Índice

1. Responsáveis pelo formulário

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis 1

1.1 – Declaração do Diretor Presidente 2

1.2 - Declaração do Diretor de Relações com Investidores 3

1.3 - Declaração do Diretor Presidente/Relações com Investidores 4

2. Auditores independentes

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores 5

2.3 - Outras informações relevantes 7

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações Financeiras 8

3.2 - Medições não contábeis 9

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras 10

3.4 - Política de destinação dos resultados 11

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido 12

3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas 13

3.7 - Nível de endividamento 14

3.8 - Obrigações 15

3.9 - Outras informações relevantes 16

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco 17

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado 32

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes 34

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores 61

4.5 - Processos sigilosos relevantes 62

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto 63

4.7 - Outras contingências relevantes 73

Índice

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados 74

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Política de gerenciamento de riscos 75

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado 78

5.3 - Descrição dos controles internos 84

5.4 - Alterações significativas 86

5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos 87

6. Histórico do emissor

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM 89

6.3 - Breve histórico 90

6.5 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial 93

6.6 - Outras informações relevantes 94

7. Atividades do emissor

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas 95

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais 98

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais 99

7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total 114

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades 115

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior 150

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades 151

7.8 - Políticas socioambientais 152

7.9 - Outras informações relevantes 153

8. Negócios extraordinários

8.1 - Negócios extraordinários 154

8.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor 155

8.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais 156

Índice

8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord. 157

9. Ativos relevantes

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros 158

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados 159

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis 161

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades 162

9.2 - Outras informações relevantes 164

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais 170

10.2 - Resultado operacional e financeiro 212

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras 216

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor 222

10.5 - Políticas contábeis críticas 223

10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras 225

10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras 226

10.8 - Plano de Negócios 227

10.9 - Outros fatores com influência relevante 230

11. Projeções

11.1 - Projeções divulgadas e premissas 231

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas 234

12. Assembleia e administração

12.1 - Descrição da estrutura administrativa 235

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais 244

12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração 248

12.4 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem 249

12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal 250

12.7/8 - Composição dos comitês 259

Índice

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores 261

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros 262

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores 276

12.12 - Práticas de Governança Corporativa 277

12.13 - Outras informações relevantes 278

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária 286

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal 291

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal 295

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária 297

13.5 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatuária 298

13.6 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatuária 299

13.7 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatuária 300

13.8 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7 - Método de precificação do valor das ações e das opções 301

13.9 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão 302

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários 303

13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal 304

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria 306

13.13 - Percentual na remuneração total detido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores 307

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam 308

13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor 309

13.16 - Outras informações relevantes 310

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos 311

Índice

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos 314
14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados 315
14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos 317
14.5 - Outras informações relevantes 318

15. Controle e grupo econômico

15.1 / 15.2 - Posição acionária 319
15.3 - Distribuição de capital 328
15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico 329
15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte 332
15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor 333
15.7 - Principais operações societárias 334
15.8 - Outras informações relevantes 339

16. Transações partes relacionadas

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas 340
16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas 341
16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado 345
16.4 - Outras informações relevantes 347

17. Capital social

17.1 - Informações sobre o capital social 348
17.2 - Aumentos do capital social 349
17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações 350
17.4 - Informações sobre reduções do capital social 351
17.5 - Outras informações relevantes 352

18. Valores mobiliários

18.1 - Direitos das ações 353

Índice

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública 354

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto 358

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados 359

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil 360

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação 362

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros 363

18.8 - Títulos emitidos no exterior 364

18.9 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor 365

18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios 366

18.11 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros 367

18.12 - Outras infomações relevantes 368

19. Planos de recompra/tesouraria

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor 369

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria 370

19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria 371

20. Política de negociação

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários 372

20.2 - Outras informações relevantes 373

21. Política de divulgação

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações 375

21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas 376

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações 379

21.4 - Outras informações relevantes 380

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	**Eduardo Antonio Gori Sattamini**
Cargo do responsável	Diretor Presidente
Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	**Carlos Henrique Boquimpani de Freitas**
Cargo do responsável	Diretor de Relações com Investidores
Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	
Cargo do responsável	

Os diretores acima qualificados, declaram que:

a. reviram o formulário de referência

b. todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19

c. o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira do emissor e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos

1.1 Declaração do Diretor Presidente

Eu, **EDUARDO ANTONIO GORI SATTAMINI**, brasileiro, casado, economista, portador da carteira de identidade nº 04748820-0-IFP/RJ, inscrito no CPF/MF sob o nº 821.111.117-91, na condição de Diretor Presidente da **ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.,** declaro para fins de atendimento ao disposto no item 1.1 do Anexo 24 da Instrução CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009 e suas alterações, que:

a. revi o formulário de referência;

b. todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos artigos. 14 a 19; e

c. o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira do emissor e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos.

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor Presidente

1.2 Declaração do Diretor de Relações com Investidores

Eu, **CARLOS HENRIQUE BOQUIMPANI DE FREITAS**, brasileiro, casado, engenheiro de produção, portador da carteira de identidade nº 10.756.398-3-IFP/RJ, inscrito no CPF/MF sob o nº 047.985.477-78, na condição de Diretor de Relações com Investidores da **ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.,** declaro para fins de atendimento ao disposto no item 1.1 do Anexo 24 da Instrução CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009 e suas alterações, que:

a. revi o formulário de referência;

b. todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos artigos. 14 a 19; e

c. o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira do emissor e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos.

Carlos Henrique Boquimpani de Freitas
Diretor de Relações com Investidores

1.3 - Declaração do Diretor Presidente/Relações com Investidores

As declarações do Diretor Presidente e do Diretor de Relações com Investidores foram contempladas nos itens 1.1 e 1.2.

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores

Possui auditor?	SIM
Código CVM	418-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	KPMG Auditores Independentes
CPF/CNPJ	57.755.217/0024-15
Período de prestação de serviço	16/04/2012 a 31/12/2016
Descrição do serviço contratado	a) Auditoria das Demonstrações Contábeis elaboradas de acordo com as práticas contábeis brasileiras e “International Financial Reporting Standards – IFRS”, referentes aos exercícios sociais findos entre 31 de dezembro de 2012 e 2016; b) Revisão das Informações Trimestrais (ITR) relativas aos trimestres findos em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2012 a 2016; c) Asseguração limitada do cumprimento de compromissos contratuais (covenants) em contratos de financiamentos e de debêntures dos exercícios sociais findos entre 31 de dezembro de 2012 e 2016; d) Revisão das Declarações Integradas de Informações Econômico-Fiscais de Pessoa Jurídica (DIPJ), referente aos exercícios sociais findos entre 31 de dezembro de 2012 e 2014; e) Revisão das Escriturações Contábil Fiscal (ECF), referente aos exercícios sociais findos entre 31 de dezembro de 2015 e 2016; e f) Assessorias em diligência contábil, fiscal e trabalhista ocorridas nos exercícios sociais findos em 31.12.2014 e 31.12.2015.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Os honorários dos auditores independentes contratados relativos ao ano de 2016 para a realização dos serviços de auditoria independente na Companhia e suas controladas são de R$ 340.000,00. Este montante é composto da seguinte forma: (a) auditoria das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2016 e revisão das informações trimestrais de 2016 – R$ 242.500,00; (b) asseguração limitada do cumprimento de compromissos contratuais de 31 de dezembro de 2016 – R$ 34.500,00; e (c) revisão das Escriturações Contábil Fiscal (ECF) do exercício de 31 de dezembro de 2016 - R$ 63.000,00. Os preços contratados são reajustados anualmente pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), a partir da data de assinatura do contrato (10.04.2015). O honorário dos auditores independentes relativo à assessoria em diligência contábil, fiscal e trabalhista foi de R$ 334.000,00.
Justificativa da substituição	A substituição dos auditores independentes foi realizada em atendimento ao artigo 31 da ICVM 308, que estabelece que o Auditor Independente não pode prestar serviços de auditoria para um mesmo cliente, por prazo superior a cinco anos consecutivos.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	O auditor não apresentou qualquer discordância quanto à substituição.

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Claudio Henrique Damasceno Reis	16/04/2012 a 31/12/2016	002.867.907-50	Avenida Prof. Othon Gama D’eça, nº 677, salas 603, 604 e 605, Centro, Florianópolis, SC, Brasil, CEP 88015-240, Telefone (48) 32055300, Fax (48) 32055301, e-mail: chreis@kpmg.com.br

Possui auditor?	SIM
Código CVM	385-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes
CPF/CNPJ	49.928.567/0002-00
Período de prestação de serviço	01/01/2017
Descrição do serviço contratado	a) Auditoria das Demonstrações Contábeis elaboradas de acordo com as práticas contábeis brasileiras e “International Financial Reporting Standards – IFRS”, referentes aos exercícios a findarem em 31 de dezembro de 2017, 2018 e 2019; b) Revisão das Informações Trimestrais (ITR) relativas aos trimestres a findarem em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2017, 2018 e 2019; c) Asseguração limitada do cumprimento de compromissos contratuais (covenants) em contratos de financiamentos e de debêntures dos exercícios sociais a findarem em 31 de dezembro de 2017, 2018 e 2019; e d) Revisão das Escriturações Contábil Fiscal (ECF), referentes aos exercícios sociais a findarem em 31 de dezembro de 2017, 2018 e 2019.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Os honorários dos auditores independentes contratados relativos ao ano de 2017 para a realização dos serviços de auditoria independente na Companhia e suas controladas são de R$ 421.536,44. Este montante é composto desta forma: (a) auditoria das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2017 e revisão das informações trimestrais de 2017 – R$ 362.207,69; (b) asseguração limitada do cumprimento de compromissos contratuais de 31 de dezembro de 2017 – R$ 16.123,71; e (c) revisão das Escriturações Contábil Fiscal (ECF) do exercício de 31 de dezembro de 2017 – R$ 43.205,04. Os preços contratados são reajustados anualmente pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), a partir da data de assinatura do contrato.
Justificativa da substituição	Não houve substituição deste auditor.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não houve substituição deste auditor.

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Fernando de Souza Leite	01/01/2017	004.400.929-14	Rua São Bento, n° 18, 15º andar, Centro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, CEP 20090-010, Telefone (21) 39810500, Fax (21) 39810600, e-mail: feleite@deloitte.com

2.3 - Outras informações relevantes

Conforme o disposto no artigo 2º da Instrução CVM nº 381 (ICVM 381), de 14 de janeiro de 2003, e suas alterações posteriores, a Companhia, nos exercícios de 2014 e 2015, contratou seus auditores independentes e de suas controladas à época, KPMG Auditores Independentes (KPMG), para prestação de serviços de diagnósticos dos procedimentos fiscais, trabalhistas, previdenciários e contábeis, a fim de identificar os riscos associados a investimentos propostos pela Companhia.

Os honorários dos serviços contratados foram de R$ 219.395,87 em 2014 e R$ 334.000,00 em 2015, representando, portanto, 56,6% e 98,2%, respectivamente, dos honorários totais referentes aos serviços de auditoria independente.

