início do período</b>	<b>2.181.009</b>	<b>1.160.451</b>	<b>1.822.024</b>	-	<b>5.163.484</b>
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)
<b>Valor justo dos ativos do plano no final do período</b>	<b>2.092.453</b>	<b>1.196.109</b>	<b>2.008.636</b>	-	<b>5.297.198</b>

## PLANOS DE BENEFÍCIOS EM 31/12/2014

	31/12/2014 (não auditado)				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
<b>ALTERAÇÕES NAS OBRIGAÇÕES</b>					
<b>Valor presente da obrigação atuarial líquida no início do período</b>	<b>2.568.624</b>	<b>728.895</b>	<b>1.570.296</b>	<b>5.182</b>	<b>4.872.997</b>
Custo de juros	292.217	85.892	187.041	621	565.771
Custo do serviço corrente	1.774	1.053	134.404	306	137.537
Benefícios pagos pelo plano	(262.806)	(48.053)	(50.170)	-	(361.029)
Remensurações de Ganho/(Perdas) atuariais	98.202	(3.239)	35.389	49.164	179.516
Decorrentes de ajuste de experiência	95.389	(3.462)	25.713	48.755	166.395
Decorrentes de alterações premissas biométricas	(43.023)	(14.518)	(2.985)	-	(60.526)
Decorrentes de alterações premissas financeiras	45.836	14.741	12.661	409	73.647
<b>Valor presente da obrigação atuarial líquida no final do período</b>	<b>2.698.011</b>	<b>764.548</b>	<b>1.876.960</b>	<b>55.273</b>	<b>5.394.792</b>
<b>ALTERAÇÕES DOS ATIVOS FINANCEIROS</b>					
<b>Valor justo dos ativos do plano no início do período</b>	<b>2.171.544</b>	<b>1.111.699</b>	<b>1.599.167</b>	<b>-</b>	<b>4.882.410</b>
Receita de juros	245.671	131.896	198.863	-	576.430
Contribuições do patrocinador	81.945	2.109	60.381	-	144.435
Contribuições dos participantes	8.106	-	71.476	-	79.582
Benefícios pagos pelo plano	(262.806)	(48.053)	(50.170)	-	(361.029)
Ganhos/(Perdas) sobre os ativos do plano (excluindo a receita de	(63.451)	(37.200)	(57.693)	-	(158.344)
<b>Valor justo dos ativos do plano no final do período</b>	<b>2.181.009</b>	<b>1.160.451</b>	<b>1.822.024</b>	<b>-</b>	<b>5.163.484</b>

## ATIVOS GARANTIDORES POR CATEGORIA

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

<b>Categorias de Ativo</b>	31/12/2015			31/12/2014 (não auditado)		
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Plano BD	Plano BS	Plano CD
	977	9	8	898	6	7
Realizável	262.473	15.008	48.094	257.180	10.456	38.193
Títulos Públicos	1.542.559	841.173	1.246.485	1.392.023	652.468	952.709
Crédito de Depósitos Privados	36.480	-	-	19.090	8.539	3.661
Debêntures	-	7.498	2.473	-	-	-
Ações	41.114	13.569	20.471	9	4	5
Investimentos em Fundos	349.753	259.858	624.803	666.035	432.666	770.160
Investimentos imobiliários	35.399	-	5.372	31.250	-	4.555
Empréstimos e financiamentos	139.018	79.916	88.588	129.961	71.390	80.239
Outros Realizáveis	-	-	2.000	-	-	-
(-) Recursos a receber - patrocinador	-	-	-	-	-	-
(-) Exigíveis Previdenciários	(32.504)	(15.810)	(25.065)	(29.725)	(10.658)	(22.066)
(-) Exigível Contingencial	(270.564)	-	-	(277.084)	-	-
(-) Fundo de Investimentos	(12.252)	(5.112)	(4.593)	(8.628)	(4.420)	(5.439)
Variação da marcação a mercado	-	-	-	-	-	-
<b>Valor justo dos ativos do plano</b>	<b>2.092.453</b>	<b>1.196.109</b>	<b>2.008.636</b>	<b>2.181.009</b>	<b>1.160.451</b>	<b>1.822.024</b>

## FLUXO PROJETADO DE PAGAMENTO DE BENEFÍCIOS

Valores esperados	Posição em 31/12/2015		
	Plano BD	Plano BS	Plano CD
Até 1 ano:	252.652	55.943	52.740
De 1 ano a 2 anos:	249.126	57.010	52.765
De 2 anos a 5 anos:	721.499	179.662	158.186
Acima de 5 anos:	3.526.480	1.348.329	1.227.224
<b>Total dos pagamentos esperados pelo Plano a valores atuais:</b>	<b>4.749.757</b>	<b>1.640.944</b>	<b>1.490.915</b>

## MOVIMENTAÇÃO DO PASSIVO COM BENEFÍCIOS POS EMPREGO

	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
<b>Saldo em 31/12/2013 (não auditado)</b>	<b>605.126</b>	-	-	<b>5.182</b>	<b>610.308</b>
Custo dos Juros e do Serviço	40.212	1.053	62.929	927	105.121
Pagamentos	(82.083)	-	(55.782)	-	(137.865)
Ajuste atuarial	258.405	(1.053)	47.790	49.164	354.306
<b>Saldo em 31/12/2014 (não auditado)</b>	<b>821.660</b>	-	<b>54.937</b>	<b>55.273</b>	<b>931.870</b>
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
<b>Saldo em 31/12/2015</b>	<b>1.081.489</b>	-	<b>9.285</b>	<b>66.060</b>	<b>1.156.834</b>

## CUSTO PERIÓDICO LÍQUIDO

	Exercício de 2015				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
<b>COMPONENTES DO CUSTO PERIÓDICO</b>					
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)
<b>CUSTO DOS BENEFÍCIOS NO PERÍODO</b>	<b>49.213</b>	<b>476</b>	<b>62.941</b>	<b>10.908</b>	<b>123.538</b>

	Exercício de 2014 (não auditado)				
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
<b>COMPONENTES DO CUSTO PERIÓDICO</b>					
Custo do Serviço	1.773	1.053	134.404	306	137.536
Custo dos juros	46.545	-	-	621	47.166
Contribuição de participantes	(8.106)	-	(71.475)	-	(79.581)
<b>CUSTO DOS BENEFÍCIOS NO PERÍODO</b>	<b>40.212</b>	<b>1.053</b>	<b>62.929</b>	<b>927</b>	<b>105.121</b>

## MOVIMENTAÇÃO DE BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO EM OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES

	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Seguro	Total
<b>Saldo em 31/12/2013 (não auditado)</b>	<b>(545.856)</b>	<b>(34.406)</b>	<b>(150.177)</b>	<b>24.482</b>	<b>(705.957)</b>
Ganhos e perdas	(258.405)	1.053	(47.790)	(49.163)	(354.305)
Tributos Diferidos	(225.547)	919	(41.712)	(42.912)	(309.252)
<b>Saldo em 31/12/2014 (não auditado)</b>	<b>(1.029.808)</b>	<b>(32.434)</b>	<b>(239.679)</b>	<b>(67.593)</b>	<b>(1.369.514)</b>
Ganhos e perdas	(249.609)	476	49.388	121	(199.624)
<b>Saldo em 31/12/2015</b>	<b>(1.279.417)</b>	<b>(31.958)</b>	<b>(190.291)</b>	<b>(67.472)</b>	<b>(1.569.138)</b>

## ANÁLISES DE SENSIBILIDADE DAS PRINCIPAIS HIPÓTESES

	PLANO BD				Parâmetros deste Demonstrativo
	TÁBUA BIOMÉTRICA		TAXA DE JUROS		
	Idade - 1	Idade +1	+ 0,25%	- 0,25%	
<b>Montantes do:</b>					
Valor presente da obrigação atuarial do plano	2.610.520	2.508.589	2.512.741	2.609.488	2.560.273
Valor justo dos ativos do plano	2.092.453	2.092.453	2.092.453	2.092.453	2.092.453
<b>Superávit / (Déficit) técnico do plano</b>	<b>(518.067)</b>	<b>(416.136)</b>	<b>(420.288)</b>	<b>(517.035)</b>	<b>(467.820)</b>
<b>Variações:</b>					
Aumento / redução da obrigação atuarial	2,0%	-2,0%	-1,9%	1,9%	-
Aumento / redução dos ativos do plano	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
Aumento / redução do Superávit / (Déficit) técnico do plano	10,7%	-11,0%	-10,2%	10,5%	-

	PLANO BS				Parâmetros deste Demonstrativo
	TÁBUA BIOMÉTRICA		TAXA DE JUROS		
	Idade - 1	Idade +1	+ 0,25%	- 0,25%	
<b>Montantes do:</b>					
Valor presente da obrigação atuarial do plano	780.290	758.646	751.423	788.748	769.692
Valor justo dos ativos do plano	1.196.109	1.196.109	1.196.109	1.196.109	1.196.109
<b>Superávit / (Déficit) técnico do plano</b>	<b>415.819</b>	<b>437.463</b>	<b>444.686</b>	<b>407.361</b>	<b>426.417</b>
<b>Variações:</b>					
Aumento / redução da obrigação atuarial	1,4%	-1,4%	-2,4%	2,5%	-
Aumento / redução dos ativos do plano	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
Aumento / redução do Superávit / (Déficit) técnico do plano	-2,5%	2,6%	4,3%	-4,5%	-

PLANO CD					
	TÁBUA BIOMÉTRICA		TAXA DE JUROS		Parâmetros deste Demonstrativo
	Idade - 1	Idade +1	+ 0,25%	- 0,25%	
<b>Montantes do:</b>					
Valor presente da obrigação atuarial do plano	2.022.624	2.012.946	2.002.067	2.034.491	2.017.921
Valor justo dos ativos do plano	2.008.636	2.008.636	2.008.636	2.008.636	2.008.636
<b>Superávit / (Déficit) técnico do plano</b>	<b>(13.988)</b>	<b>(4.310)</b>	<b>6.569</b>	<b>(25.855)</b>	<b>(9.285)</b>
<b>Variações:</b>					
Aumento / redução da obrigação atuarial	0,2%	-0,2%	-0,8%	0,8%	-
Aumento / redução dos ativos do plano	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
Aumento / redução do Superávit / (Déficit) técnico do plano	49,3%	-52,1%	-166,7%	174,2%	-

SEGURO DE VIDA					
	TÁBUA BIOMÉTRICA		TAXA DE JUROS		Parâmetros deste Demonstrativo
	Idade - 1	Idade +1	+ 0,25%	- 0,25%	
<b>Montantes do:</b>					
Valor presente da obrigação atuarial do plano	66.117	65.998	65.353	66.783	66.060
<b>Superávit / (Déficit) técnico do plano</b>	<b>(66.117)</b>	<b>(65.998)</b>	<b>(65.353)</b>	<b>(66.783)</b>	<b>(66.060)</b>
<b>Variações:</b>					
Aumento / redução da obrigação atuarial	0,1%	-0,1%	-1,1%	1,1%	-
Aumento / redução do Superávit / (Déficit) técnico do plano	0,1%	-0,1%	-1,1%	1,1%	-

## 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	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
	Planos previdenciários	1.090.774
Seguro de vida	66.060	55.273
<b>Total</b>	<b>1.156.834</b>	<b>931.870</b>
<b>Circulante</b>	<b>25.876</b>	<b>91.296</b>
<b>Não circulante</b>	<b>1.130.958</b>	<b>840.574</b>

Os valores reconhecidos no período foram apurados com base no laudo atuarial preparado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

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\$ 156.599 (R\$ 157.018, em 2014).

## 26 – OUTROS PASSIVOS

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
<b><u>Circulante</u></b>		
Taxa de fiscalização da Aneel	1.607	311
Benefícios pós-emprego – contribuição normal	11.415	10.220
Aquisição de imóveis – acampamento	923	1.493
Convênio MME	4.707	4.210
Cauções em garantia	2.940	3.332
Acordo Chesf/Senai	1.341	1.469
Entidade seguradora	98	149
Aquisição da conexão à SE Pirapama II	1.353	1.353
Outros	3.512	2.616
	<b>27.896</b>	<b>25.153</b>
<b><u>Não Circulante</u></b>		
Valores a ressarcir - Lei 12.783/13	90.461	4.347
FGTS (Conta-Empresa)	4.552	1.456
Eletropar	19	-
	<b>95.032</b>	<b>5.803</b>
<b>Total</b>	<b>122.928</b>	<b>30.956</b>

## 27 – RISCOS TRIBUTÁRIOS, CÍVEIS, TRABALHISTAS E AMBIENTAIS

	Provisão em 31/12/2014 (não auditado)	Adições (reversões)	Baixas	Provisão em 31/12/2015
Trabalhistas	144.284	9.811	(9.570)	144.525
Cíveis	1.328.989	336.107	(166.412)	1.498.684
Ambientais	165	-	-	165
Fiscais	9.478	7.684	-	17.162
<b>Total</b>	<b>1.482.916</b>	<b>353.602</b>	<b>(175.982)</b>	<b>1.660.536</b>

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 contábeis.

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 ajuizar 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 que, em 31/12/2015, ainda estavam pendentes de julgamento tanto pela Corte Especial quanto pela Primeira Seção do mesmo STJ. Em fevereiro de 2016, os embargos de divergência de competência da Corte Especial foram rejeitados liminarmente pelo Relator, Ministro Luiz Felipe Salomão. A Chesf interpôs agravo regimental dessa decisão, que ainda está pendente de julgamento pelo colegiado do STJ.

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): todos estes recursos, em 31/12/2015, aguardam apreciação pelos respectivos Tribunais Superiores.

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, sendo esta a situação do feito em 31/12/2015. Em fevereiro/2015 houve apreciação dos referidos embargos declaratórios com idêntico resultado, cujo acórdão ainda aguarda publicação.

Em agosto/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 milhão. 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 referida penhora ainda não foi formalizada.

Considerando o andamento de todo o conjunto processual acima referido e todos os julgamentos aos recursos até então apresentados, a Administração da Companhia, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, atualizou a provisão em seu passivo não circulante, no montante de R\$ 1.071.554 para fazer face a eventuais perdas decorrentes desse assunto. Esta provisão corresponde, por um lado, aos pagamentos à época vencidos e não tempestivamente liquidados pela Companhia referidos ao Fator K (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), e, por outro lado, ao montante liquidatório homologado pelo TJPE atualizado pelos critérios daquele mesmo julgado e ajustado pelas parcelas ainda controvertidas pela Chesf naquele mesmo feito, mediante o correspondente recurso especial anteriormente referido.

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 (Proc. 0085/1993). 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. 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 perante o Tribunal Regional Federal da Primeira Região, tendo sido deferida liminar em 31/12/2011 determinando a interrupção da execução do processo principal. A Companhia possui em seu passivo não circulante provisão para suportar eventual perda nesta Ação no valor de R\$ 100.000. Em 31/12/2015, estava a ação rescisória ainda pendente de julgamento.

- 1.3)** Ação de indenização promovida por Indústrias Reunidas Raimundo da Fonte S/A (Vitivinícola Santa Maria S.A), Processo nº0028240-80.2002.8.17.0001 - 1ª VC/Recife-PE, em decorrência de inundação provocada pela enchente de 1992 do Rio São Francisco.

A sentença, transitada em julgado, determinou a liquidação provisória, remetendo para a perícia a definição dos danos emergentes e dos lucros cessantes. Foi nomeado apenas um perito engenheiro agrônomo, o qual detinha competência para a apuração do dano emergente, mas não do lucro cessante. O laudo foi impugnado pela Chesf, que requereu ao juízo da 1.ª Vara Cível que fosse realizada uma perícia contábil a fim de se chegar a um valor, ainda que aproximado, de lucros cessantes, considerando a atividade desenvolvida pela exequente. O requerimento foi indeferido, tendo sido oposto agravo de instrumento, que confirmou a decisão de indeferimento, recurso especial (que teve o seu processamento negado pelo TJPE) e Agravo em recurso especial (AREsp 377.209-PE), que não foi provido, e Agravo Regimental, que também não foi provido, resultando no trânsito em julgado do processo. A Companhia já realizou depósitos judiciais no importe de R\$ 61.004, que já foi levantado pela parte adversa e aguarda-se que seja proferida sentença de extinção da execução.

- 1.4)** Ação de desapropriação movida pela Companhia contra Herculano Galdino do Nascimento - processo 0000538-66.2007.805.0245 - agora como parte Henrique Moraes do Nascimento, cujo objeto da causa é a contestação do valor pago no processo. A Companhia mantém em seu passivo não circulante provisão para suportar eventual perda nesta ação no valor de R\$ 52.000.

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

	<b>31/12/2015</b>	<b>31/12/2014 (não auditado)</b>
Trabalhistas	151.525	99.762
Ambientais	4.210	3.700
Cíveis e fiscais	4.870.339	2.734.225
<b>Total</b>	<b>5.026.074</b>	<b>2.837.687</b>

- 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, 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. Na aludida ação, as autoras formularam pedidos genéricos, limitando-se a apontar a existência de um suposto direito a compensação financeira, remetendo a apuração dos valores para a liquidação da sentença.

A Chesf contestou a ação, inclusive pedindo que a União Federal fosse admitida no feito, com a consequente remessa do processo a uma das Varas da Justiça Federal em Pernambuco. Após a apresentação de perícia foi proferida sentença, pela justiça estadual, sendo a Chesf condenada a pagar aos autores a importância de R\$ 23.766, a preços de setembro de 2004 (R\$ 51.568, segundo cálculos da Chesf, em 31/03/2010). Contra essa decisão, a Chesf interpôs recurso de apelação, onde foi declarada, pelo TJPE a nulidade da sentença, por ter sido proferida por Juiz incompetente (uma vez que a União Federal havia sido admitida no feito), e determinando o envio dos autos à Justiça Federal. A Justiça Federal de Pernambuco recebeu o processo no estado em que se encontrava, não tendo determinado a realização de nova perícia, e tendo proferido nova sentença, condenando a Chesf ao pagamento das importâncias acima discriminadas. Diante dessa situação a Companhia interpôs recurso de apelação, para o Tribunal Regional Federal da 5.ª Região, no qual requereu a anulação do processo a partir da fase da perícia. Ato contínuo, a autora interpôs recurso de apelação adesivo. Julgados ambos os recursos pela 4ª turma do TRF5, em decisão publicada em 10/12/2014 que determinou a condenação ao pagamento de indenização relativa aos encargos moratórios calculados incorretamente sobre as parcelas pagas com atraso pela Chesf. Prevalecendo as conclusões do perito judicial no que tange ao equívoco da Chesf no cálculo dos encargos contratuais, exceto no que tange à necessidade de correção do anatocismo

verificado no pagamento parcial das faturas e na incidência de juros de mora da parte dispositiva da sentença após 30/09/2001. Honorários reduzidos para R\$ 20. Embargos de declaração apresentados pela Chesf, pela União Federal e pela CBPO. Os embargos da CBPO foram providos para fixar os honorários em 2,5% do valor da condenação. Os embargos da Chesf e da União foram improvidos. A Chesf interpôs Recurso Especial e a parte adversa interpôs recursos especial e extraordinário, os quais se encontram aguardando juízo de admissibilidade.

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

Foram incluídos no 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 2ª Vara Federal de Sergipe. Em 19/02/2009 as duas ações foram consideradas processualmente conexas e passaram a tramitar juntas perante a 2ª Vara Federal/SE.

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

Em 29/03/2011, o juiz de primeira instância nomeou equipe de peritos para produção de laudo e em 08/04/2011 a Chesf apresentou em juízo a relação dos seus assistentes técnicos e os seus quesitos periciais. Em audiência realizada no dia 30/11/2011, para a definição da melhor forma de operacionalização do início dos trabalhos periciais, foi determinado que a Chesf efetivasse depósito judicial de R\$ 50 para fazer face às despesas com os peritos judiciais, depósito esse que foi realizado em 31/01/2012. Em 21/05/2013 foi realizada audiência na qual se traçou um cronograma para os trabalhos periciais, que serão realizados por equipes multidisciplinares, restando consignado previsão de conclusão dos laudos para janeiro de 2015. Em 27/11/2013 foi realizada audiência na qual foram homologados os planos de trabalhos das equipes de realização da perícia, estabelecendo-se, ainda, depósito mensal, a cargo da Chesf, para custeio das despesas com a realização da perícia e com os honorários dos profissionais designados nos autos no valor de R\$ 100, com início no mês de dezembro de 2013 e fim em maio de 2015. Também ficou consignado que ambos os processos restarão com seu trâmite exclusivamente direcionado à realização da perícia e suspensos até que seja apresentado o laudo pericial definitivo. Em 18/11/2014 foi realizada nova audiência, para acompanhamento de perícia e definição de cronograma de atividades com vistas à entrega do laudo, que deverá ocorrer no início do ano de 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 interuseram 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 declaratória com pedido de indenização (Proc. nº 7125-2009/434-78.2009.8.06.0115) proposta pela Carbomil Química S.A. objetivando uma indenização em decorrência da instalação de linha de transmissão de energia elétrica na mina Lajedo do Mel, localizada nos municípios de Jaguaruana e Quixeré, no Ceará, e Baraúna, no Rio Grande do Norte. Foi realizada perícia e, em seguida, a Companhia elaborou o incidente processual, protocolizando uma exceção de incompetência, que veio a ser negada. O processo tem estimativa de perda possível no valor de R\$ 70.000. A ação foi julgada procedente, havendo a Chesf apresentado apelação em 30/09/2012. Foi proposta execução de honorários atribuídos pelo juiz da causa a incidente de incompetência relativa, tendo sido manejada pela Chesf objeção de pré-executividade, bem como mandado de segurança a fim de obstar o pagamento dessa verba. No Mandado de Segurança impetrado pela Chesf, decisão do TJCE determinou a anulação dos atos praticados e a remessa dos autos à Justiça Federal. Todos os atos praticados pela Justiça Estadual foram anulados e o processo foi distribuído à 15ª Vara Federal do Ceará, sob o nº 0000033-04.2013.4.05.8101, passando a União Federal a figurar como litisconsorte passivo. Em 15/10/2013, o Juízo da 15ª Vara Federal/CE proferiu sentença favorável à Chesf em face da prescrição e condenou a Carbomil Química S.A. a pagar honorários advocatícios à ordem de 10% sobre o valor da causa. A autora da ação interpôs recurso de apelação cível (AC568404-CE), o qual foi julgado no dia 11/06/2014 e negado provimento. A Carbomil Química S.A. opôs embargos de declaração, os quais foram rejeitados em acórdão transitado em julgado. Os autos foram remetidos à vara de origem e a Chesf requereu o cumprimento de sentença quanto aos honorários advocatícios.
- 2.1.5)** 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. O Agravo encontra-se pendente de julgamento em 31/12/2015.