Além de seu próprio julgamento, a Companhia consultou a KPMG, no sentido de assegurar-se que a prestação deste outro serviço não afetasse a independência e objetividade necessária ao desempenho dos serviços de auditoria independente, bem como obteve as devidas aprovações de seu Conselho Fiscal e de seu Conselho de Administração.

Em 2016, a Companhia não contratou serviço de auditoria independente relativo à assessoria em diligência contábil, fiscal e trabalhista.

Substituição dos auditores independentes

Em atendimento ao artigo 31 da Instrução CVM nº 308 (ICVM 308), de 14 de maio de 1999, e suas alterações posteriores, que estabelece que o Auditor Independente não pode prestar serviços de auditoria para um mesmo cliente, por prazo superior a cinco anos consecutivos, o Conselho de Administração da Companhia aprovou, no dia 23 de fevereiro de 2017, a contratação da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes para a prestação dos serviços de auditoria independente sobre as demonstrações contábeis da Companhia e de suas controladas, a partir da revisão das Informações Trimestrais (ITR) relativas ao trimestre findo em 31 de março de 2017, em substituição à KPMG Auditores Independentes.

3.1 - Informações Financeiras - Consolidado

(Reais)	Exercício social (31/12/2016)	Exercício social (31/12/2015)	Exercício social (31/12/2014)
Patrimônio Líquido	6.614.394.476,74	6.642.136.673,74	5.654.948.313,97
Ativo Total	14.419.690.740,55	15.289.386.136,38	13.609.586.738,05
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	6.442.370.895,16	6.512.036.655,43	6.472.495.632,02
Resultado Bruto	2.740.913.872,19	2.708.942.001,28	2.497.707.760,37
Resultado Líquido	1.548.301.787,75	1.501.302.893,28	1.383.104.946,16
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	652.742.192	652.742.192	652.742.192
Valor Patrimonial da Ação (Reais Unidade)	10,133242	10,175743	8,663372
Resultado Básico por Ação	2,371996	2,299994	2,118915
Resultado Diluído por Ação	2,37	2,30	2,12

3.2 - Medições não contábeis

A medida não contábil usualmente apresentada pela Companhia em seus relatórios financeiros é o EBITDA (lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, das despesas financeiras líquidas e da depreciação e amortização) e o EBITDA ajustado (EBITDA desconsiderando os efeitos do *impairment* e do resultado de participações societárias).

Conciliação entre o lucro líquido e o EBITDA consolidado:

	Exercício social encerrado em		
Valores em R$ milhões	**31.12.2016**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Lucro líquido do exercício	1.548	1.501	1.383
(+) Imposto de renda e contribuição social	519	532	574
(+) Despesas financeiras, líquidas	355	471	346
(+) Depreciação e amortização	630	601	592
EBITDA	**3.052**	**3.105**	**2.895**
(+) *Impairment*	121	10	-
(+) Resultado de Participações Societárias	3	-	-
EBITDA AJUSTADO	**3.176**	**3.115**	**2.895**

O EBITDA apresentado pela Companhia segue a orientação estabelecida na Instrução CVM nº 527 (ICVM 527), de 04 de outubro de 2012, que passou a reger a divulgação desse indicador não contábil. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as "Práticas Contábeis Internacionais e as adotadas no Brasil", tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez.

Em razão de não serem consideradas, para o seu cálculo, as despesas e receitas financeiras, o imposto sobre a renda e a contribuição social, a depreciação e amortização e o *impairment*, o EBITDA funciona como um indicador de desempenho econômico geral. Consequentemente, o EBITDA funciona como uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o desempenho operacional, bem como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. O EBITDA permite uma melhor compreensão não só sobre o desempenho financeiro, como também sobre a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e de obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro. O EBITDA, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida de lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os lucros, tais como despesas financeiras, tributos, depreciação, despesas de capital e outros encargos relacionados.

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

Demonstrações contábeis consolidadas de 31.12.2016

A aprovação das Demonstrações Contábeis da Companhia ocorreu no dia 23.02.2017 em reunião do Conselho de Administração da Companhia. Os eventos subsequentes às demonstrações contábeis consolidadas de 31.12.2016 foram os seguintes:

a) entrada em operação do parque eólico Cacimbas

Em 06.01.2017, a Aneel autorizou o início da operação comercial das quatro últimas unidades geradoras do parque eólico Cacimbas, localizado no município de Trairi, no estado do Ceará, cuja capacidade instalada total é de 18,9 MW e a capacidade comercial total é de 10,3 MW médios.

b) pagamento de juros sobre o capital próprio do exercício de 2016

A Diretoria Executiva da Companhia anunciou, em 17.01.2017, a data de 01.02.2017 para o início do pagamento do crédito de juros sobre o capital próprio, relativo ao exercício social findo em 31.12.2016. O montante bruto creditado foi de R$ 432,5 milhões, correspondentes a R$ 0,6625893121 por ação.

c) prospecção de potenciais compradores para ativos de geração de energia a carvão

Em 15.02.2017, a Companhia comunicou a seus acionistas e ao mercado em geral que mandatou o Banco Morgan Stanley S.A. para prestar assessoria financeira em uma sondagem de mercado, não vinculante, visando identificar potenciais compradores para seus ativos de geração de energia a carvão: (i) Complexo Termelétrico Jorge Lacerda – com capacidade instalada de 857 MW; e (ii) Usina Termelétrica Pampa Sul – usina em construção que terá capacidade instalada de 340 MW e previsão de entrada em operação comercial no final de 2018.

A potencial Operação está em linha com a estratégia de descarbonização da ENGIE em todo o mundo, focada em atividades de baixa emissão de carbono, como geração de energia renovável, gás natural e infraestrutura.

d) dividendos adicionais propostos

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 23.02.2016, aprovou a proposta de dividendos adicionais sobre o lucro ajustado do exercício findo em 31.12.2016, no montante de R$ 409,6 milhões, ou R$ 0,6275749291 por ação. Tal proposta deverá ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária (AGO), a quem caberá definir as condições de pagamento dos dividendos.

e) contratação de financiamento junto ao BNDES

A Companhia assinou contrato com o BNDES, no valor de R$ 353,5 milhões, para financiamento da construção do Complexo Eólico Santa Mônica. Deste total, R$ 351,7 milhões terão juros equivalentes a TJLP + 2,18% a.a. e amortizações mensais de junho de 2017 a maio de 2033; e R$ 1,8 milhão terá juros equivalente a TJLP e amortizações mensais de janeiro de 2018 a maio de 2033. Em 22.02.2017 ocorreu a liberação de parte dos recursos, no montante de R$ 217,5 milhões.

3.4 - Política de destinação dos resultados

	Exercício Social encerrado em		
	31.12.2016	**31.12.2015**	**31.12.2014**
a. Regras sobre retenção de lucros	Os lucros são retidos para a realização de investimentos, conforme estabelecido no orçamento de capital da Companhia. Além das reservas previstas na legislação societária, a Companhia não possui outras reservas reguladas no Estatuto. Não foi retido parcela do lucro líquido ajustado do exercício findo em 31.12.2016.	Os lucros são retidos para a realização de investimentos, conforme estabelecido no orçamento de capital da Companhia. Além das reservas previstas na legislação societária, a Companhia não possui outras reservas reguladas no Estatuto. Do lucro líquido ajustado do exercício findo em 31.12.2015, foram retidos R$ 392.511.899,20.	Os lucros são retidos para a realização de investimentos, conforme estabelecido no orçamento de capital da Companhia. Além das reservas previstas na legislação societária, a Companhia não possui outras reservas reguladas no Estatuto. Do lucro líquido ajustado do exercício findo em 31.12.2014, foram retidos R$ 634.250.374,42.
b. Regras sobre distribuição de dividendos	- Dividendo mínimo estatutário de 30% do lucro líquido ajustado; - Intenção de pagamento de dividendo de 100% do lucro líquido ajustado	- Dividendo mínimo estatutário de 30% do lucro líquido ajustado; - Intenção de pagamento de dividendo mínimo de 55% do lucro líquido ajustado	- Dividendo mínimo estatutário de 30% do lucro líquido ajustado; - Intenção de pagamento de dividendo mínimo de 55% do lucro líquido ajustado
c. Periodicidade das distribuições de dividendos	Semestral	Semestral	Semestral
d. Restrições à distribuição de dividendos	Não há qualquer restrição	Não há qualquer restrição	Não há qualquer restrição

A Usina Hidrelétrica São Salvador, localizada em área de atuação da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (Sudam), tem direito à redução de 75% do Imposto de Renda incidente sobre o lucro da exploração, pelo prazo de 10 (dez) anos contados a partir do ano-calendário de 2015. A Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, que também está localizada em área de atuação da Sudam, usufruiu de tal benefício entre os anos de 2006 e 2015 não sendo mais aplicável para o ano-calendário de 2016. Adicionalmente, também em razão de estarem situadas em área de atuação da Sudam, ambas as usinas têm direito à redução do imposto de renda por reinvestimento no montante equivalente a 30% do valor do imposto devido, exceto adicional, calculado sobre o lucro da exploração.

De acordo com a legislação, o valor do benefício não pode ser distribuído aos acionistas, motivo pelo qual é registrado em uma reserva de incentivo fiscal, no patrimônio líquido, que somente poderá ser utilizada para absorção de prejuízo ou aumento do capital social. O descumprimento dessa exigência implicará na perda do incentivo e na obrigação de recolhimento do imposto que deixou de ser pago, acrescido das penalidades cabíveis. Em 05.05.2016, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o aumento de capital social no montante de R$ 1.107.620,69, sem emissão de novas ações, mediante a capitalização da reserva de reinvestimento, relativa ao depósito efetuado em 2014.

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido

(Reais)	Exercício social 31/12/2016	Exercício social 31/12/2015	Exercício social 31/12/2014
Lucro líquido ajustado	1.487.341.387,34	1.517.775.685,14	1.409.445.276,52
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado (%)	100,000000	55,000000	55,000000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor (%)	23,408065	22,602710	24,458313
Dividendo distribuído total	1.487.341.387,34	834.776.626,83	775.194.902,09
Lucro líquido retido	0,00	392.511.899,20	634.250.374,43
Data da aprovação da retenção		14/04/2016	30/04/2015

Lucro líquido retido		Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Outros							
Ordinária		645.196.752,46	06/10/2016	311.277.286,66	25/09/2015	380.113.983,78	26/11/2014
Ordinária		409.644.634,88	21/06/2017				
Ordinária				209.499.340,17	25/05/2016		
Ordinária						172.080.918,31	29/05/2015
Juros Sobre Capital Próprio							
Ordinária		432.500.000,00	01/02/2017	314.000.000,00	24/02/2016	223.000.000,00	17/03/2015

3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas

Não houve dividendos declarados pela Companhia a conta de lucros retidos ou reservas constituídas nos 3 últimos exercícios sociais.