- 2.1.6)** 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\$ 598.500. 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, 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.
- 2.1.7)** 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, em 31/12/2015, aguardam julgamento.
- 2.1.8)** 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. Em 31/12/2015 o processo se encontrava em fase de conhecimento, tendo sido oferecida contestação.
- 2.1.9)** 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 aos 23/10/2015, tendo apresentado contestação ao feito no dia 04/12/2015. 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. Foram interpostos embargos de declaração pela Mendes Júnior, tendo sido concedida vista à Chesf. Em 31/12/2015, os embargos de declaração estavam pendentes de julgamento pelo STJ.

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.

#### 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, relacionada às questões ambientais, seja necessário.

### 28 – 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:

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
Camaçari	80.441	91.122
Linha de transmissão - Funil/Itapebi	5.353	7.397
Linha de transmissão - Eunápolis/Teixeira de Freitas	10.128	5.006
Linha de transmissão - Irecê/Morro do Chapéu	-	625
Linha de transmissão - Recife II/Suape II	51.024	7.657
Linha de transmissão - Camaçari IV/Sapeaçu	99.080	2.917
Linha de transmissão - Pólo	986	-
<b>Total</b>	<b>247.012</b>	<b>114.724</b>

A variação ocorrida na rubrica Camaçari foi decorrente do registro de reversão de contrato oneroso advinda das premissas para o cálculo, onde foram contempladas as receitas de geração das usinas, definidas pela Resolução nº 1.924, de 28 de julho de 2015, adicionados PIS/PASEP, COFINS e a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH.

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 7,00% e os períodos de vigência dos respectivos contratos.

## 29 – 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.

### 29.1 – Compra de energia

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

Posições compradas		2016/2017	2018/2019	2020	A partir de 2020 (pagamento remanescente)
Contratos firmados	Volume (MW)	3.463.475	3.308.139	165.597	13.304.829
	Preço médio (R\$)	177,82	185,63	198,72	324,82

### 29.2 – Venda de energia

Posições vendidas		2016/2017	2018/2019	2020	A partir de 2020 (pagamento remanescente)
Contratos firmados	Volume (MW)	13.068.251	10.483.227	5.274.863	71.868.298
	Preço médio (R\$)	146,67	185,63	198,72	324,82

### 29.3 - Compromissos com aportes em SPEs

SPE	2016/2017	2018/2019	2020	Após 2020
Complexo Eólico Pindaí I	45.100	-	-	-
Complexo Eólico Pindaí II	24.400	-	-	-
ESBR Participações S.A.	638.600	-	-	-
Norte Energia S.A.	52.494	-	-	-
Complexo Eólico Sento Sé III	9.645	-	-	-
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	15.000	-	-	-
Complexo Eólico Serra das Vacas	1.176	-	-	-
Companhia Energética SINOP S.A.	28.438	-	-	-
Complexo Eólico Pindaí III	5.550	-	-	-
<b>Total</b>	<b>820.403</b>	-	-	-

### 29.4 – Imobilizado

	2016/2017	2018/2019	2020	Após 2020
Indústria Const. e Mont. Ingelec S.A.	16.337	-	-	-
Sadesul Projetos e Construções Ltda.	4.804	-	-	-
Pinturas Ypiranga Ltda.	2.749	11.945	-	-
Real Energy Ltda.	1.203	964	775	-
Energy Power Ltda.	1.148	-	-	-
EciI Informática Indústria e Comércio Ltda.	982	-	-	-
<b>Total</b>	<b>27.223</b>	<b>12.909</b>	<b>775</b>	-

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

### 30 – OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SETOR PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

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

Obrigações Especiais - R\$ Mil	Depreciação - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Correção Monetária Especial	Reavaliação	Total
<b>Em serviço</b>		<b>105.975</b>	-	-	<b>105.975</b>
Participação da União, Estados e Municípios	2,39	69.456	-	-	69.456
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	7,36	36.139	-	-	36.139
Pesquisa e Desenvolvimento	7,36	380	-	-	380
<b>(-) Amortização Acumulada - AIS</b>		<b>(23.961)</b>	-	-	<b>(23.961)</b>
Participação da União, Estados e Municípios		(9.176)	-	-	(9.176)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(14.631)	-	-	(14.631)
Pesquisa e Desenvolvimento		(154)	-	-	(154)
<b>Em curso</b>		<b>226</b>			<b>226</b>
Pesquisa e Desenvolvimento		226			226
<b>Total</b>		<b>82.240</b>	-	-	<b>82.240</b>

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

	Saldo inicial em 31/12/2014 (não auditado)	Adição	Baixas	Transferências	Reavaliação	Saldo final em 31/12/2015
<b>Em serviço</b>	<b>105.975</b>	-	-	-	-	<b>105.975</b>
Participação da União, Estados e Municípios	69.456	-	-	-	-	69.456
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	36.139	-	-	-	-	36.139
Pesquisa e Desenvolvimento	380	-	-	-	-	380
<b>(-) Amortização Acumulada - AIS</b>	<b>(19.613)</b>	<b>(4.348)</b>	-	-	-	<b>(23.961)</b>
Participação da União, Estados e Municípios	(7.516)	(1.660)	-	-	-	(9.176)
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	(11.971)	(2.660)	-	-	-	(14.631)
Pesquisa e Desenvolvimento	(126)	(28)	-	-	-	(154)
<b>Em curso</b>	<b>226</b>	-	-	-	-	<b>226</b>
Pesquisa e Desenvolvimento	226	-	-	-	-	226
<b>Total</b>	<b>86.588</b>	<b>(4.348)</b>	-	-	-	<b>82.240</b>

### 31 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

- Capital social**

O capital social, no valor de R\$ 9.753.953 (R\$ 9.753.953, em 2014), é constituído por ações sem valor nominal com a seguinte distribuição:

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
	<b>54.151</b>	<b>100,000</b>	<b>1.754</b>	<b>100,000</b>	<b>55.905</b>	<b>100,000</b>

31/12/2014 (não auditado)						
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
	<b>54.151</b>	<b>100,000</b>	<b>1.754</b>	<b>100,000</b>	<b>55.905</b>	<b>100,000</b>

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**

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
Doações/subvenções para investimentos	4.759.353	4.759.353
Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio	156.846	156.846
	<b>4.916.199</b>	<b>4.916.199</b>

- Outros Resultados Abrangentes**

Em conformidade com o Pronunciamento Técnico – CPC 33(R1), a Companhia reconheceu neste exercício perdas atuariais de benefícios pós-emprego, em Outros resultados abrangentes, no valor de R\$ 199.624 (perdas de R\$ 663.557, em 2014), perfazendo um montante acumulado de R\$ 1.569.138 (R\$ 1.369.515, em 2014).

- Prejuízos acumulados**

De acordo com a legislação societária o prejuízo do exercício será obrigatoriamente absorvido pelos lucros acumulados, pelas reservas de lucros e pela reserva legal, nessa ordem, permanecendo seu saldo na conta de prejuízos acumulados para compensação de resultados positivos futuros antes de qualquer participação.

A Companhia encerrou o exercício de 2015 com um prejuízo acumulado de R\$ 4.409.176

- **Remuneração aos acionistas**

A companhia apurou no exercício encerrado em 31/12/2015 um prejuízo de R\$ 584.719.

Em função do resultado do exercício e da existência de prejuízos acumulados, não foi proposta a distribuição de dividendos conforme preceitua a legislação.

### 32 – 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.

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
<b>RECEITA OPERACIONAL BRUTA</b>		
<b>GERAÇÃO</b>		
Fornecimento de energia elétrica	1.185.628	886.567
Operação e manutenção de usinas e suprimento	1.338.706	1.346.713
Energia elétrica de curto prazo (CCEE)	223.285	152.364
Outras receitas operacionais	5.362	4.814
<b>TRANSMISSÃO</b>		
Operação e manutenção do sistema de transmissão	998.445	845.480
Outras receitas operacionais	20.148	12.258
	<b>3.771.574</b>	<b>3.248.196</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>		
Encargos setoriais		
Reserva Global de Reversão – RGR	(14.293)	(30.128)
Pesquisa e Desenvolvimento	(30.183)	(26.010)
Taxa de fiscalização da Aneel	(11.508)	(7.648)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(9.778)	(6.658)
Compensação financeira p/utilização de recursos hídricos	(144.612)	(152.290)
Proinfa	(52.352)	(53.095)
ICMS sobre energia elétrica	(146.428)	(113.073)
ISS	(893)	(818)
PIS/Pasep	(57.154)	(49.330)
Cofins	(263.273)	(227.229)
	<b>(730.474)</b>	<b>(666.279)</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>3.041.100</b>	<b>2.581.917</b>

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.

### 33 – ENCARGOS SETORIAIS

A Companhia incorreu, no exercício, em encargos setoriais que totalizaram R\$ 270.218 (R\$ 276.708, em 2014) com a seguinte composição:

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
Reserva Global de Reversão – RGR	14.293	30.128
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	30.183	26.010
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	9.778	6.658
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – Proinfra	52.352	53.095
Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica – TFSEE	11.508	7.648
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH	144.612	152.290
Encargo de Energia de Reserva – EER	7.492	879
<b>Total</b>	<b>270.218</b>	<b>276.708</b>

### 34 - CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

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

	31/12/2015			31/12/2014 (não auditado)
	Custos Operacionais	Despesas Operacionais	Total	Total
Energia elétrica comprada para revenda	346.350	-	346.350	620.038
Encargos de uso da rede de transmissão	673.906	-	673.906	732.110
Pessoal	343.987	582.821	926.808	870.812
Material	10.118	15.352	25.470	25.571
Combustíveis para a produção de energia	176.425	-	176.425	362.811
Serviço de terceiros	89.961	121.890	211.851	197.802
Depreciação e amortização	180.810	72.241	253.051	246.884
Reversão contrato oneroso	132.288	-	132.288	(1.319.527)
Benefícios pós-emprego	-	123.537	123.537	105.121
Arrendamentos e aluguéis	5.266	10.145	15.411	16.588
Tributos	312	10.093	10.405	12.184
Provisões para contingências	-	353.602	353.602	155.666
Provisão (reversão) impairment	-	368.949	368.949	443.885
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	84.815	84.815	39.547
Perdas com clientes	-	58.560	58.560	17.385
Provisão/reversão para perdas na realização de investimentos	-	-	-	(248.266)
Outras provisões operacionais	-	48.026	48.026	68.368
Outros	(57.346)	23.492	(33.854)	172.763
<b>Total</b>	<b>1.902.077</b>	<b>1.873.523</b>	<b>3.775.600</b>	<b>2.519.742</b>

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 28 e da provisão para contingências conforme descrito na nota 27.

No exercício de 2014, os principais destaques foram nas rubricas de reversão de contrato oneroso conforme nota 28, e da reversão de provisão para perdas na realização de investimentos, em reforços e melhorias nas instalações alcançadas pela Lei nº 12.783/2013.

### 35 - PESSOAL E ADMINISTRADORES

<b>Pessoal e Administradores</b>	<b>2015</b>	<b>2014 (não auditado)</b>
<b>Pessoal</b>		
Remuneração	(556.140)	(521.824)
Encargos	(202.647)	(186.305)
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit	(20.401)	(17.394)
Programa de demissão voluntária	(763)	(425)
Despesas rescisórias	(95)	3
Outros benefícios pós-emprego - Déficit ou superávit atuarial	11.407	10.388
Outros	(152.976)	(150.648)
<b>Administradores</b>		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	(5.193)	(4.607)
<b>Total</b>	<b>(926.808)</b>	<b>(870.812)</b>

### 36 – RESULTADO FINANCEIRO

	<b>31/12/2015</b>	<b>31/12/2014 (não auditado)</b>
<b><u>Receitas Financeiras</u></b>		
Resultado de aplicações financeiras	130.743	242.901
Variações monetárias e acréscimos moratórios - energia vendida	118.701	69.363
Outras variações monetárias ativas	2.926	3.077
Atualização de valores a receber - Lei nº 12.783/2013	(70.597)	425.672
Outras receitas financeiras	67.699	78.703
PIS/Pasep e Cofins	(11)	(40)
	<b>249.461</b>	<b>819.676</b>
<b><u>Despesas Financeiras</u></b>		
Encargos de dívidas	(141.487)	(128.988)
Variações monetárias sobre financiamentos e empréstimos	(881)	(682)
Outras variações monetárias passivas	(615)	(144)
Outras despesas financeiras	(34.955)	(31.172)
	<b>(177.938)</b>	<b>(160.986)</b>
<b>Total</b>	<b>71.523</b>	<b>658.690</b>

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

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
<b>Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social</b>	<b>(655.560)</b>	<b>551.391</b>
Encargo total do imposto de renda e da contribuição social	222.890	(187.473)
Efeitos fiscais sobre adições ou exclusões temporárias	68.411	(1.449.249)
Efeitos fiscais sobre outras adições ou exclusões	(220.460)	(56.038)
<b>Imposto de renda e contribuição social apurados</b>	<b>70.841</b>	<b>(1.692.760)</b>
<b>Imposto de renda e contribuição social corrente</b>	<b>(35.722)</b>	-
Contribuição Social	(10.105)	-
Imposto de Renda	(25.617)	-
<b>Imposto de renda e contribuição social diferidos</b>	<b>106.563</b>	<b>(1.692.760)</b>
Contribuição Social	28.208	(506.994)
Imposto de Renda	78.355	(1.185.766)
<b>Imposto de renda do período e contribuição social</b>	<b>70.841</b>	<b>(1.692.760)</b>

### 38 – 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). A parcela do lucro decorrente desses incentivos fiscais, são objeto de destinação à Reserva de Lucro denominada Reserva de Incentivos Fiscais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei nº 6.404/1976, a qual somente poderá ser utilizada para aumento do capital social ou absorção de prejuízos.

No ano de 2015, a empresa não usufruiu do incentivo fiscal da redução de 75% do imposto de renda, em virtude de não ter obtido lucro da exploração.

### 39 – PREJUÍZO POR AÇÃO

#### a) Prejuízo básico

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.

	31/12/2015			31/12/2014 (não auditado)		
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total
<b>Básico</b>						
<b>Numerador</b>						
Prejuízo líquido atribuível aos acionistas	(566.374)	(18.345)	(584.719)	(1.105.559)	(35.810)	(1.141.369)
<b>Denominador</b>						
Quantidade de ações	54.151	1.754	55.905	54.151	1.754	55.905
<b>Prejuízo básico por ação em R\$</b>	<b>(10,46)</b>	<b>(10,46)</b>	<b>(10,46)</b>	<b>(20,42)</b>	<b>(20,42)</b>	<b>(20,42)</b>

#### b) Prejuízo diluído

O prejuízo diluído por ação é calculado por meio da quantidade média ponderada de ações em circulação, ajustada pelos instrumentos potencialmente conversíveis em ações, com efeito diluidor nos períodos apresentados. A Companhia não possui qualquer efeito diluidor para o resultado apurado no exercício de 2015.

	31/12/2015			31/12/2014 (não auditado)		
	Ordinárias	Preferenciais	Total	Ordinárias	Preferenciais	Total
<b>Diluído</b>						
<b>Numerador</b>						
Prejuízo líquido atribuível aos acionistas	(566.374)	(18.345)	(584.719)	(1.105.559)	(35.810)	(1.141.369)
<b>Denominador</b>						
Quantidade com a conversão pressuposta	54.151	1.754	55.905	54.151	1.754	55.905
<b>Prejuízo diluído por ação em R\$</b>	<b>(10,46)</b>	<b>(10,46)</b>	<b>(10,46)</b>	<b>(20,42)</b>	<b>(20,42)</b>	<b>(20,42)</b>

**40 – 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	31/12/2015			31/12/2014 (não auditado)		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Eletrobras	Contas a receber	515	-	-	956	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	29.751	-	-	42.385	-
	Contas a pagar	-	752	-	-	476	-
	Despesa financeira	-	-	(2.818)	-	-	(3.269)
		<b>515</b>	<b>30.503</b>	<b>(2.818)</b>	<b>956</b>	<b>42.861</b>	<b>(3.269)</b>
Furnas	Cientes	3.576	-	-	3.085	-	-
	Contas a receber	-	-	-	-	-	-
	Contas a pagar	-	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	4.637	-	-	11.646	-
	Energia comprada	-	-	-	-	-	(70.080)
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(53.185)	-	-	(56.300)
	Rec. de uso da rede	-	-	30.020	-	-	26.482
	Atualização de dividendos	-	-	-	-	-	-
	<b>3.576</b>	<b>4.637</b>	<b>(23.165)</b>	<b>3.085</b>	<b>11.646</b>	<b>(99.898)</b>	
Eletrosul	Cientes	80	-	-	55	-	-
	Contas a receber	39	-	-	36	-	-
	Fornecedores	-	3.836	-	-	5.583	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(48.946)	-	-	(56.554)
	Rec. de uso da rede	-	-	812	-	-	612
	<b>119</b>	<b>3.836</b>	<b>(48.134)</b>	<b>91</b>	<b>5.583</b>	<b>(55.942)</b>	
Eletronorte	Cientes	3.152	-	-	3.966	-	-
	Energia livre	44.760	-	-	39.628	-	-
	Fornecedores	-	3.682	-	-	5.154	-
	Contas a pagar	-	-	-	-	-	-
	Contas a receber	36	-	-	16	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(44.449)	-	-	(44.169)
	Rec. de uso da rede	-	-	36.647	-	-	35.751
	<b>47.948</b>	<b>3.682</b>	<b>(7.802)</b>	<b>43.610</b>	<b>5.154</b>	<b>(8.418)</b>	
Eletronuclear	Cientes	555	-	-	535	-	-
	Contas a pagar	-	-	-	-	40	-
	Rec. de uso da rede	-	-	5.901	-	-	4.464
	Atualização de dividendos	-	-	-	-	-	-
	<b>555</b>	-	<b>5.901</b>	<b>535</b>	<b>40</b>	<b>4.464</b>	
CGTEE	Cientes	311	-	-	236	-	-
	Rec. de uso da rede	-	-	2.534	-	-	1.989
	<b>311</b>	-	<b>2.534</b>	<b>236</b>	-	<b>1.989</b>	
Eletropar	Contas a receber	4.613	-	-	14.693	-	-
	(-) Provisão para perdas	-	-	-	(13.237)	-	-
	Adiantamento a fornecedores	-	-	-	5.279	-	-
	Contas a pagar	-	92	-	-	1.456	-
	<b>4.613</b>	<b>92</b>	-	<b>6.735</b>	<b>1.456</b>	-	
Ceal	Cientes	43.115	-	-	35.911	-	-
	Contas a receber	346	-	-	48	-	-
	Contas a pagar	-	102	-	-	90	-
	Suprimento de energia	-	-	26.026	-	-	27.283
	Rec. de uso da rede	-	-	11.635	-	-	10.718
	<b>43.461</b>	<b>102</b>	<b>37.661</b>	<b>35.959</b>	<b>90</b>	<b>38.001</b>	
Fachesf	Fornecedores	-	1.720	-	-	10.719	-
	Contribuição normal	-	11.415	-	-	10.220	-
	Despesa financeira	-	-	(133.698)	-	-	(55.871)
	Despesas operacionais	-	-	(20.411)	-	-	(17.401)
	Despesas atuariais	-	-	(123.537)	-	-	(105.121)
	-	<b>13.135</b>	<b>(277.646)</b>	-	<b>20.939</b>	<b>(178.393)</b>	
Celg - D	Cientes	3.915	-	-	4.124	-	-
	Suprimento de energia	-	-	39.133	-	-	39.777
	Rec. de uso da rede	-	-	7.939	-	-	6.543
	<b>3.915</b>	-	<b>47.072</b>	<b>4.124</b>	-	<b>46.320</b>	