3.7 - Nível de endividamento

Exercício Social	Soma do Passivo Circulante e Não Circulante	Tipo de índice	Índice de endividamento	Descrição e motivo da utilização de outro índice
31/12/2016	7.805.296.263,84	Índice de Endividamento	1,18004699	

3.8 - Obrigações

Exercício social (31/12/2016)							
Tipo de Obrigação	Tipo de Garantia	Outras garantias ou privilégios	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Financiamento	Garantia Real		256.173.696,23	481.509.105,70	384.381.851,01	1.005.383.280,33	2.127.447.933,27
Títulos de dívida	Quirografárias		16.547.297,44	0,00	83.333.673,61	704.574.463,83	804.455.434,88
Empréstimo	Quirografárias		27.022.251,36	51.915.911,92	51.915.911,92	25.975.323,01	156.829.398,21
Total			299.743.245,03	533.425.017,62	519.631.436,54	1.735.933.067,17	3.088.732.766,36
Observação							

3.9 - Outras informações relevantes

Não existem outras informações relevantes sobre este item "3".

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Os potenciais compradores dos títulos e valores mobiliários da Companhia devem considerar de forma cuidadosa os riscos específicos relacionados à Companhia e aos próprios títulos e valores mobiliários. Devem ser considerados, à luz das circunstâncias financeiras e dos objetivos do investimento, os fatores de risco abaixo relacionados.

Os negócios da Companhia, as condições financeiras e os resultados das operações podem ser afetados de forma adversa por qualquer um desses fatores de risco. O preço de mercado dos títulos mobiliários pode se reduzir em razão de qualquer um desses fatores de risco, ocasionando perdas totais ou parciais ao investidor. Há outros fatores de riscos adicionais que a Companhia atualmente considera improváveis que ocorram ou dos quais atualmente a Companhia não tem conhecimento, que podem acarretar efeitos similares aos dos riscos a seguir relacionados. Os riscos podem materializar-se de forma individual ou cumulativamente.

A ordem de apresentação dos riscos, dentro de cada categoria, procura levar em conta, de forma decrescente, a relevância, embora tal ordem possa variar tanto em decorrência da severidade, quando da eventual ocorrência de determinado risco. A ordem de apresentação não possui relação com a probabilidade relativa de ocorrência de nenhum dos riscos descritos nesse documento.

Ademais, não obstante a subdivisão desta seção "4. Fatores de Risco" e da seção "5. Riscos de Mercado", determinados fatores de risco que estejam em um subitem podem também se aplicar a outros subitens das seções "4" e "5".

a. riscos relacionados à Companhia.

A construção, expansão e operação das usinas de geração de energia elétrica envolvem riscos significativos que podem levar à perda de receita ou aumento de despesas.

A construção, manutenção, expansão e operação de instalações e equipamentos para a geração de energia envolvem vários riscos, incluindo:

- incapacidade de obter permissões e aprovações governamentais;
- indisponibilidade de equipamentos;
- indisponibilidade dos sistemas de distribuição e/ou transmissão;
- interrupção do fornecimento;
- interrupção no trabalho; se motivado por sinistro
- greve e outras disputas trabalhistas;
- agitações sociais;
- interferências hidrológicas e meteorológicas;
- problemas inesperados de engenharia e de natureza ambiental;
- atrasos na construção e na operação, ou custos excedentes não previstos;
- mudanças nos subsídios atualmente existentes;
- necessidade de altos investimentos de capital; e
- indisponibilidade de financiamentos adequados.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A Companhia não contrata seguro contra alguns destes riscos (incapacidade de obter permissões e aprovações governamentais; indisponibilidade dos sistemas de distribuição e/ou transmissão; mudanças nos subsídios atualmente existentes; necessidade de altos investimentos de capital; indisponibilidade de financiamentos adequados). A ocorrência destes ou outros problemas poderá afetar adversamente a capacidade da Companhia de gerar energia em quantidade compatível com suas projeções ou com suas obrigações perante seus clientes, o que pode ter um efeito relevante adverso em sua situação financeira e no seu resultado operacional, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

A Companhia pode não conseguir executar integralmente sua estratégia de negócio.

A capacidade da Companhia de cumprir a sua estratégia de negócios depende de uma série de fatores, incluindo a habilidade de:

- crescimento com disciplina financeira;
- maximização da eficiência da carteira de clientes; e
- eficiência operacional.

A Companhia não pode garantir que quaisquer desses objetivos serão integralmente realizados. Um elemento crítico da estratégia da Companhia é a capacidade de expandir o Parque Gerador em termos e condições rentáveis para ela por meio de novos projetos, pela aquisição de concessões já outorgadas (inclusive ao seu Acionista Controlador), ou por apresentação de propostas bem-sucedidas para novas concessões.

Além disso, uma vez obtidas novas concessões, a Companhia tem ainda que buscar novos financiamentos para a construção dos empreendimentos ou para investimentos em obras de adição e substituição. Caso a Companhia não consiga executar integralmente a sua estratégia de negócios pelo fato de ela implicar em custos de construção ou de investimentos posteriores muito altos se comparados aos retornos subsequentes, a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados.

Remuneração das geradoras eólicas contratadas no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)

De acordo com as regras do Proinfa, a remuneração da venda de energia elétrica por usinas eólicas depende da geração verificada no ano anterior, exceto para o primeiro ano de operação comercial no qual a receita é baseada na energia contratada. Durante o período de financiamento, há garantia de recebimento para um montante de, no mínimo, 70% da energia contratada. Dessa forma, as receitas das geradoras eólicas contratadas no Proinfa são dependentes da geração, que, por sua vez, depende da intensidade e regularidade dos ventos no site das geradoras.

A energia contratada representa a expectativa de geração com base no histórico de ventos no local. A não ocorrência das condições esperadas poderá resultar no comprometimento de sua geração, impossibilitando que, durante os 20 anos de vigência do contrato, a geração média se aproxime do valor contratado.

Em 31.12.2016, as usinas eólicas Beberibe e Pedra do Sal, possuíam 7,82 MW médios e 5,66 MW médios, respectivamente, de energia contratada no Proinfa. Ambas as usinas estão em processo de venda. Mais detalhes a respeito do processo de alienação estão apresentados em outros itens desse Formulário.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Remuneração de Pequena Central Hidrelétrica (PCH) contratadas no Proinfa e não participantes do MRE

De acordo com as regras do Proinfa, a remuneração da venda de energia elétrica por PCH não participantes do MRE depende da geração verificada no ano anterior, exceto para o primeiro ano de operação comercial no qual a remuneração é baseada na energia contratada. Durante o período de financiamento, há garantia de recebimento para um montante de, no mínimo, 70% da energia contratada.

Dessa forma, as receitas das PCH não participantes do MRE são dependentes da geração, que, por sua vez, depende da energia natural afluente no aproveitamento hidrelétrico no qual a PCH está localizada. A energia contratada representa a expectativa de geração com base no histórico de energia afluente no aproveitamento hidrelétrico.

A não ocorrência das condições esperadas poderá resultar no comprometimento de sua geração, impossibilitando que, durante os 20 anos de vigência do contrato, a geração média se aproxime do valor contratado.

Em 31.12.2016, as PCH José Gelazio e Rondonópolis, possuíam 9,24 MW médios e 10,10 MW médios, respectivamente, de energia contratada no Proinfa, sendo que tais usinas não participam do MRE.

A Companhia é responsável por quaisquer perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na geração de energia oriunda de suas Usinas ou interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a nenhum agente identificado do setor elétrico e os seguros contratados podem ser insuficientes para cobrir estas perdas e danos.

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia, na qualidade de prestadora de serviços públicos, tem responsabilidade objetiva por quaisquer prejuízos diretos e indiretos resultantes da inadequada prestação de serviços, tais como (i) perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na operação de suas usinas, que acarretem indisponibilidade forçada, interrupções ou distúrbios aos sistemas de distribuição e/ou transmissão ou (ii) interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a qualquer agente identificado do setor elétrico.

O valor das indenizações no caso do item (ii) deverá ser rateado na seguinte proporção: 60% para os agentes de distribuição, 20% para os agentes de geração e 20% para os agentes de transmissão e tal fato poderá acarretar efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A Companhia pode vir a arcar com custos adicionais associados ao plano de previdência que mantém para seus empregados.

A Companhia oferece planos de benefícios de previdência complementar aos seus empregados, através da PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar, e patrocina ainda o plano Benefício Definido (BD) da Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social (ELOS), fechado para novas adesões, o qual tem como participantes, principalmente, os aposentados que entraram em gozo de benefícios até 23.12.1997, data da cisão da Eletrosul, bem como os participantes que optaram pelo benefício proporcional diferido até aquela data, que não migraram para a PREVIG.

Os planos de benefícios de previdência complementar patrocinados pela Companhia representam um risco com certo grau de incerteza, dado que os custos são calculados atuarialmente, utilizando-se de premissas atualizadas de mercado. Os planos de benefícios administrados pela PREVIG são de Contribuição Definida (CD) e de Benefício Definido (BD), este último fechado para novas adesões. No ano de 2004, a Companhia constituiu o Plano de Contribuição Definida (CD) na PREVIG, com adesão maciça de seus empregados. Ao final do ano de 2015 menos de 2% dos seus empregados ativos continuam no Plano BD. No exercício social encerrado em 31.12.2016, o montante do passivo reconhecido relativo aos benefícios pós-emprego de responsabilidade da Companhia era de R$ 299 milhões e correspondiam ao passivo líquido avaliado pelos atuários. Do montante total do passivo atuarial, R$ 193 milhões correspondem a dívidas contratadas. Caso a Companhia tenha que vir a contabilizar perdas atuariais em decorrência de eventual mudança de premissas atuariais, taxas de desconto ou de prática contábil, sua posição patrimonial e financeira poderá ser adversamente afetada. De acordo com a avaliação e análise de sensibilidade elaborada pelos atuários da Companhia, uma eventual alteração de taxa de desconto em 0,1 ponto percentual teria um impacto de aproximadamente R$ 13,7 milhões no passivo atuarial.

Decisões adversas em um ou mais processos judiciais em que a Companhia é parte podem afetá-la adversamente.

A Companhia é ré em diversas ações judiciais, na esfera cível, trabalhista, previdenciária e tributária entre outras questões. Para determinados processos, a estimativa das obrigações potenciais e os valores efetivos dos processos podem ser superiores aos valores provisionados. A Companhia não pode assegurar que uma decisão adversa referente a qualquer processo judicial existente ou a ser iniciado futuramente não terá um efeito adverso significativo para a Companhia.

Parte dos bens da Companhia está vinculada à prestação de serviços públicos. Esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência nem poderão ser objeto de penhora para garantir a execução de decisões judiciais.

De acordo com a legislação em vigor, grande parte dos ativos de geração da Companhia está vinculada à prestação de serviços públicos. Esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência ou penhora para garantir a execução de decisões judiciais, sendo que tais bens poderão regressar ao Poder Concedente finda ou extinta a concessão, de acordo com a legislação vigente. Essas limitações podem reduzir significativamente os valores disponíveis aos acionistas e credores da Companhia em caso de liquidação, além de poderem ter um efeito negativo na capacidade da Companhia em obter financiamentos.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Alterações na legislação tributária do Brasil poderão afetar adversamente os resultados operacionais da Companhia.