## Continuação

Empresas	Natureza da operação	31/12/2015			31/12/2014 (não auditado)		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Cepisa	Clientes	4.845	-	-	4.315	-	-
	Energia Livre	2.795	-	-	2.474	-	-
	Suprimento de energia	-	-	27.859	-	-	29.332
	Rec. de uso da rede	-	-	11.734	-	-	11.288
		<b>7.640</b>	-	<b>39.593</b>	<b>6.789</b>	-	<b>40.620</b>
STN	Contas a receber	273	-	-	263	-	-
	Partic. societária permanente	176.941	-	-	163.434	-	-
	Fornecedores	-	1.042	-	-	1.250	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	3.231	-	-	2.841
	Equivalência patrimonial	-	-	45.475	-	-	46.014
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(10.362)	-	-	(12.427)
		<b>177.214</b>	<b>1.042</b>	<b>38.344</b>	<b>163.697</b>	<b>1.250</b>	<b>36.428</b>
Integração Transmissora de Energia S.A.	Partic. societária permanente	42.084	-	-	41.064	-	-
	Fornecedores	-	834	-	-	971	-
	Dividendos	1.209	-	-	-	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(8.074)	-	-	(9.496)
	Equivalência patrimonial	-	-	6.727	-	-	5.573
	<b>43.293</b>	<b>834</b>	<b>(1.347)</b>	<b>41.064</b>	<b>971</b>	<b>(3.923)</b>	
Energética Águas da Pedra S.A.	Partic. societária permanente	103.307	-	-	89.580	-	-
	Clientes	180	-	-	159	-	-
	Dividendos	2.181	-	-	1.124	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	13.533	-	-	2.030
	Rec. de uso da rede	-	-	1.607	-	-	1.353
	<b>105.668</b>	-	<b>15.140</b>	<b>90.863</b>	-	<b>3.383</b>	
ESBR Participações S.A.	Clientes	4.526	-	-	2.295	-	-
	Partic. societária permanente	1.396.062	-	-	1.453.682	-	-
	Fornecedores	-	27.876	-	-	9.872	-
	Energia comprada	-	-	(219.637)	-	-	(31.200)
	AFAC	105.200	-	-	-	-	(230.788)
	Equivalência patrimonial	-	-	(147.620)	-	-	(230.788)
	Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	(600)	-
	Rec. de uso da rede	-	-	34.372	-	-	11.229
	<b>1.505.788</b>	<b>27.876</b>	<b>(332.885)</b>	<b>1.455.977</b>	<b>9.272</b>	<b>(250.759)</b>	
I.E. Madeira	Partic. societária permanente	489.031	-	-	444.155	-	-
	Fornecedores	-	3.154	-	-	3.969	-
	Dividendos	13.575	-	-	7.257	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	58.853	-	-	32.388
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(32.242)	-	-	(31.830)
		<b>502.606</b>	<b>3.154</b>	<b>26.611</b>	<b>451.412</b>	<b>3.969</b>	<b>558</b>
Manaus Transmissora	Partic. societária permanente	244.950	-	-	215.793	-	-
	Fornecedores	-	1.018	-	-	1.797	-
	Dividendos	50	-	-	-	-	-
	Encargo de uso de rede	-	-	(11.554)	-	-	(10.485)
	AFAC	-	-	-	14.625	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	11.787	-	-	8.755
	<b>245.000</b>	<b>1.018</b>	<b>233</b>	<b>230.418</b>	<b>1.797</b>	<b>(1.730)</b>	
Manaus Construtora	Partic. societária permanente	7.449	-	-	4.724	-	-
	Dividendos	9.178	-	-	12.351	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(322)	-	-	4.164
	<b>16.627</b>	-	<b>(322)</b>	<b>17.075</b>	-	<b>4.164</b>	
TDG	Partic. societária permanente	7.236	-	-	28.013	-	-
	Contas a receber	355	-	-	429	-	-
	Fornecedores	-	169	-	-	181	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	4.217	-	-	4.187
	AFAC	101.000	-	-	101.000	-	-
	Encargo de uso da rede de transmissão	-	-	(1.580)	-	-	(1.787)
	Equivalência patrimonial	-	-	(20.777)	-	-	(23.968)
	<b>108.591</b>	<b>169</b>	<b>(18.140)</b>	<b>129.442</b>	<b>181</b>	<b>(21.568)</b>	

## Continuação

Empresas	Natureza da operação	31/12/2015			31/12/2014 (não auditado)		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Norte Energia S.A.	Clientes	-	-	-	-	-	-
	Partic. societária permanente	1.042.090	-	-	804.066	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(7.225)	-	-	(32.508)
		<b>1.042.090</b>	-	<b>(7.225)</b>	<b>804.066</b>	-	<b>(32.508)</b>
Ceron	Clientes	565	-	-	999	-	-
	Suprimento de energia	-	-	4.120	-	-	4.044
	Rec. de uso da rede	-	-	3.126	-	-	5.463
		<b>565</b>	-	<b>7.246</b>	<b>999</b>	-	<b>9.507</b>
Eletroacre	Clientes	289	-	-	361	-	-
	Suprimento de energia	-	-	3.635	-	-	3.759
	Rec. de uso da rede	-	-	32	-	-	29
		<b>289</b>	-	<b>3.667</b>	<b>361</b>	-	<b>3.788</b>
Complexo Eólico Sento Sé I	Clientes	24	-	-	21	-	-
	Contas a receber	28	-	-	27	-	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	335	-	-	273
	Partic. societária permanente	56.903	-	-	51.323	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	6.672	-	-	2.123
	Dividendos	1.350	-	-	258	-	-
Rec. de uso da rede	-	-	209	-	-	189	
		<b>58.305</b>	-	<b>7.216</b>	<b>51.629</b>	-	<b>2.585</b>
Complexo Eólico Sento Sé II	Partic. societária permanente	56.099	-	-	35.477	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(442)	-	-	(81)
		<b>56.099</b>	-	<b>(442)</b>	<b>35.477</b>	-	<b>(81)</b>
Complexo Eólico Sento Sé III	Partic. societária permanente	1.513	-	-	1.576	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(63)	-	-	(14)
		<b>1.513</b>	-	<b>(63)</b>	<b>1.576</b>	-	<b>(14)</b>
Cepel	Despesas operacionais	-	-	(11.525)	-	-	(10.925)
		-	-	<b>(11.525)</b>	-	-	<b>(10.925)</b>
IE Garanhuns	Partic. societária permanente	318.972	-	-	181.526	-	-
	AFAC	-	-	-	20.629	-	-
	Dividendos	5.780	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	26.361	-	-	16.717
		<b>324.752</b>	-	<b>26.361</b>	<b>202.155</b>	-	<b>16.717</b>
VamCruz I Participações S.A	Partic. societária permanente	73.368	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	506	-	-	-
	Dividendos	523	-	-	-	-	-
	AFAC	66.892	-	-	-	-	-
		<b>140.783</b>	-	<b>506</b>	-	-	-
Complexo Eólico VamCruz	Partic. societária permanente	-	-	-	72.993	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(42)
		-	-	-	<b>72.993</b>	-	<b>(42)</b>
Extemoz	Contas a receber	23	-	-	603	-	-
	Partic. societária permanente	36.079	-	-	7.180	-	-
	Fornecedores	-	280	-	-	106	-
	Receita de prest. de serviços	-	-	296	-	-	211
	Encargo de uso de rede	-	-	(1.769)	-	-	(211)
	AFAC	590.189	-	-	453.761	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	28.899	-	-	5.675
		<b>626.291</b>	<b>280</b>	<b>27.426</b>	<b>461.544</b>	<b>106</b>	<b>5.675</b>
Chapada do Piauí I Holding S.A	Partic. societária permanente	109.497	-	-	-	-	-
	AFAC	14.040	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(9.560)	-	-	-
		<b>123.537</b>	-	<b>(9.560)</b>	-	-	-
Complexo Eólico Chapada do Piauí I	Partic. societária permanente	-	-	-	119.057	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(1)
		-	-	-	<b>119.057</b>	-	<b>(1)</b>

Continuação

Empresas	Natureza da operação	31/12/2015			31/12/2014 (não auditado)		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Chapada do Piauí II Holding S.A	Partic. societária permanente	142.187	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(2.358)	-	-	-
		<b>142.187</b>	-	<b>(2.358)</b>	-	-	-
Complexo Eólico Chapada do Piauí II	Partic. societária permanente	-	-	-	108.022	-	-
		-	-	-	<b>108.022</b>	-	-
Amazonas Distribuidora	Clientes	275	-	-	2.463	-	-
	Contas a pagar	-	-	-	-	73	-
		<b>275</b>	-	-	<b>2.463</b>	<b>73</b>	-
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	Partic. societária permanente	97.374	-	-	-	-	-
	AFAC	25.005	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(592)	-	-	-
		<b>122.379</b>	-	<b>(592)</b>	-	-	-
Complexo Eólico Serra das Vacas	Partic. societária permanente	-	-	-	57.877	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(486)
		-	-	-	<b>57.877</b>	-	<b>(486)</b>
Cia. Energética SINOP S.A.	Partic. societária permanente	89.526	-	-	87.047	-	-
	AFAC	36.750	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	2.479	-	-	(4.249)
		<b>126.276</b>	-	<b>2.479</b>	<b>87.047</b>	-	<b>(4.249)</b>
Complexo Eólico Pindaí I	Partic. societária permanente	337.731	-	-	85.866	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(2.748)	-	-	(784)
		<b>337.731</b>	-	<b>(2.748)</b>	<b>85.866</b>	-	<b>(784)</b>
Complexo Eólico Pindaí II	Partic. societária permanente	148.518	-	-	34.790	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(1.545)	-	-	28
		<b>148.518</b>	-	<b>(1.545)</b>	<b>34.790</b>	-	<b>28</b>
Complexo Eólico Pindaí III	Partic. societária permanente	76.607	-	-	10.435	-	-
	Equivalência patrimonial	-	-	(623)	-	-	(20)
		<b>76.607</b>	-	<b>(623)</b>	<b>10.435</b>	-	<b>(20)</b>

A seguir, são identificadas 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 22;
- 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;

**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.**

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

**Manaus Construtora Ltda.**

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

**TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A.**

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

**Norte Energia S.A.**

- 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.)**

- Montante investido na participação societária avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contrato celebrado para prestação de serviços;
- Remuneração pelo capital investido.

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

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

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

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

**Cepel**

- Contrato de contribuição mensal como associado.

**Interligação Elétrica Garanhuns S.A.**

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

**Vamcruz I Participações S.A.**

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

**Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.**

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

**Chapada do Piauí I Holding S.A.**

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

**Chapada do Piauí II Holding S.A.**

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

**Amazonas Distribuidora de Energia S.A.**

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

**Eólica Serra das Vacas Holding S.A.**

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

**Companhia Energética SINOP S.A.**

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

- 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.

**Remuneração de pessoal-chave**

O pessoal-chave da Administração inclui os conselheiros de administração e fiscal e diretores. O gasto total no exercício de 2015 está demonstrado a seguir:

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	3.483	2.887
Encargos Sociais	833	665
Benefícios	523	478
<b>Total</b>	<b>4.839</b>	<b>4.030</b>

Os administradores não possuem pagamentos baseados em ações da Companhia.

## 41 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

### 41.1 – 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 2015 e 31 de dezembro de 2014.

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
<b>Ativos financeiros</b>		
<b>Empréstimos e recebíveis</b>		
Clientes	500.552	481.773
Adiantamentos a investidas	-	590.015
Financiamentos e empréstimos	4.009	7.340
<b>Mantidos até o vencimento</b>		
Títulos e valores mobiliários	8.060	8.298
Valores a receber - Lei nº 12.783/2013	-	1.605.710
Cauções e depósitos vinculados	124.157	77.120
<b>Mensurados a valor justo</b>		
Títulos e valores mobiliários	482.756	678.495
Caixa e equivalentes de caixa	153.896	636.153
<b>Total Ativos financeiros</b>	<b>1.273.430</b>	<b>4.084.904</b>
<b>Passivos financeiros</b>		
<b>Mensurados ao custo amortizado</b>		
Financiamentos e empréstimos	1.450.646	1.207.567
Fornecedores	415.162	537.371
<b>Total Passivos financeiros</b>	<b>1.865.808</b>	<b>1.744.938</b>

#### 41.1.1 - 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

#### **41.1.2 - 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 31/12/2015. Destacam-se: os empréstimos obtidos junto ao Banco do Brasil, a Caixa Econômica Federal e ao BNDES, que representam 83,89% 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 2,05% do total dos financiamentos e empréstimos, dos quais 86,4% são remunerados a uma taxa de juros equivalente a 5,0% ao ano, e taxa de administração de 2,0%. 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.

#### **41.2- 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 contábeis em 31 de dezembro de 2015, 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	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
<b>Ativos</b>		
IPCA	170.947	1.724.031
<b>Total</b>	<b>170.947</b>	<b>1.724.031</b>
<b>Passivos</b>		
TJLP	197.858	-
CDI	739.983	915.673
IPCA	300	361
<b>Total</b>	<b>938.141</b>	<b>916.034</b>
<b>Passivo líquido exposto</b>	<b>767.194</b>	<b>(807.997)</b>

- **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	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
Caixa e equivalente de caixa	5	153.896	636.153
Títulos e valores mobiliários	6	490.816	686.793
Clientes	7	500.552	481.773

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
<b>Em 31 de dezembro de 2015</b>						
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	-	-	-
<b>Em 31 de dezembro de 2014 (não auditado)</b>						
Fornecedores	537.371	537.371	537.371	-	-	-
Financiamentos e empréstimos	1.207.567	1.468.431	339.040	364.585	764.806	-
Obrigações estimadas	122.832	122.832	122.832	-	-	-

### 41.3 – 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 2015 e 31 de dezembro de 2014, podem ser assim sumarizados:

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
Financiamentos e empréstimos	1.450.646	1.207.567
(-)Caixa e equivalentes de caixa	153.896	636.153
<b>Dívida líquida</b>	<b>1.296.750</b>	<b>571.414</b>
Patrimônio líquido	8.691.838	9.476.181
<b>Total do capital</b>	<b>9.988.588</b>	<b>10.047.595</b>
<b>Índice de alavancagem financeira</b>	13,0%	5,7%

#### 41.4 – ESTIMATIVA DO VALOR JUSTO

Instrumentos Financeiros	31/12/2015		31/12/2014 (não auditado)	
	Valor Contábil	Valor de Mercado	Valor Contábil	Valor de Mercado
Títulos e valores mobiliários	482.756	482.756	678.495	678.495
Aplicações financeiras	142.985	142.985	624.912	624.912
<b>Total</b>	<b>625.741</b>	<b>625.741</b>	<b>1.303.407</b>	<b>1.303.407</b>

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:

	31/12/2015			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Títulos e valores mobiliários	482.756	-	-	482.756
Aplicações financeiras	142.985	-	-	142.985
<b>Total</b>	<b>625.741</b>	-	-	<b>625.741</b>
	31/12/2014 (não auditado)			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3	Total
Títulos e valores mobiliários	678.495	-	-	678.495
Aplicações financeiras	624.912	-	-	624.912
<b>Total</b>	<b>1.303.407</b>	-	-	<b>1.303.407</b>

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.

#### 41.5 – 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 2015 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo BACEN, e Economic Outlook 86, publicado pela OECD.

##### Depreciação dos índices

	Saldo em 31/12/2015	Índice			Valor		
		Cenário provável	Cenário I (-25%)	Cenário II (- 50%)	Cenário provável	Cenário I (-25%)	Cenário II (- 50%)
<b>Ativos</b>							
IPCA	170.947	6,93	5,20	3,47	182.794	179.836	176.879
<b>Passivos</b>							
TJLP	197.858	7,00	5,25	3,50	211.708	208.246	204.783
IPCA	300	6,93	5,20	3,47	321	316	310
CDI	739.983	15,25	11,44	7,63	852.830	824.637	796.444
<b>Efeito líquido</b>	<b>(767.194)</b>				<b>(882.065)</b>	<b>(853.363)</b>	<b>(824.658)</b>

##### Apreciação dos índices

	Saldo em 31/12/2015	Índice			Valor		
		Cenário provável	Cenário I (+25%)	Cenário II (+ 50%)	Cenário provável	Cenário I (+25%)	Cenário II (+ 50%)
<b>Ativos</b>							
IPCA	170.947	6,93	8,66	10,40	182.794	185.751	188.725
<b>Passivos</b>							
TJLP	197.858	7,00	8,75	10,50	211.708	215.171	218.633
IPCA	300	6,93	8,66	10,40	321	326	331
CDI	739.983	15,25	19,06	22,88	852.830	881.024	909.291
<b>Efeito líquido</b>	<b>(767.194)</b>				<b>(882.065)</b>	<b>(910.770)</b>	<b>(939.530)</b>

**42 – 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).

	31/12/2015			31/12/2014 (não auditado)		
	Geração	Transmissão	Total	Geração	Transmissão	Total
<b>RECEITA</b>						
Fornecimento de energia elétrica	1.185.628	-	1.185.628	886.567	-	886.567
Suprimento de energia elétrica	1.338.706	-	1.338.706	1.346.713	-	1.346.713
Energia Elétrica de Curto Prazo	223.285	-	223.285	152.364	-	152.364
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	-	998.445	998.445	-	845.480	845.480
Outras receitas	5.362	20.148	25.510	4.814	12.258	17.072
	<b>2.752.981</b>	<b>1.018.593</b>	<b>3.771.574</b>	<b>2.390.458</b>	<b>857.738</b>	<b>3.248.196</b>
<b>Tributos</b>						
ICMS	(146.428)	-	(146.428)	(113.073)	-	(113.073)
PIS-PASEP	(42.361)	(14.793)	(57.154)	(37.185)	(12.145)	(49.330)
Cofins	(195.135)	(68.138)	(263.273)	(171.290)	(55.939)	(227.229)
ISS	(259)	(634)	(893)	(237)	(581)	(818)
<b>ENCARGOS - PARCELA "A"</b>						
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(21.914)	(8.269)	(30.183)	(18.965)	(7.045)	(26.010)
Reserva Global de Reversão - RGR	(10.072)	(4.221)	(14.293)	(23.871)	(6.257)	(30.128)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE	-	(9.778)	(9.778)	-	(6.658)	(6.658)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	(144.612)	-	(144.612)	(152.290)	-	(152.290)
Taxa de Fiscalização da Aneel	(8.482)	(3.026)	(11.508)	(3.460)	(4.188)	(7.648)
Outros encargos	-	(52.352)	(52.352)	-	(53.095)	(53.095)
	<b>(569.263)</b>	<b>(161.211)</b>	<b>(730.474)</b>	<b>(520.371)</b>	<b>(145.908)</b>	<b>(666.279)</b>
<b>RECEITA LÍQUIDA</b>	<b>2.183.718</b>	<b>857.382</b>	<b>3.041.100</b>	<b>1.870.087</b>	<b>711.830</b>	<b>2.581.917</b>
<b>CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS - PARCELA "A"</b>						
Energia elétrica comprada para revenda	(346.350)	-	(346.350)	(620.038)	-	(620.038)
Encargo de transmissão, conexão e distribuição	(673.906)	-	(673.906)	(732.110)	-	(732.110)
Matéria-prima e Insumos para produção de energia elétrica	(176.425)	-	(176.425)	(362.811)	-	(362.811)
	<b>(1.196.681)</b>	<b>-</b>	<b>(1.196.681)</b>	<b>(1.714.959)</b>	<b>-</b>	<b>(1.714.959)</b>
<b>RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS</b>	<b>987.037</b>	<b>857.382</b>	<b>1.844.419</b>	<b>155.128</b>	<b>711.830</b>	<b>866.958</b>
<b>CUSTOS GERENCIÁVEIS - PARCELA "B"</b>						
Pessoal e administradores	(248.560)	(678.248)	(926.808)	(236.471)	(634.341)	(870.812)
Material	(7.748)	(17.722)	(25.470)	(8.152)	(17.419)	(25.571)
Serviços de terceiros	(77.819)	(134.032)	(211.851)	(71.519)	(126.283)	(197.802)
Arrendamento e aluguéis	(5.503)	(9.908)	(15.411)	(5.825)	(10.763)	(16.588)
Seguros	(3.462)	(8.261)	(11.723)	(3.165)	(7.342)	(10.507)
Doações, contribuições e subvenções	(9.431)	(9.237)	(18.668)	(9.292)	(9.077)	(18.369)
Provisões	(208.214)	(779.466)	(987.680)	1.165.027	(304.700)	860.327
(-) Recuperação de despesas	134.009	4.786	138.795	181.678	4.148	185.826
Tributos	(8.528)	(1.877)	(10.405)	(10.109)	(2.075)	(12.184)
Depreciação e amortização	(88.111)	(164.940)	(253.051)	(87.748)	(159.136)	(246.884)
Gastos diversos	(134.427)	(119.375)	(253.802)	(158.950)	(79.108)	(238.058)
Outras Receitas Operacionais	174	315	489	5.884	15.579	21.463
Outras Despesas Operacionais	(55)	(3.279)	(3.334)	(235.004)	(620)	(235.624)
	<b>(657.675)</b>	<b>(1.921.244)</b>	<b>(2.578.919)</b>	<b>526.354</b>	<b>(1.331.137)</b>	<b>(804.783)</b>
<b>RESULTADO DA ATIVIDADE</b>	<b>329.362</b>	<b>(1.063.862)</b>	<b>(734.500)</b>	<b>681.482</b>	<b>(619.307)</b>	<b>62.175</b>

### 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\$ 7.417 em 2015 (perda de R\$ 169.474, em 2014).

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	2.747.619	-	-	2.747.619
Transmissão - T	-	998.445	-	998.445
Atividades não vinculadas - ANV	-	-	25.510	25.510
	2.747.619	998.445	25.510	3.771.574

### Conciliação das Demonstrações de Resultado:

	Unidades de Negócio	Outorgada	Diferença
Receita	3.771.574	3.771.574	-
Deduções da receita	(709.275)	(709.275)	-
Receita líquida	3.062.299	3.062.299	-
Gastos	(3.796.799)	(3.796.799)	-
Resultado do serviço	(734.500)	(734.500)	-
Resultado financeiro	71.523	71.523	-
Equivalência patrimonial	-	7.417	(7.417)
Lucro antes da tributação e participações	(662.977)	(655.560)	(7.417)
Imposto de renda e contribuição social	70.841	70.841	-
<b>Prejuízo do exercício</b>	<b>(592.136)</b>	<b>(584.719)</b>	<b>(7.417)</b>

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\$ 7.417 refere-se ao resultado de equivalência patrimonial.