O Governo Federal pode realizar alterações no regime fiscal que poderão afetar os participantes do mercado de energia, a Companhia, as distribuidoras e os consumidores industriais. Essas alterações podem incluir mudanças nas alíquotas e, ocasionalmente, a cobrança de tributos temporários, cuja arrecadação é associada a determinados propósitos governamentais específicos. Algumas dessas medidas, se tomadas, poderão resultar em aumento da carga tributária da Companhia, que poderá, por sua vez, influenciar sua lucratividade e afetar adversamente os preços de sua energia vendida e de seu resultado. Não há garantias de que a Companhia será capaz de manter seus preços, o fluxo de caixa projetado ou a sua lucratividade se ocorrerem alterações significativas nos tributos aplicáveis às suas operações e ao mercado de energia elétrica.

A título de sensibilidade, foram estimadas as implicações da adoção de novos impostos ou contribuições da ordem de 2% sobre a receita líquida de vendas da Companhia. Tomando-se por base a receita do ano de 2016 poderia haver um aumento nos tributos anuais da ordem de R$ 129 milhões, com impacto de R$ 85 milhões no resultado, líquido dos efeitos de imposto de renda e de contribuição social.

b. riscos relacionados à regulação dos setores em que a Companhia atue

Eventuais alterações na regulamentação do setor elétrico podem afetar de maneira adversa as empresas do setor de energia elétrica, inclusive os negócios e os resultados da Companhia.

A atividade da Companhia é regulamentada e supervisionada pela Aneel e pelo MME. Historicamente, a Aneel, o MME e outros órgãos fiscalizadores exercem um grau substancial de influência sobre os negócios da Companhia, inclusive sobre as modalidades e os termos e condições dos contratos de venda de energia que esta está autorizada a celebrar, bem como sobre os níveis de produção de energia. Nos últimos anos, o Governo Federal implantou novas políticas para o setor de energia. Por exemplo, em 15.03.2004, foi aprovada a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, que alterou substancialmente as diretrizes até então vigentes e as regras aplicáveis à venda de energia elétrica no Brasil.

A constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico foi contestada perante o Supremo Tribunal Federal (STF), por meio de ações diretas de inconstitucionalidade. Em 11.10.2006, o STF indeferiu as medidas cautelares das ações diretas de inconstitucionalidade, por 7 (sete) votos a 4 (quatro), declarando que, em princípio, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não viola a Constituição Federal.

No entanto, o mérito das ações diretas de inconstitucionalidade ainda não foi julgado, sendo que, em 06.01.2009, a Procuradoria Geral da República deu parecer favorável pela improcedência do pedido. Caso a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico seja declarada inconstitucional, os agentes do setor elétrico, incluindo a Companhia, poderão ser adversamente afetados.

O efeito integral das reformas introduzidas pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e sua continuidade, o resultado final da ação perante o STF e reformas futuras na regulamentação do setor elétrico são difíceis de prever, sendo que elas poderão ter um impacto negativo sobre os negócios da Companhia e seus resultados operacionais.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Em 18.11.2004 o MME publicou a Portaria nº 303 que alterou a metodologia de cálculo de Garantia Física das usinas termelétricas e apresentou os novos valores com vigência a partir de 2008. Adicionalmente, essa Portaria também definiu os valores de garantia física dos empreendimentos de geração hidrelétrica, com vigência até 31.12.2014. Posteriormente, ocorreram postergações dessa vigência, por meio das seguintes Portarias nº 681/2014, nº 537/2015 e nº 714/2016, que postergaram a vigência, respectivamente para as seguintes datas: 31.12.2015, 31.12.2016 e 31.12.2017. Em 04.05.2017 o MME publicou a Portaria 178/2017 que enfim definiu os novos valores de Garantia Física das usinas hidrelétricas, para vigerem a partir de 01.01.2018.

A Companhia não pode assegurar que novas medidas como estas não sejam tomadas no futuro, e, dessa forma, está sujeita a possíveis reduções em sua garantia física, o que pode afetar de forma negativa seus resultados operacionais.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) estabeleceu, através da Resolução nº 003, de 06 de março de 2013, a repartição entre os consumidores e geradores dos custos de despacho térmico fora da ordem de mérito. A mesma Resolução definiu também a incorporação dos mecanismos de aversão ao risco hidrológico no cálculo do PLD.

A Companhia obteve liminar para o não pagamento desse encargo e, posteriormente, houve julgamento de mérito favorável à Companhia, sendo revertida a provisão de R$ 55 milhões que havia sido constituída para fazer frente à essa despesa. Em caso de perda da ação a Companhia terá que desembolsar R$ 288 milhões (31.03.2017). Não houve julgamento de mérito, porém a sinalização de que seja favorável supera 50%. O montante atual

As principais atividades comerciais, a execução da estratégia de crescimento e a condução das atividades da Companhia podem ser afetadas de forma adversa por ações governamentais, dentre as quais:

- alteração na legislação aplicável aos negócios da Companhia;
- descontinuidade e/ou mudanças nos programas de concessão federal e estaduais;
- imposição de critérios mais rigorosos para a qualificação em licitações futuras; e
- atraso na implementação de reajustes anuais de preços.

A Companhia não pode assegurar as ações que serão tomadas pelo Governo Federal no futuro e em que medida tais ações poderão afetar os resultados operacionais da Companhia. Caso a Companhia seja obrigada a proceder de maneira substancialmente diferente daquela estabelecida em seu plano de negócio, os resultados financeiros e operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados.

A Aneel pode impor penalidades à Companhia ou intervir nas concessões ou autorizações outorgadas à Companhia por descumprimento de obrigações previstas nos Contratos de Concessão, nas autorizações e nas leis e regulamentos setoriais.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A Aneel pode impor penalidades à Companhia por descumprimento de qualquer disposição dos Contratos de Concessão e autorizações da Companhia. Dependendo da gravidade do inadimplemento, tais penalidades podem incluir:

- advertências;
- multas, por infração, de até 2% da receita da Companhia no ano encerrado imediatamente antes da data da respectiva violação;
- embargos à construção de novas instalações ou equipamentos;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- suspensão temporária da participação em processos de licitação para novas concessões; e
- caducidade da concessão.

A Aneel pode, ainda, e sem prejuízo das penalidades retro mencionadas, intervir temporariamente nas concessões outorgadas à Companhia para assegurar a adequada exploração do parque gerador e o cumprimento das leis e regulamentos aplicáveis.

Qualquer das penalidades descritas, bem como a intervenção da Aneel nas concessões ou autorizações outorgadas à Companhia, poderia ter um efeito relevante e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Em 11.09.2012, foi publicada a Medida Provisória nº 579 (MP 579), posteriormente convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que aborda aspectos relativos às concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, e à redução de encargos setoriais visando a modicidade tarifária. Essa lei estabeleceu novas condições para a renovação de concessões outorgadas antes da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, – Lei das Concessões – e não licitadas, cujos vencimentos estavam previstos para os anos de 2015 a 2017.

O cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, para fins de indenização relativa às parcelas não amortizadas ou não depreciadas das concessões com vencimentos previstos entre 2015 a 2017, teve como base a metodologia de Valor Novo de Reposição (VNR). De acordo com o art. 10 do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, os estudos para definição do VNR devem ser realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Essa metodologia refere-se ao cálculo do valor de um ativo (no caso, o bem reversível vinculado à uma concessão vincenda) se fosse construído a preços atuais, tendo por base os quantitativos de materiais, equipamentos eletromecânicos e serviços que fazem parte dos Projetos Básicos protocolados na Aneel, em atendimento ao § 2º do o art. 10 do Decreto nº 7.805. Dessa forma, os empreendimentos de geração foram analisados pela EPE e tiveram seus orçamentos refeitos, considerando como data-base de referência o mês de junho de 2012. As concessões da Companhia não sofreram nenhum impacto direto advindo da nova legislação, no tocante à renovação das concessões, dado que a aquisição dessas concessões se deu por meio de processos licitatórios realizados após a publicação da Lei nº 8.987. No entanto, indiretamente, poderá ser afetada pelo impacto destas ações governamentais nos seus negócios.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Novas regras para a venda de energia elétrica e condições de mercado poderão, no futuro, afetar os preços de venda de energia elétrica praticados pela Companhia.

Em 2016, a Companhia vendeu 493 MW médios de energia em contratos bilaterais, para entrega até 2025. A energia descontratada poderá ser destinada ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

A legislação em vigor permite que as distribuidoras que venham a contratar com a Companhia nos leilões de energia existente do ACR reduzam suas quantidades contratadas até o limite de 4%, sem qualquer ônus, expondo a Companhia ao risco de não contratar o respectivo volume reduzido nas mesmas condições com outro cliente ou a preços adequados.

Ademais, é possível que haja redução da energia contratada com a Companhia devido à saída de potenciais consumidores livres das distribuidoras. Se a Companhia não puder contratar a capacidade excedente com preços adequados poderá ter um efeito adverso na condução dos seus negócios, e sua receita e seus resultados operacionais poderão ser afetados negativamente no futuro, bem como o valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

A título de informação, estão demonstrados na tabela a seguir os patamares de energia descontratada, em 31.12.2016, no curto e médio prazo, que estão sujeitos às variações dos preços no mercado:

Ano	MW médio	%
2017	-	-
2018	26	1%
2019	349	8%

c. riscos relacionados ao seu controlador, direto ou indireto, ou grupo de controle

Os interesses de nosso Acionista Controlador podem ser conflitantes com os interesses de nossos investidores.

O Acionista Controlador tem poderes para, entre outras coisas, eleger a maioria dos membros do Conselho de Administração e determinar o resultado de deliberações que exijam aprovação de acionistas, inclusive em operações com partes relacionadas, reorganizações societárias, alienações de ativos, parcerias e pagamento de quaisquer dividendos futuros, observadas as exigências de pagamento do dividendo obrigatório, impostas pela Lei das Sociedades por Ações e pelo Estatuto Social da Companhia. O Acionista Controlador poderá ter interesse em realizar aquisições, alienações de ativos, parcerias, na obtenção de financiamentos ou operações similares que podem ser conflitantes com os interesses dos investidores e causar um efeito material adverso para a Companhia.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

As concessões da Companhia, que a autorizam a gerar energia elétrica a partir dos aproveitamentos hidrelétricos de suas usinas hidrelétricas e as autorizações estão sujeitas a extinção em alguns casos.

Nos termos dos Contratos de Concessão firmados entre a Companhia e o Poder Concedente, por meio da Aneel, foram outorgadas à Companhia diversas concessões referentes aos aproveitamentos hidrelétricos a partir dos quais a Companhia produz a maior parte da energia elétrica por ela comercializada. Tais concessões poderão ser prorrogadas por um período de até 20 anos caso a Companhia, tendo cumprido todas as suas obrigações nos termos dos Contratos de Concessão, solicite tal prorrogação até 36 meses antes da data de seu vencimento. A prorrogação da concessão ocorrerá a critério do Poder Concedente, ainda que a Companhia tenha cumprido com todas as suas obrigações nos termos dos Contratos de Concessão e solicitado a prorrogação tempestivamente.

Assim, não há garantia de que as concessões atualmente outorgadas à Companhia serão prorrogadas pelo Poder Concedente. Além disso, a prorrogação de uma concessão provavelmente terá como contrapartida o pagamento, pela Companhia, de valores a título de Uso de Bem Público (UBP) para produção e comercialização de energia elétrica ou alguma outra imposição de restrição.