#### 43 - 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 30/04/2015, cujo objetivo é obter cobertura para os seus principais ativos, tais como imobilizado em serviço e almoxarifado. Para isso, esses ativos estão segurados por apólices também anuais, especificadas por modalidade de risco, conforme demonstrado no quadro a seguir:

<u>Apólices</u>	<b>Importâncias Seguradas</b>	<b>Prêmios Anuais</b>
- <b>Riscos Nomeados:</b> Incêndio, raio, explosão, danos elétricos, equipamentos eletrônicos	6.002.930	6.895
- <b>Riscos aeronáuticos</b>	42.325	195
- <b>Transporte</b>	173.680	215
	<b>6.218.935</b>	<b>7.305</b>

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 às 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.

#### 44 - REMUNERAÇÃO DOS EMPREGADOS E ADMINISTRADORES

Tomando por base o mês de dezembro de 2015 e de acordo com a política salarial da Companhia, a maior e a menor remuneração mensal paga a empregados foram de R\$ 56.644,26 e R\$ 1.705,31, respectivamente; o maior honorário atribuído a dirigentes correspondeu a R\$ 44.102,36. Tais remunerações são compostas de salários permanentes, gratificações e adicionais.

#### 45 – 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	31/12/2015			31/12/2014
	Aplicação			Total
	Imobilizado	Resultado	Total	
Manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	8.282	4.387	12.669	10.511
Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	2.408	5.614	8.022	5.067
Educação ambiental para a comunidade	1.583	2.052	3.635	1.821
Outros projetos ambientais	177	2.405	2.582	1.131
<b>Total</b>	<b>12.450</b>	<b>14.458</b>	<b>26.908</b>	<b>18.530</b>

- *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\$ 58.273, com previsão de desembolso de R\$ 47.442 para o exercício de 2016 e R\$ 10.831 a partir de 2017.

#### 46 - 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	31/12/2015	31/12/2014
Empregados treinados	3.706	3.545
Homem/hora treinados	207.512	273.732
Média/hora treinamento	45	62
Índice de empregados treinados (%)	81	80
Força de trabalho treinada (%)	2	3
Investimento total (R\$ mil)	4.123	4.180
Valor médio investido por empregado (R\$ 1,00)	899	948

#### 47 - REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO

As condições legais estabelecidas para o processo de repactuação do risco hidrológico tiveram os seguintes fatos motivadores decorrentes da redução da geração hidrelétrica do SIN: a) desde o último quadrimestre de 2012, o país enfrenta condições hidrológicas adversas que, somadas ao incremento de geração térmica com custos de operação elevado, obedecendo as decisões do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, resultaram em redução expressiva do GSF (fator de ajuste da garantia física das Usinas Hidrelétricas). b) a degradação do GSF afeta os agentes de geração hidrelétrica que possuem usinas participantes do MRE, reduzindo suas respectivas energias alocadas, conseqüentemente, os agentes que tiveram a sua energia reduzida em valores insuficiente para honrar seus contratos, ficaram expostos ao Preço de Liquidação de Diferenças - PLD no Mercado de Curto Prazo. Por outro lado, os agentes que estavam subcontratados, ao terem sua energia reduzida, deixaram de auferir parte dos créditos decorrentes da liquidação da sua energia no mercado de curto prazo c) a forte crise hídrica, associada a fatores outros considerados no despacho das usinas geradoras do sistema, fez com que os agentes de geração afetados recorressem à justiça a fim de se blindarem da perda econômica em virtude da degradação do GSF. d) em junho, os reflexos das ações dos outros agentes impactaram significativamente na liquidação da Chesf. As ações judiciais chegaram ao ponto de suspender a liquidação do Mercado de Curto Prazo. Tal fato, corroborado por inúmeras manifestações de agentes do setor, fez com que a ANEEL deliberasse abertura de Audiência Pública 032/2015 para tratar do tema.

Como resultado desses movimentos, foi sancionada a Lei 13.203/2015, de 8 de dezembro de 2015, regulamentada pela Resolução ANEEL 684/2015, de 11 de dezembro de 2015. e) A Lei 13.203/2015, bem como a Resolução ANEEL 684/2015, estabelecem as condições para a repactuação do risco hidrológico pelos agentes que possuem usinas participantes do MRE com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica. Para a Chesf, não são

elegíveis à repactuação as usinas cuja energia foi contratada em regime de cotas de acordo com a Lei 12.782/2013, que corresponde às usinas do Complexo de Paulo Afonso, Itaparica (Luiz Gonzaga), Xingó, Boa Esperança, Pedra e Funil, sendo elegíveis, portanto, as usinas de Curemas e Sobradinho que possuem, respectivamente 1 MW médio e 531 MW médios de garantia física. A Chesf realizou uma avaliação da viabilidade de aderir ou não à repactuação proposta e concluiu que melhores resultados poderiam ser obtidos mediante a compra de lastro de energia de terceiros, o que levaria a custos menores para a Companhia, com riscos reduzidos. Com base nesses estudos, a Diretoria Executiva e o Conselho de Administração da Chesf optaram pela não repactuação de risco hidrológico nas bases do disposto na Lei 13.203/2015 e na consequente regulamentação proposta pela Aneel.

**48 – 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	2015			2014 (não auditado)		
		Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>Ativos</b>							
<b>Ativo circulante</b>							
Caixa e equivalentes de caixa	5	153.896	-	153.896	636.153	-	636.153
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	495.566	(122.744)	372.822	473.169	(108.669)	364.500
Serviços em curso	12	162.537	-	162.537	144.377	-	144.377
Tributos compensáveis	9	182.209	-	182.209	76.053	-	76.053
Depósitos judiciais e cauções	10	10.982	-	10.982	10.982	-	10.982
Almoxarifado operacional	11	86.185	(2.707)	83.478	89.382	-	89.382
Ativos financeiros setoriais		-	42.095	42.095	-	34.657	34.657
Outros ativos circulantes	16	718.290	(107.101)	611.189	2.470.263	(73.019)	2.397.244
<b>Ativo não circulante</b>							
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	4.986	(4.986)	-	8.604	(8.604)	-
Serviços em curso	12	75.000	17.265	92.265	75.000	29.288	104.288
Tributos compensáveis	9	175.844	311.978	487.822	164.588	323.234	487.822
Depósitos judiciais e cauções	10	1.023.037	(102.633)	920.404	641.895	(53.659)	588.236
Ativos financeiros setoriais		-	3.531.081	3.531.081	-	2.913.929	2.913.929
Outros ativos não circulantes	16	1.061.771	363.236	1.425.007	723.859	533.112	1.256.971
Imobilizado	18	5.429.482	(5.429.482)	-	5.192.712	(5.192.712)	-
Intangível	19	44.683	(22.363)	22.320	40.250	(8.871)	31.379
Investimento	17	5.057.356	(3.303)	5.054.053	4.101.516	(3.313)	4.098.203
<b>Total do ativo</b>		<b>14.681.824</b>	<b>(1.529.664)</b>	<b>13.152.160</b>	<b>14.848.803</b>	<b>(1.614.627)</b>	<b>13.234.176</b>
<b>Passivo</b>							
<b>Passivo circulante</b>							
Fornecedores	20	415.162	(43.314)	371.848	537.371	(38.347)	499.024
Empréstimos, financiamentos e debêntures	22	298.038	-	298.038	250.414	-	250.414
Benefício pós-emprego	25	25.876	-	25.876	91.296	-	91.296
Tributos	21	109.408	-	109.408	92.081	-	92.081
Encargos setoriais		124.865	-	124.865	136.185	-	136.185
Outros passivos circulantes	26	320.513	-	320.513	306.672	-	306.672
<b>Passivo não circulante</b>							
Empréstimos, financiamentos e debêntures	22	1.152.608	-	1.152.608	957.153	-	957.153
Benefício pós-emprego	25	1.130.958	-	1.130.958	840.574	-	840.574
Tributos	9	-	-	-	13.572	-	13.572
Provisão para litígios	27	1.660.536	-	1.660.536	1.482.916	-	1.482.916
Encargos setoriais		3.851	-	3.851	257.682	-	257.682
Tributos diferidos	9	-	56.332	56.332	106.562	92.961	199.523
Outros passivos não circulantes	26	665.931	-	665.931	213.556	-	213.556
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica		82.240	-	82.240	86.588	-	86.588
<b>Total do passivo</b>		<b>5.989.986</b>	<b>13.018</b>	<b>6.003.004</b>	<b>5.372.622</b>	<b>54.614</b>	<b>5.427.236</b>
<b>Patrimônio líquido</b>							
Capital social		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		(1.569.138)	-	(1.569.138)	(1.369.514)	-	(1.369.514)
Prejuízos Acumulados		(4.409.176)	156.494	(4.252.682)	(3.824.457)	47.639	(3.776.818)
<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>8.691.838</b>	<b>156.494</b>	<b>8.848.332</b>	<b>9.476.181</b>	<b>47.639</b>	<b>9.523.820</b>
<b>Total do passivo e do patrimônio líquido</b>		<b>14.681.824</b>	<b>169.512</b>	<b>14.851.336</b>	<b>14.848.803</b>	<b>102.253</b>	<b>14.951.056</b>