Os Contratos de Concessão dispõem que cada concessão poderá ser extinta antes do seu vencimento (i) em caso de encampação pelo Poder Concedente por motivo de interesse público; (ii) em caso de caducidade da concessão (nos termos dos Contratos de Concessão) ou (iii) no caso de descumprimento pela Companhia de suas obrigações previstas nos Contratos de Concessão e na legislação e regulamentação aplicáveis, caso em que será declarada a extinção da concessão. A Companhia também pode requerer a extinção das concessões em caso de descumprimento pelo Poder Concedente de suas obrigações, mas para tanto é necessária uma ação judicial específica.

A indenização a que a Companhia tem direito no caso de extinção da concessão pode não ser suficiente para recuperar o valor integral de certos ativos. Além disso, caso qualquer dos Contratos de Concessão seja rescindido em virtude de descumprimento das obrigações da Companhia, o valor efetivo de compensação a ser pago pelo Poder Concedente pode ser reduzido de maneira significativa por meio da imposição de multas ou outras penalidades.

Assim, o término antecipado dos Contratos de Concessão, em conjunto ou individualmente, por qualquer motivo, teria efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia, bem como no preço de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Da mesma forma, de acordo com a legislação em vigor, no caso de descumprimento pela Companhia dos termos das autorizações que permitem o funcionamento de suas usinas termelétricas, a respectiva autorização pode ser cassada. Esse fato, em conjunto ou individualmente, por qualquer motivo teria efeito substancial adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais, e na condição financeira da Companhia, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

d. riscos relacionados aos acionistas da Companhia

Não há riscos específicos decorrentes dos acionistas da Companhia, ou seja, cuja fonte de risco é o acionista, que devam ser referidos neste subitem.

e. riscos relacionados às controladas e coligadas da Companhia

A participação da Companhia em Sociedades de Propósitos Específicos (SPE) cria riscos adicionais, incluindo possíveis problemas no relacionamento financeiro e comercial com seus parceiros.

A Companhia investe em sociedades de propósitos específicos em conjunto com outras empresas. Os riscos inerentes às SPE incluem a potencial falência dos parceiros destas SPE e a possibilidade de interesses econômicos ou comerciais divergentes ou incompatíveis entre a Companhia e seus parceiros.

Caso um parceiro da SPE não cumpra suas obrigações ou fique financeiramente impossibilitado de arcar com sua parcela dos aportes de capital necessários, a Companhia poderá ser obrigada a efetuar investimentos adicionais ou a prestar serviços adicionais para compensar a falta de aportes por seu parceiro. Ainda, os sócios de uma SPE poderão ser responsabilizados por obrigações desta Sociedade em determinadas áreas, incluindo questões fiscais, trabalhistas, proteção ao meio ambiente e consumidor. Tais eventos poderão impactar adversamente os negócios e a condição financeira da Companhia.

f. riscos relacionados aos fornecedores da Companhia

A Companhia e suas controladas podem figurar como responsáveis principais ou solidárias das dívidas trabalhistas de terceirizados

Caso as empresas terceirizadas que prestam serviços à Companhia e às suas controladas não atendam às exigências da legislação trabalhista, a Companhia e suas controladas podem ser consideradas solidárias ou subsidiariamente responsáveis pelas dívidas trabalhistas destas empresas, podendo, assim, ser autuadas e/ou obrigadas a efetuar o pagamento de multas impostas pelas autoridades competentes. Na hipótese de a Companhia vir a ser responsabilizada por tais demandas, suas atividades podem sofrer um efeito adverso.

Eventuais atrasos ou falhas na prestação de serviços pelas construtoras contratadas pela Companhia e no fornecimento de máquinas e equipamentos podem ter um efeito adverso em sua imagem e em seus negócios.

A Companhia terceiriza os serviços de construção de que necessita para desenvolver seus empreendimentos e adquire de terceiros as máquinas e equipamentos necessários. Desse modo, o prazo e a qualidade dos empreendimentos dos quais a Companhia participa dependem certas vezes de fatores que estão fora do seu controle. A terceirização da construção pode influenciar na identificação de atrasos e falhas, e, consequentemente, na sua correção. Eventuais falhas, atrasos ou defeitos na prestação dos serviços pelas construtoras contratadas pela Companhia bem como no fornecimento das máquinas ou equipamentos adquiridos podem ter um efeito negativo em sua imagem e impactar negativamente os negócios e as operações da Companhia.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Risco de suprimento de carvão

As usinas termelétricas que usam carvão mineral produzido no Brasil utilizavam a Conta de Desenvolvimento Energética (CDE) para subvencionar até 100% do custo do combustível até o ano de 2015. A partir de 2016 o volume de reembolso do custo de combustível fica atrelado ao nível de eficiência energética de cada planta. A Companhia tem ajustado suas usinas às novas regras de reembolso para mitigar eventuais efeitos da redução do benefício. Para as usinas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, em virtude do seu nível de eficiência e investimentos que estão sendo realizados, está previsto em 90% o reembolso do carvão adquirido.

De acordo com a legislação aplicável, uma quantidade mínima de compra de carvão de 200.000 ton/mês deve ser contratada pelo Complexo Jorge Lacerda a fim de garantir o cumprimento da geração de referência, tal como definida anualmente pelo ONS, bem como assegurar a continuidade da atividade de produção de carvão mineral nacional.

A Companhia mantém monitoramento constante das suas disponibilidades de carvão e reavalia sistematicamente o melhor dimensionamento dos estoques, de acordo com as previsões de consumo para os semestres seguintes. Nesse sentido, tem buscado ampliar as fontes de fornecimento desse insumo energético, estimulando a participação de outros produtores além dos fornecedores atuais.

Periodicamente, a Companhia efetua, em conjunto com o ONS, a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), na qualidade de gestora da CDE, a Aneel e o Ministério de Minas e Energia (MME), as reavaliações necessárias para garantia dos níveis adequados de compras. A partir de maio de 2017, a gestão da CDE passará a ser feita pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A Companhia dispõe de contratos de suprimento de carvão para as suas usinas termelétricas nos estados do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina. No Rio Grande do Sul, a mineração é a céu aberto, havendo, portanto, maior flexibilidade para ampliar quantidades de fornecimento além do mínimo contratual.

Em Santa Catarina, a mineração é subterrânea e as solicitações de incremento do fornecimento exigem aviso prévio. Nesse caso, há a possibilidade de compra de carvão do Rio Grande do Sul para atender parte dos requisitos, sendo que essa opção já foi utilizada previamente.

A importação de carvão de outros países é possível de ser feita com flexibilidade, mas anula o direito de utilização de reembolso da CDE.

g. riscos relacionados aos clientes da Companhia

A deterioração da conjuntura econômica poderá causar impacto negativo sobre o mercado consumidor, afetando os negócios da Companhia.

O negócio da Companhia poderá ser prejudicado por alterações na conjuntura econômica nacional ou mundial, incluindo inflação, taxas de juros, disponibilidade de crédito, evolução do consumo e custos e efeitos de iniciativas governamentais para administrar a conjuntura econômica. Quaisquer das referidas alterações poderiam prejudicar o consumo direto de energia elétrica, bem como a demanda de produtos nos mercados doméstico e externo, afetando a atividade econômica de nossos clientes livres e reduzindo por consequência, a necessidade de energia elétrica, prejudicando, dessa forma, os resultados financeiros da Companhia.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Crescimento da concorrência no segmento de consumidores livres.

Geradoras e comercializadoras concorrem diretamente entre si no segmento de fornecimento de energia elétrica a consumidores livres. Essa concorrência poderá dificultar o crescimento e/ou a renovação de contratos existentes da Companhia no mercado de venda de energia para consumidores livres e, consequentemente, suas receitas, resultados operacionais e capacidade de pagamento poderão ser adversamente afetados.

A participação de consumidores livres no portfólio da Companhia representou 45% da receita líquida total de vendas da Companhia em 2016, 47% em 2015 e 41% em 2014. Em termos de valores, a receita de venda a consumidores livres representou R$ 2.834 milhões, R$ 2.916 milhões e R$ 2.248 milhões na mesma ordem de anos apresentada acima.

Descumprimento, da(s) contraparte(s), de disposições constantes dos contratos de venda e compra de energia firmados pela Companhia e operações na CCEE.

Ese risco pode se caracterizar por: (i) dificuldades financeiras dos clientes da Companhia; (ii) não contabilização integral dos contratos de compra da Companhia devido à inadimplência da contraparte no aporte de garantias financeiras na CCEE; (iii) pressão de redução dos custos pelos clientes em relação às garantias dadas nos contratos de venda de energia; (iv) interpretação divergente dos contratos ou da regulação vinculada a eles; (v) deterioração da situação financeira dos Estados, que podem afetar o caixa das distribuidoras estatais; e (vi) diferença entre os preços dos contratos bilaterais e o preço de curto prazo (*spot*) ou o preço da distribuidora local. Qualquer evento nesse sentido pode afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e ter um efeito adverso para os negócios e resultados da Companhia, com consequências como: perda de receita, frustração de caixa, aumento da incerteza no mercado livre, deterioração do *rating* e aumento dos custos de financiamento (em caso de inadimplência significativa dos clientes).

A Companhia, em casos de renegociação de contratos, tanto por valor, quanto por quantidade, busca negociar a extensão do prazo do contrato, com a intenção de compensar os efeitos no curto prazo.

As situações de inadimplência no âmbito da CCEE têm sido tratadas de forma global pelos agentes e órgãos reguladores do setor, no sentido de se mitigar seus eventuais impactos.

No limite, caso houvesse uma inadimplência geral de 2% da receita líquida de vendas da Companhia, o impacto no ano seria de cerca de R$ 129 milhões no caixa, tomando-se por base o ano de 2016.

h. riscos relacionados aos setores da economia nos quais a Companhia atue

O setor elétrico é vulnerável a fatores naturais, como enchentes e escassez de chuvas, que afetam a capacidade geradora de energia, e às restrições do sistema interligado de transmissão de energia no País, que impedem o maior aproveitamento do potencial de geração de energia brasileiro.

A baixa média pluviométrica nos anos imediatamente anteriores a 2001, aliada à falta de expansão da capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional (SIN), devido a entraves legais e regulatórios verificados no programa de expansão da capacidade termelétrica, não compatíveis com os aumentos na demanda que se verificavam, resultaram na redução acentuada dos níveis dos reservatórios nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do País e, consequentemente, em um racionamento de energia em âmbito nacional

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Diante dessa condição adversa, em 15.05.2001, o Governo Federal implantou um programa de redução do consumo de energia, que ficou conhecido como Programa de Racionamento. O Programa de Racionamento estabeleceu índices de redução de consumo de energia para consumidores industriais, comerciais e residenciais que variavam de 15% a 25%, e durou de junho de 2001 a fevereiro de 2002.

Caso o Brasil passe por mais um período de escassez de energia elétrica, o Governo Federal poderá ativar políticas e medidas que poderão ter efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos por ela.

Caso a Companhia esteja totalmente exposta ao GSF (*Generation Scaling Factor*), e este fique abaixo de 0,925, cada 0,01 p.p. de redução representa aproximadamente 19 MW de exposição, que com um PLD de R$200/MWh, representa um impacto negativo da ordem de R$ 33 milhões.

Movimentos sociais contrários à expansão do parque gerador através da construção de grandes empreendimentos hidrelétricos podem sujeitar empresas do setor elétrico, inclusive a Companhia, a interrupções na implantação e / ou operação de suas usinas.

Movimentos sociais organizados, contrários à expansão do parque gerador brasileiro através de grandes empreendimentos hidrelétricos, podem interromper ou causar atrasos significativos no curso da implantação e/ou operação de projetos hidrelétricos, por meio de reivindicações de reassentamento coletivo e/ou individual, concessão de benefícios, compensações ou indenizações, dentre outros, além dos planejados e esperados por empresas do setor elétrico, inclusive a Companhia. Qualquer ação neste sentido por parte de tais movimentos sociais poderá afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e ter um efeito adverso para os negócios e resultados da Companhia.

O crescimento da Companhia por meio de licitações pode ser adversamente afetado por futuras ações governamentais ou políticas relacionadas a concessões de usinas de geração de energia no Brasil.

Em seus editais, o Poder Concedente impõe certos requisitos a todos os participantes de licitações para novas concessões, incluindo indicadores da estabilidade financeira do participante e/ou de seus acionistas. A Companhia não pode assegurar que será capaz de satisfazer todos os requisitos necessários para adquirir novas concessões ou participar de novos processos licitatórios. As concessões de uso de bem público, como é o caso das usinas hidrelétricas, podem estar sujeitas a níveis variados de sensibilidade política. As regras para a licitação de concessões de usinas de geração estão sujeitas à alteração, tanto no âmbito federal quanto estadual. A Companhia não pode assegurar que os processos licitatórios relativos a novas usinas de geração de energia irão de fato ocorrer. Caso referidos processos licitatórios não venham a ocorrer, venham a ser insignificantes ou venham a ser em termos que não sejam economicamente viáveis ou atrativos para a Companhia e o Acionista Controlador, a expansão e diversificação do atual Parque Gerador poderão ser comprometidos de maneira adversa.

Este risco não produz efeito nos valores reportados atualmente pela Companhia, uma vez que ela não incorpora em suas informações dados relativos a eventuais projetos futuros. O referido risco diz respeito apenas à possibilidade, ou não, da expansão e diversificação futura de seus negócios.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

i. riscos relacionados a questões socioambientais

A ocorrência de danos ambientais envolvendo as atividades da Companhia pode sujeitá-la ao pagamento de custos de recuperação ambiental e indenizações.

As atividades do setor de energia podem causar impactos negativos e danos ao meio ambiente. A legislação federal impõe àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente da existência de culpa. A legislação federal também prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, bem como responsabilidade pessoal dos administradores, para viabilizar o ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente.

Como consequência, os sócios e administradores da empresa poluidora poderão ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental. O pagamento de substanciais custos de recuperação do meio ambiente e indenizações ambientais podem obrigar a Companhia a retardar ou redirecionar investimentos em outras áreas e ter um efeito adverso para os negócios e para o valor de mercado dos valores mobiliários emitidos por ela.

Alterações nas leis e regulamentos ambientais podem afetar de maneira adversa os negócios das empresas do setor de energia elétrica, inclusive a Companhia.

As empresas do setor elétrico, em particular as geradoras, estão sujeitas a uma rigorosa legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal no tocante, dentre outros, às emissões atmosféricas e às intervenções em áreas especialmente protegidas. Tais empresas necessitam de licenças e autorizações de agências governamentais para a condução de suas atividades. Na hipótese de violação ou não cumprimento de tais leis, regulamentos, licenças e autorizações, as empresas podem sofrer sanções administrativas, tais como multas, interdição de atividades, cancelamento de licenças e revogação de autorizações, ou estarem sujeitas a sanções criminais (inclusive seus administradores).

O Ministério Público poderá instaurar inquérito civil e/ou desde logo promover ação civil pública visando o ressarcimento de eventuais danos ao meio ambiente e terceiros. As agências governamentais ou outras autoridades podem também editar novas regras mais rigorosas ou buscar interpretações mais restritivas das leis e regulamentos existentes, que podem obrigar as empresas do setor de energia elétrica, incluindo a Companhia, a gastar recursos adicionais na adequação ambiental, inclusive obtenção de licenças ambientais para instalações e equipamentos que não necessitavam anteriormente dessas licenças ambientais. As agências governamentais ou outras autoridades podem, ainda, atrasar de maneira significativa a emissão das licenças e autorizações necessárias para o desenvolvimento dos negócios de empresas do setor elétrico, inclusive da Companhia, causando atrasos em cronogramas de implantação de projetos e gerando, consequentemente, efeitos adversos nos negócios e resultados da Companhia.

Qualquer ação neste sentido por parte das agências governamentais poderá afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e ter um efeito adverso para os negócios e resultados da Companhia.

A título de sensibilidade, foram estimadas as implicações da adoção de novos impostos ou contribuições da ordem de 1% da receita líquida de vendas da Companhia para cobrir compensações ambientais. Tomando-se por base a receita de 2016 poderia haver um aumento nos custos anuais da ordem de R$ 66 milhões.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Parte substancial dos resultados operacionais da Companhia depende de condições hidrológicas favoráveis.

De acordo com os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), mais de 85% do efetivo suprimento de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) é gerado por usinas hidrelétricas. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo ONS, cada usina hidrelétrica, incluindo as da Companhia, está sujeita a variações nas condições hidrológicas verificadas tanto na região geográfica em que opera como em outras regiões do País.

A ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, em conjunto com a obrigação de entrega da garantia física, poderá resultar na exposição da Companhia ao mercado de energia de curto prazo, cujos preços podem ser elevados, podendo afetar negativamente os resultados operacionais futuros da Companhia, bem como o valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Entretanto, quase a totalidade da capacidade de geração hidrelétrica da Companhia está inserida no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que distribui o risco hidrológico por todas as usinas vinculadas a esse mecanismo. O MRE realoca contabilmente a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de sua garantia física para aqueles que geraram abaixo. Caso a geração hidrelétrica seja inferior ao total da garantia física das usinas participantes do MRE, o déficit de geração é rateado, podendo causar exposição ao mercado de curto prazo ao PLD.

j. riscos relacionados aos países estrangeiros onde a Companhia atue

A Companhia não possui atividades em países estrangeiros.

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

A inflação e certas medidas do Governo Federal para combatê-la podem afetar adversamente a economia brasileira e o mercado brasileiro de valores mobiliários, bem como a condução dos negócios da Companhia.

O Brasil apresenta um histórico de altos índices de inflação. Nos anos de 2016, 2015, e 2014 os índices de inflação foram de 6,29%, 10,67% e 6,41%, respectivamente, de acordo com o Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA).

As dívidas da Companhia e de suas controladas estão expostas a taxas de juros variáveis, tais como TJLP. Em 31.12.2016, o valor total de empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia (circulante e não circulante) era de R$ 3,1 bilhões, dos quais R$ 1,0 bilhão está indexado à inflação. Além disso, a Companhia possui um montante de concessões a pagar de R$ 2,3 bilhões que estão atreladas aos índices de inflação IPCA e IGP-M, os mesmos indexadores utilizados nos contratos de venda de energia das respectivas usinas sob concessão.

Medidas do Governo Federal para o combate da inflação, combinadas com a especulação sobre possíveis medidas governamentais futuras, podem contribuir para incertezas na economia brasileira e para aumentar a volatilidade no mercado de capitais brasileiro. Ações futuras do Governo Federal, incluindo definição das taxas de juros ou intervenções no mercado de câmbio para ajustar ou recuperar o valor do real, poderão ter efeitos relevantes e adversos na economia brasileira e/ou nos negócios da Companhia.

Caso o Brasil apresente altas taxas de inflação no futuro, apesar da indexação dos contratos de venda de energia, há o risco de a Companhia não conseguir reajustar os preços dos seus contratos de compra e venda de energia elétrica para compensar os efeitos da inflação em sua estrutura de custos operacionais e/ou financeiros. Pressões inflacionárias também podem afetar a capacidade da Companhia de se antecipar a políticas governamentais de combate à inflação que possam causar danos aos seus negócios.

Em decorrência do histórico de volatilidade dos índices de preço (inflação), a Companhia preparou uma análise de sensibilidade para o exercício de 2017 sobre suas dívidas indexadas a inflação, com as seguintes premissas disponíveis no mercado (Fonte: Focus do Banco Central do Brasil):

			Sensibilidade		
Índices	**Variação 2016**	**Cenário provável**	**Provável**	**Cenário Δ 25%**	**Cenário Δ 50%**
IPCA	6,2%	4,8%	-1,4 p.p.	1,2 p.p.	2,4 p.p.
IGP-M	7,2%	5,1%	-2,1 p.p.	1,3 p.p.	2,5 p.p.

A sensibilidade provável foi calculada com base na variação entre os índices relativos a 2016 e os previstos no cenário provável. As demais sensibilidades apresentadas foram apuradas com base na variação de 25% e 50% sobre o cenário provável.

Os efeitos adicionais a serem causados no resultado financeiro consolidado da Companhia, caso os cenários se materializem, são os seguintes:

	Sensibilidade		
(Valores em R$ milhões)	**Provável**	**Δ 25%**	**Δ 50%**
Empréstimos e financiamentos	2	(2)	(3)
Debêntures	12	(10)	(20)
Concessões a pagar	46	(29)	(59)

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

Especificamente quanto ao risco de aceleração inflacionária, vale ressaltar que a totalidade dos contratos de venda de energia em vigor tem cláusula de reajuste inflacionário – IGP-M ou IPCA, o que representa um *hedge* natural de longo prazo para dívidas e obrigações ajustadas pela inflação e/ou atreladas à aceleração inflacionária – no caso do CDI.

Efeitos das flutuações das taxas de juros.

Em uma hipótese de elevação das taxas de juros, haverá aumento nos custos do serviço da dívida da Companhia e das despesas financeiras deles originadas, o que poderá causar impacto negativo nos negócios da Companhia, na sua condição financeira e nos resultados de suas operações.

Em 31.12.2016 a Companhia possuía 68,9% de sua dívida consolidada indexada à TJLP.

A Companhia preparou uma análise de sensibilidade para o exercício de 2016 sobre os empréstimos, financiamentos, debêntures, com base nas seguintes premissas disponíveis no mercado (Fonte: Focus do Banco Central do Brasil):

			Cenários		
Variação dos índices	**Variação 2016**	**Cenário provável**	**Provável**	**Δ 25%**	**Δ 50%**
TJLP	7,5%	7,5%	-.	1,9 p.p.	3,8 p.p.

O cálculo da sensibilidade foi preparado considerando a mesma metodologia retro mencionada. Os impactos adicionais que seriam causados no resultado financeiro consolidado da Companhia, caso os cenários se concretizem, são os seguintes:

	Sensibilidade		
(Valores em R$ milhões)	**Provável**	**Δ 25%**	**Δ 50%**
TJLP	-	(41)	(84)

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

A Companhia e suas controladas são parte em processos judiciais e administrativos tributários, trabalhistas e cíveis. A política para provisionamento adotada pela Administração da Companhia leva em conta a natureza do processo, a relevância dos pedidos e as decisões em processos semelhantes.