	Nota	2015			2014 (não auditado)		
		Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>Operações em continuidade</b>							
<b>Receita</b>							
	32						
Fornecimento de energia elétrica		1.185.628	-	1.185.628	886.567	-	886.567
Suprimento de energia elétrica		1.338.706	-	1.338.706	1.346.713	-	1.346.713
Energia Elétrica de Curto Prazo		223.285	-	223.285	152.364	-	152.364
Disponibilidade do sistema de transmissão e distribuição		998.445	(90.914)	907.531	845.480	(79.702)	765.778
Receita de construção - Geração/Transmissão		-	795.149	795.149	-	984.827	984.827
Receita financeira		-	22.398	22.398	-	56.690	56.690
Outras receitas vinculadas		25.510	(1)	25.509	17.072	-	17.072
<b>Tributos</b>							
	32						
ICMS		(146.428)	-	(146.428)	(113.073)	-	(113.073)
PIS-PASEP		(57.154)	-	(57.154)	(49.330)	-	(49.330)
Cofins		(263.273)	1	(263.272)	(227.229)	-	(227.229)
ISS		(893)	-	(893)	(818)	-	(818)
<b>Encargos - Parcela "A"</b>							
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(30.183)	-	(30.183)	(26.010)	-	(26.010)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		(9.778)	-	(9.778)	(6.658)	-	(6.658)
Taxa de Fiscalização da Aneel		(11.508)	-	(11.508)	(7.648)	-	(7.648)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH		(144.612)	9.691	(134.921)	(152.290)	12.055	(140.235)
Outros Encargos		(66.645)	-	(66.645)	(83.223)	-	(83.223)
<b>Receita líquida</b>							
	32	3.041.100	736.324	3.777.424	2.581.917	973.870	3.555.787
<b>Custos não gerenciáveis - Parcela "A"</b>							
	34						
Energia elétrica comprada para revenda		(346.350)	-	(346.350)	(620.038)	-	(620.038)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição		(673.906)	-	(673.906)	(732.110)	-	(732.110)
Encargos e Demais Despesas Setoriais		-	(9.691)	(9.691)	-	(12.055)	(12.055)
Matéria-prima/Insumo para geração de energia elétrica		(176.425)	-	(176.425)	(362.811)	-	(362.811)
<b>Custo de Construção</b>							
	34	-	(795.149)	(795.149)	-	(984.827)	(984.827)
<b>Resultado antes dos custos gerenciáveis</b>							
		1.844.419	(68.516)	1.775.903	866.958	(23.012)	843.946
<b>Custos gerenciáveis - Parcela "B"</b>							
	34						
Pessoal e administradores		(926.808)	-	(926.808)	(870.812)	-	(870.812)
Material		(25.470)	-	(25.470)	(25.571)	-	(25.571)
Serviços de terceiros		(211.851)	-	(211.851)	(197.802)	-	(197.802)
Arrendamento e aluguéis		(15.411)	-	(15.411)	(16.588)	-	(16.588)
Seguros		(11.723)	-	(11.723)	(10.507)	-	(10.507)
Doações, contribuições e subvenções		(18.668)	-	(18.668)	(18.368)	-	(18.368)
Provisões		(987.680)	5.207	(982.473)	860.327	(663)	859.664
Recuperação de despesas		138.795	-	138.795	185.826	-	185.826
Tributos		(10.405)	-	(10.405)	(12.184)	-	(12.184)
Depreciação e amortização		(253.051)	146.527	(106.524)	(246.884)	141.658	(105.226)
Gastos diversos da atividade vinculada		(253.802)	-	(253.802)	(238.060)	-	(238.060)
Outras Receitas Operacionais		489	-	489	21.464	-	21.464
Outras Gastos Operacionais		(3.334)	-	(3.334)	(235.624)	-	(235.624)
<b>Resultado da Atividade</b>							
		(734.500)	83.218	(651.282)	62.175	117.983	180.158
<b>Equivalência patrimonial</b>							
		7.417	-	7.417	(169.474)	-	(169.474)
<b>Resultado Financeiro</b>							
Despesas financeiras		(177.938)	(1.883)	(179.821)	(160.986)	(2.508)	(163.494)
Receitas financeiras		249.461	(9.109)	240.352	819.676	(6.837)	812.839
<b>Resultado antes dos impostos</b>							
		(655.560)	72.226	(583.334)	551.391	108.638	660.029
Imposto de renda e contribuição social		70.841	36.629	107.470	(1.692.760)	(85.207)	(1.777.967)
<b>Resultado líquido das operações em continuidade</b>							
		<b>(584.719)</b>	108.855	<b>(475.864)</b>	<b>(1.141.369)</b>	23.431	<b>(1.117.938)</b>
<b>Resultado líquido do exercício</b>							
		<b>(584.719)</b>		<b>(475.864)</b>	<b>(1.141.369)</b>		<b>(1.117.938)</b>
<b>Prejuízo por ação</b>							
		(10,46)		(8,51)	(20,42)		(20,00)

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

#### **48.1 - 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.

#### **48.2 - 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\$ 3.973.420.

#### **48.3. 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.

#### **48.4 – 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.

#### **48.5. Efeitos de contabilização de contratos de concessão (ICPC 01)**

##### **48.5.1 - Receita e custo de construção (resultado)**

Os ajustes, no montante de R\$ 795.149, são decorrentes do andamento das obras do sistema de transmissão, e dos investimentos nas usinas prorrogadas, ambos abrangidos pela ICPC 01 – Contratos de concessão.

##### **48.5.2 - Remuneração do ativo financeiro (resultado)**

Os ajustes, no montante de R\$ 22.398, são decorrentes de atualização do ativo financeiro da transmissão.

##### **48.5.3 - Imposto de renda e contribuição social diferidos (resultado)**

Os ajustes são decorrentes dos efeitos de diferenças temporárias de valores provenientes do CPC 33 e do ICPC 01.

#### 48.5.4 – Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
<b>Saldos conforme contabilidade societária</b>	<b>8.848.332</b>	<b>9.523.820</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória</b>	<b>(156.494)</b>	<b>(47.639)</b>
Remuneração do ativo financeiro da concessão (ICPC 01)	(2.115.246)	(2.092.848)
ICPC 01 - Contratos de concessão	1.749.115	1.658.201
Outros (ajustes CPCs)	162.252	302.994
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis	47.385	84.014
<b>Saldo conforme contabilidade regulatória</b>	<b>8.691.838</b>	<b>9.476.181</b>

#### 48.5.5 – Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	31/12/2015	31/12/2014 (não auditado)
<b>Prejuízo conforme contabilidade societária</b>	<b>(475.864)</b>	<b>(1.117.938)</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória</b>	<b>(108.855)</b>	<b>(23.431)</b>
Remuneração do ativo financeiro da concessão (ICPC 01)	(22.398)	(56.690)
ICPC 01 - Contratos de concessão	90.914	79.702
Outros (ajustes CPCs)	(140.742)	(131.650)
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis	(36.629)	85.207
<b>Prejuízo conforme contabilidade regulatória</b>	<b>(584.719)</b>	<b>(1.141.369)</b>

## COMPOSIÇÃO DOS CONSELHOS DE ADMINISTRAÇÃO E FISCAL E DA DIRETORIA EXECUTIVA

### CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

---

**Armando Casado de Araújo**  
Presidente

**José Carlos de Miranda Farias**  
Conselheiro

**Fernanda Cardoso Amado**  
Conselheira

**Altino Ventura Filho**  
Conselheiro

**Virgínia Parente de Barros**  
Conselheira

**José Hollanda Cavalcanti Júnior**  
Conselheiro

### CONSELHO FISCAL

---

**Pedro Gaudêncio de Castro**  
Presidente

**Leandro Giacomazzo**  
Conselheiro

**Marcelo Cruz**  
Conselheiro

### DIRETORIA EXECUTIVA

---

**José Carlos de Miranda Farias**  
Diretor-Presidente

**José Pedro de Alcântara Júnior**  
Diretor Econômico-Financeiro

**Antônio Varejão de Godoy**  
Diretor de Engenharia e Construção

**José Ailton de Lima**  
Diretor de Operação

**Helder Rocha Falcão**  
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**

Ao  
Conselho de Administração e Acionistas da  
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF  
Recife – Pernambuco

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco CHESF ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2015 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, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas. 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 por meio da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014.

### **Responsabilidade da administração pelas demonstrações contábeis regulatórias**

A Administração da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações contábeis 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.

### **Responsabilidade dos auditores independentes**

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis regulatórias com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento das exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis regulatórias estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações contábeis regulatórias. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis regulatórias, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração das demonstrações contábeis regulatórias da Companhia para planejar procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia. Uma

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative ("KPMG International"), uma entidade suíça.

KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.



auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião com ressalva.

### **Base para opinião com ressalva sobre as demonstrações contábeis regulatórias**

#### ***Riscos relacionados a conformidade com leis e regulamentos - Lava Jato***

Conforme mencionado na nota explicativa nº 4.17 (a), em conexão com os processos de investigação pelas autoridades públicas federais na operação conhecida como “Lava Jato” e seus desdobramentos, a Administração da Companhia tomou conhecimento, por meio de veiculação pela mídia ou de outra forma, da existência de supostos atos ilegais, dentre eles supostos pagamentos de propinas por administradores e ex-administradores de construtoras envolvidas em certos empreendimentos, a Funcionários e/ou Administradores e/ou Diretores de sua controladora a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) e/ou suas investidas consolidadas e/ou avaliadas pelo método de equivalência patrimonial.

Em decorrência, a Eletrobras, conforme aprovado pelo seu Conselho de Administração, contratou empresa independente especializada para conduzir investigação relacionada ao assunto acima e eventuais descumprimentos de leis e regulamentos, no contexto da legislação do Brasil e dos Estados Unidos da América. Adicionalmente, a Eletrobras criou uma Comissão Independente para gestão e supervisão dos trabalhos de investigação em andamento, conduzidos pela empresa independente contratada.

Considerando que as ações relacionadas à investigação desses assuntos estão ainda em andamento, portanto, sem quaisquer resultados conclusivos, os possíveis impactos decorrentes da resolução final destes temas, sobre as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015 não são conhecidos e não puderam ser estimados pela Companhia. Conseqüentemente, não nos foi possível determinar se havia a necessidade de ajustes ou divulgações em decorrência desses assuntos nas referidas demonstrações contábeis regulatórias.

#### **Opinião com ressalva**

Em nossa opinião, exceto pelos possíveis efeitos do assunto descrito no parágrafo “Base para opinião com ressalva”, 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 2015, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL através da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014.



### **Base de elaboração das demonstrações contábeis**

Sem modificar nossa opinião, 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 requisitos da ANEEL. Conseqüentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outro fim.

### **Continuidade operacional de empresas investidas**

Conforme citado na nota explicativa nº 29.3, a Companhia mantém investimentos nas controladas em conjunto ESBR Participações S.A. e Norte Energia S.A., as quais vêm incorrendo em gastos significativos relacionados ao desenvolvimento dos projetos hidrelétricos da UHE Jirau (Rio Xingó) e UHE Belo Monte (Rio Madeira). Esses gastos, de acordo com as estimativas da Administração das investidas, deverão ser absorvidos pelas receitas futuras geradas pelos projetos. A conclusão das obras, e conseqüente início das operações, dependem da capacidade dessas investidas para continuar a obter os recursos necessários e/ou da manutenção do suporte financeiro por parte da Companhia e demais acionistas.

Adicionalmente, as investidas ESBR Participações S.A., Norte Energia S.A., Companhia Energética Sinop S.A. e as investidas que formam o Complexo Eólico Sento Sé III, Chapada do Piauí II Holding S.A., e Eólica Serra das Vacas Holding S.A., nas quais a Companhia participa com 20%, 15%, 24,5% e as demais investidas com 49%, respectivamente, apresentavam, em 31 de dezembro de 2015, capital circulante líquido negativo total no montante de R\$ 2.069.872 mil, porém não apresentam passivo a descoberto.

Nossa opinião não está ressalvada em função desses assuntos.

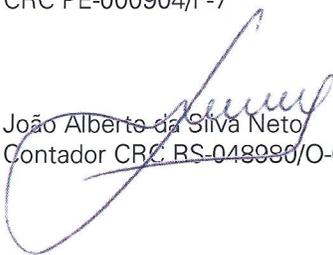
### **Outros assuntos**

A Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF preparou um conjunto de demonstrações contábeis para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (demonstrações contábeis societárias), sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente separado, com data de 28 de março de 2016, com ressalva.

Os valores correspondentes relativos às as demonstrações contábeis regulatórias para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014, apresentados para fins de comparação, não foram examinados por nós, nem por outros auditores independentes.

Recife, 29 de abril de 2016

KPMG Auditores Independentes  
CRC PE-000904/F-7

  
João Alberto da Silva Neto  
Contador CRC BS-048990/O-0 T-CE