(I) trabalhistas

A Companhia e as suas controladas não são parte em processos trabalhistas que sejam individualmente relevantes para os seus negócios.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

(II) tributários

Os processos relevantes de naturezas tributárias nos quais a Companhia e as suas controladas são parte envolvida são os seguintes:

Processos n° 1528233-03.2014.8.26.0014	
Juízo	Vara das Execuções Fiscais Estaduais da Comarca de São Paulo
Instância	1º Grau – Foro das Execuções Fiscais Estaduais
Data de instauração	01/02/2014
Partes no processo	**Autor:** Fazenda do Estado de São Paulo (FESP) **Réu:** ENGIE Brasil Energia S.A. e ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. (EBC) – controlada direta da Companhia
Valores, bens ou direitos envolvidos	Não aplicável.
Principais fatos	Trata-se de 'Execução Fiscal' movida pela FESP em desfavor da EBC, por instrumento da qual aquela exige o pagamento de R$ 70.024.717,33 a título de ICMS, valor do principal e acessórios (multa e juros), com base nas CDA's nºs 1.128.366.788 (R$ 4.821.384,34), 1.128.366.799 (R$ 4.483.693,82), 1.125.366.800 (R$ 5.159.108,66), 1.128.366.811 (R$ 4.933.377,29), 1.128.366.822 (R$ 4.824.426,33) e 1.128.366.833 (R$ 4.809.240,99). Determinada a citação da Companhia, apresentamos a 'Exceção de Pré-Executividade', a fim de que seja determinada a extinção da Execução Fiscal, vez que a ação executiva fora instrumentalizada com títulos executivos extrajudiciais inexequíveis, porquanto dizem respeito a valores depositados judicialmente em conta vinculada aos autos do Mando de Segurança n° 0042489-78.2009.8.26.0053. Assim, diante da cobrança judicial equivocada, a FESP requereu a desistência da ação executiva. Em razão disso, o magistrado homologou o pedido de desistência e condenou a FESP ao pagamento de custas processuais e honorários advocatícios, estes fixados em 10% sobre o valor da causa. Inconformada parcialmente com o teor da sentença monocrática prolatada, mais especificamente no que diz com a condenação ao pagamento dos honorários e custas, a FESP interpôs o 'Recurso de Apelação', o qual aguarda remessa para julgamento no Tribunal (TJSP).
Chance de perda	Não aplicável.
Análise do impacto em caso de perda	As CDA's foram canceladas, em razão disso a Companhia restou desobrigada de qualquer desembolso financeiro.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processos n° 3.137.813-4; 3.139.698-7; 3.142.450-8 e 3.143.382-0	
Juízo	Tribunal de Impostos e Taxas (TIT)
Instância	2º Grau – Administrativa
Data de instauração	10.12.2010
Partes no processo	**Autor:** Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo (SEFAZ/SP) **Réu:** ENGIE Brasil Energia S.A. e ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. (EBC) – controlada direta da Companhia
Valores, bens ou direitos envolvidos	Não aplicável
Principais fatos	A Companhia e sua controlada EBC foram autuadas pela Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo, sob a alegação de que as notas fiscais de venda de energia elétrica a consumidores livres estariam sendo emitidas no mês seguinte ao do fato gerador, o que, pelo entendimento do fisco, postergaria em um mês o recolhimento do imposto devido ao Estado. A medição da energia utilizada pelo cliente é realizada pela distribuidora à qual está conectado. Posteriormente, a distribuidora remete as informações para a CCEE, entidade responsável pelos ajustes dessa medição, a fim de possibilitar a contabilização da energia comercializada pelo agente. O procedimento de medição é concluído até o oitavo dia do mês seguinte ao fornecimento, portanto, somente a partir da disponibilização do consumo medido pela distribuidora é possível faturar a energia consumida pelo cliente. Assim, o procedimento adotado pela Companhia e pela EBC estaria de acordo com o procedimento usual do Setor Elétrico Nacional, não merecendo prosperar o entendimento do fisco do Estado de São Paulo. Em relação aos processos administrativos, a EBC não logrou êxito no julgamento de 1ª instância, e, após o recurso ao Tribunal de Impostos e Taxas, houve a redução do montante e da multa em um processo e manutenção dos valores originalmente atribuídos ao outro. Após essa decisão, a EBC ingressou com pedido de retificação e admissibilidade do Recurso Especial nos dois processos. Para ambos foi negado provimento, bem como indeferido os Recursos. A EBC então ingressou com Ação judicial (Processos n°s 1013712-90.2014.8.26.0053 e 1526288-78.2014.8.26.0014, a seguir descritos), garantindo o juízo por meio de fiança bancária, sendo concedidas liminares. Em decisão de mérito em primeira instância, houve a redução da multa aplicada de 150% para 80%, tendo sido protocolizado recurso de apelação. Existem, também, dois processos administrativos contra a Companhia, sendo que em ambos houve a redução do valor da multa. A Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo ingressou com recurso contra essa redução. Diante desta situação, a Companhia interpôs pedido de retificação do julgado e recurso especial com o objetivo de obter decisão integral favorável ao cancelamento das inscrições descritas nos autos aos quais, em 04/09/2014, foram negados provimentos, encerrando a atuação na esfera administrativa. As parciais procedências das defesas administrativas acarretaram a redução das autuações no importe de R$ 11 milhões. O processo administrativo retornou ao órgão de origem, tendo a Companhia sido intimada para pagamento sob pena de inscrição na Dívida Ativa, tendo sido protocolizada Ação Anulatória em dezembro de 2014. Os referidos autos de infração contestados pela Companhia foram unificados em um único processo judicial (Processo n° 1050606-65.2014.8.26.0053, a seguir descrito).

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Chance de perda	Não aplicável.
Análise do impacto em caso de perda	Não aplicável, em virtude do encerramento dos processos na esfera administrativa.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

Processo n° 1050606-65.2014.8.26.0053	
Juízo	2ª Vara da Fazenda Pública da Comarca de São Paulo
Instância	1º Grau – TJSP – Foro Central
Data de instauração	03/12/2014.
Partes no processo	**Autor:** ENGIE Brasil Energia S.A. **Réu:** Fazenda do Estado de São Paulo (FESP).
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 13 milhões (valor atualizado em 31.03.2017), quantia essa contratada junto à J. Malucelli Seguradora S.A., por meio dos Seguros Garantia nºs 01-0775-0199657 e 01-0775-0199658.
Principais fatos	Trata-se de 'Ação Anulatória de Débito Fiscal', com pedido de concessão de medida liminar, para que o nome da Companhia não seja incluído no Cadastro Informativo dos Créditos não Quitados do Setor Público Federal (CADIN) e, por conseguinte, para que seja autorizada a expedição de Certidão Positiva de Débitos com Efeitos de Negativa (CPD-EN), em razão da garantia apresentada. Requereu-se, ainda, o cancelamento integral dos débitos relativos aos Autos de Infração e Imposição de Multa (AIIM's) nºs 3.137.813-4 e 3.142.450-8. Recebidos e analisados os autos, deferiu-se a liminar para suspender a exigibilidade em relação aos débitos decorrentes dos AIIM's nºs 3.137.813-4 (CDA nº 1.173.300.868) e 3.142.450-8 (CDA nº 1.171.627.590). Inconformada, a FESP interpôs o recurso de 'Agravo de Instrumento' – devidamente contra-arrazoado – para suspender os efeitos da decisão de primeira instância. Quando do julgamento, os membros da 9ª Câmara de Direito Público do TJSP deram provimento ao recurso da FESP para revogar a liminar antes deferida. Sentença proferida julgando procedente a ação para cancelar os débitos fiscais. A FESP interpôs recurso de apelação. A Companhia apresentou contrarrazões e o processo deve ser encaminhado ao TJSP.
Chance de perda	Possível.
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, a Companhia incorrerá em despesa de R$ 13 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do desembolso
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n° 1503018-88.2015.8.26.0014	
Juízo	Vara das Execuções Fiscais Estaduais da Comarca de São Paulo
Instância	1º Grau – TJSP – Foro das Execuções Fiscais Estaduais
Data de instauração	03/08/2015.
Partes no processo	**Autor:** Fazenda do Estado de São Paulo (FESP). **Réu:** ENGIE Brasil Energia S.A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 7 milhões (valor atualizado em 31.03.2017), respeitante ao valor do Seguro Garantia nº 01-0775-0199657, contratado junto à J. Malucelli Seguradora S.A., para servir de garantia na Ação Anulatória nº 1050606-65.2014.8.26.0053).
Principais fatos	Trata-se de 'Execução Fiscal' ajuizada pela FESP em desfavor da Companhia, por instrumento da qual aquela exige o pagamento de R$ 5.543.190,77 a título de ICMS, valor do principal e acessórios (multa e juros), com base na CDA nº 1.171.627.590. O crédito tributário foi objeto do Auto de Infração e Imposição de Multa (AIIM) n° 3.142.450-8. Determinada a citação da Companhia, apresentamos 'Petição' requerendo o apensamento da ação de cobrança (Execução Fiscal nº 1503018-88.2015.8.26.0014) com a ação ordinária (Ação Anulatória n° 1050606-65.2014 .8.26.0053), visando a análise da matéria pelo mesmo juízo (2ª Vara da Fazenda Pública do Foro Central da Comarca de São Paulo). Intimada para se manifestar, a FESP não concordou com o pedido de translado da garantia e requereu o bloqueio de ativos financeiros da EBE, via Bacen Jud. Diante disso, iremos protocolizar o quanto antes uma petição para rechaçar o requerimento da FESP, a fim de que o juízo indefira o pedido de penhora *online*. Aguardando remessa à conclusão.
Chance de perda	Possível.
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, a Administração da Companhia e seus assessores jurídicos estimam que incorrerá em despesa de R$ 1 milhão e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n° 1503017-06.2015.8.26.0014	
Juízo	Vara das Execuções Fiscais Estaduais da Comarca de São Paulo
Instância	1º Grau – TJSP – Foro das Execuções Fiscais Estaduais
Data de instauração	03/08/2015.
Partes no processo	**Autor:** Fazenda do Estado de São Paulo (FESP). **Réu:** ENGIE Brasil Energia S.A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 6 milhões (valor atualizado em 31.03.2017), respeitante ao valor do Seguro Garantia nº 01-0775-0199657, contratado junto à J. Malucelli Seguradora S.A., para servir de garantia na Ação Anulatória nº 1050606-65.2014.8.26.0053).
Principais fatos	Trata-se de 'Execução Fiscal' ajuizada pela FESP em desfavor da Companhia, por instrumento da qual aquela exige o pagamento de R$ 4.654.526,36 a título de ICMS, valor do principal e acessórios (multa e juros), com base na CDA nº 1.173.300.868. O crédito tributário é objeto do Auto de Infração e Imposição de Multa (AIIM) n° 3.137.813-4. EBE foi citada e peticionou informando a existência de ação ordinária (Ação Anulatória n° 1050606-65.2014 .8.26.0053), visando a análise da matéria pelo mesmo juízo (2ª Vara da Fazenda Pública do Foro Central da Comarca de São Paulo). Autos conclusos com o Juiz para decisão.
Chance de perda	Possível.
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, a Administração da Companhia e seus assessores jurídicos estimam que incorrerá em despesa de R$ 1 milhão e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n° 1013712-90.2014.8.26.0053	
Juízo	12ª Vara da Fazenda Pública da Comarca de São Paulo
Instância	2º Grau – TJSP - 12ª Câmara de Direito Público
Data de instauração	07/04/2014
Partes no processo	**Autor:** ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. (EBC) – controlada direta da Companhia **Réu:** Fazenda do Estado de São Paulo (FESP)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 18 milhões (valor atualizado em 31.03.2017), respeitante ao valor do Seguro Garantia nº 01-0775-0222317, contratado junto à J. Malucelli Seguradora S.A. (garantia apresentada em substituição à Carta Fiança nº 100414030028600, contratada junto ao Itaú Unibanco S.A.).
Principais fatos	Trata-se de 'Ação Anulatória de Débito Fiscal', com pedido de concessão de medida liminar, para que o nome da EBC não seja incluído no Cadastro Informativo dos Créditos não Quitados do Setor Público Federal (CADIN) e, por conseguinte, para que seja autorizada a expedição de Certidão Positiva de Débitos com Efeitos de Negativa (CPD-EN), em razão da garantia apresentada (Carta Fiança nº 100414030028600; Fiador: Itaú Unibanco S/A). Requereu-se, ainda, o cancelamento integral do débito relativo ao Auto de Infração e Imposição de Multa (AIIM) nº 3.143.382-0. Recebidos e analisados os autos, deferiu-se a liminar para suspender a exigibilidade em relação aos débitos decorrentes do AIIM nº 3.143.382-0, bem como para impedir a inclusão do nome da EBC no CADIN. Após regular tramitação do processo, sobreveio a sentença onde o magistrado confirmou a liminar dantes deferida e, por conseguinte, julgou parcialmente procedente a ação para o fim de reduzir o percentual da multa imposta no AIIM nº 3.143.382-0 de 150% para 80%. Inconformadas parcialmente com o teor da sentença monocrática prolatada, as partes (EBC e FESP) apresentaram 'Recurso de Apelação'. Quando do julgamento dos recursos, o Tribunal (TJSP) deu provimento ao nosso 'Apelo' e negou provimento ao recurso da Fazenda do Estado de São Paulo, para julgar totalmente procedente a ação. Em face dessa decisão, a FESP interpôs 'Recurso Especial' – devidamente contra-arrazoado –, a fim de levar a matéria à apreciação do Superior Tribunal de Justiça, ao qual foi negado seguimento. Diante dessa decisão, a FESP interpôs o recurso de 'Agravo', o qual aguarda remessa ao STJ para processamento e julgamento, visando a reforma do acórdão que julgou procedente a ação. No entanto, antes de remeter o processo ao STJ, o TJSP deverá julgar o recurso de 'Embargos de Declaração' que opusemos apontando vícios na decisão recorrida, especialmente porque contraditória a anotação de intempestividade do 'Recurso Especial Adesivo' que manejamos. Aguardando despacho/decisão.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, a Companhia incorrerá em despesa de R$ 18 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n° 1585029-14.2014.8.26.0014	
Juízo	Vara das Execuções Fiscais Estaduais da Comarca de São Paulo
Instância	1º Grau – TJSP – Foro das Execuções Fiscais Estaduais
Data de instauração	01/11/2014
Partes no processo	**Autor:** Fazenda do Estado de São Paulo (FESP) **Réu:** ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. (EBC) – controlada direta da Companhia
Valores, bens ou direitos envolvidos	Não aplicável.
Principais fatos	Trata-se de 'Execução Fiscal' movida pela FESP em desfavor da EBC, por instrumento da qual aquela exige o pagamento de R$ 13.317.860,40 a título de ICMS, valor do principal e acessórios (multa e juros), com base na CDA nº 1.158.603.980. O crédito tributário foi objeto do Auto de Infração e Imposição de Multa (AIIM) n° 3.143.382-0. Determinada a citação da Companhia, apresentamos a 'Exceção de Pré-Executividade', a fim de que seja determinada a extinção da 'Execução Fiscal', vez que a ação executiva fora instrumentalizada com base em título executivo extrajudicial inexequível, porquanto diz respeito a valor já tempestiva e oportunamente garantido em ação judicial própria (Ação Anulatória de Débito Fiscal n° 1013712-90.2014.8.26.0053). Após regular tramitação do processo, sobreveio a sentença onde o magistrado acolheu a exceção de pré-executividade que então apresentamos, para reconhecer a ocorrência da nulidade da CDA e, por conseguinte, julgou extinta a ação executiva. Decisão transitada em julgado para as partes. Aguardando o arquivamento.
Chance de perda	Não aplicável.
Análise do impacto em caso de perda	Não aplicável.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n° 1526288-78.2014.8.26.0014	
Juízo	Vara das Execuções Fiscais Estaduais da Comarca de São Paulo
Instância	1º Grau – Foro das Execuções Fiscais Estaduais
Data de instauração	28/01/2014
Partes no processo	**Autor:** Fazenda do Estado de São Paulo (FESP) **Réu:** ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. (EBC) – controlada direta da Companhia
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 37 milhões (valor atualizado em 31.03.2017), respeitante ao valor da Carta Fiança nº 180889313, contratada junto ao Banco Santander (Brasil) S.A.
Principais fatos	Trata-se de 'Execução Fiscal' movida pela FESP em desfavor da EBC, por instrumento da qual aquela exige o pagamento de R$ 25.441.846,24 a título de ICMS, valor do principal e acessórios (multa e juros), com base na CDA nº 1.096.354.138. O crédito tributário é objeto do Auto de Infração e Imposição de Multa (AIIM) n° 3.139.698-7. Determinada a citação da Companhia, peticionamos nos autos informando ao juízo que o débito foi garantido antecipadamente, quando da propositura da Medida Cautelar de Caução nº 0028454-74.2013.8.26.0053. Assim, tendo em vista a existência de garantia na ação executiva – fato esse que restou reconhecido pelo próprio juízo da Vara das Execuções Fiscais Estaduais –, opusemos os 'Embargos à Execução Fiscal' (Processo nº 1000192-49.2015.8.26.0014) visando o cancelamento da CDA nº 1.096.354.138. Diante disso, determinou-se a suspensão da execução fiscal até o julgamento dos embargos.
Chance de perda	Possível.
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, a Companhia incorrerá em despesa de R$ 37 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n° 0028454-74.2013.8.26.0053	
Juízo	Vara das Execuções Fiscais Estaduais da Comarca de São Paulo
Instância	1º Grau – Foro das Execuções Fiscais Estaduais
Data de instauração	22/07/2013
Partes no processo	**Autor:** ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. (EBC) – controlada direta da Companhia **Réu:** Fazenda do Estado de São Paulo (FESP)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 35 milhões (valor atualizado em 31.03.2017), respeitante ao valor da Carta Fiança nº 180889313, contratada junto ao Banco Santander (Brasil) S.A.
Principais fatos	Trata-se de 'Medida Cautelar' ajuizada pela Companhia, objetivando caucionar o pretenso débito perante a Procuradoria Geral do Estado de São Paulo - originário do Auto de Infração e Imposição de Multa n° 3.139.698-7 (CDA nº 1.096.354.138) - por meio de fiança bancária. Requereu-se ainda que o fisco seja compelido fornecer à empresa 'Certidão Positiva de Débitos com Efeitos de Negativa (CPD-EN)'. Recebidos e analisados os autos, deferiu-se a liminar para suspender a exigibilidade referente ao crédito da CDA nº 1.096.354.138, bem como para possibilitar a emissão de CPD-EN em nome da EBC. Os autos encontram-se conclusos com o juiz para prolatação de sentença (decisão definitiva). Após regular tramitação do processo, sobreveio a sentença (ainda não publicada no DJE) onde o magistrado confirmou a liminar dantes deferida e, por conseguinte, julgou procedente a ação ajuizada pela Companhia, para receber a garantia antecipada, em relação ao Auto de Infração nº 3.139.698-7, para todos os fins e efeitos de direito, especialmente para permitir a expedição da Certidão Positiva de Débitos com Efeito de Negativa e suspender a inscrição no CADIN. Processo aguarda julgamento dos 'Embargos de Declaração' que opusemos, tendo em vista que o magistrado de deixou de condenar a FESP à devolução das custas processuais adiantadas pela Companhia e ao pagamento dos honorários advocatícios devidos aos patronos da EBC.
Chance de perda	Possível.
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, a Administração da Companhia e seus assessores jurídicos estimam que incorrerá em despesa de R$ 7 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n° 1000192-49.2015.8.26.0014	
Juízo	Vara das Execuções Fiscais Estaduais da Comarca de São Paulo
Instância	1º Grau – Foro das Execuções Fiscais Estaduais
Data de instauração	19/02/2015
Partes no processo	**Autor:** ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. (EBC) – controlada direta da Companhia **Réu:** Fazenda do Estado de São Paulo (FESP)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 35 milhões (valor atualizado em 31.03.2017), respeitante ao valor da Carta Fiança nº 180889313, contratada junto ao Banco Santander (Brasil) S.A., para garantir a execução fiscal nº 1526288-78.2014.8.26.0014.
Principais fatos	Trata-se de 'Embargos à Execução Fiscal' que visa a desconstituição da CDA nº 1.096.354.138, através da qual a FESP busca o pagamento de R$ 25.441.846,24 a título de ICMS, valor do principal e acessórios (multa e juros), cujo crédito tributário é objeto do Auto de Infração e Imposição de Multa (AIIM) n° 3.139.698-7. Recebido os embargos, no efeito suspensivo, determinou-se a intimação da FESP para, querendo, apresentar impugnação. A FESP impugnou e a Companhia apresentou manifestação à impugnação (réplica). Aguardando a intimação das partes para especificarem as provas que pretendem produzir.
Chance de perda	Possível.
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, a Administração da Companhia e seus assessores jurídicos estimam que incorrerá em despesa de R$ 7 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n° 11516.001259/2007-69	
Juízo	Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF)
Instância	Segunda
Data de instauração	19.04.2007
Partes no processo	**Autor:** ENGIE Brasil Energia S.A. **Réu:** Receita Federal do Brasil (RFB), Florianópolis (SC)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 27 milhões (valor atualizado em 31.03.2017)
Principais fatos	Em junho de 2008, a Companhia obteve decisão favorável da Delegacia de Julgamento em Florianópolis, relativamente à parte do auto de infração emitido pela RFB, em virtude da utilização de base negativa de Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) no ano-calendário de 2003, originada de operação de incorporação. Neste auto, o fisco também exigiu o pagamento de tributos quitados em atraso pela Companhia sem a incidência de multa, através de compensação com créditos tributários existentes, com fundamento no instituto da denúncia espontânea prevista no artigo 138 do Código Tributário Nacional (CTN). Os valores referentes à base negativa de CSLL são provenientes de incorporação de empresa, ocorrida em 29.04.1998 e utilizados em data posterior à modificação introduzida na legislação tributária através da Medida Provisória (MP) nº 2.158-35, de 2001, que vedou a utilização de bases negativas decorrentes de incorporação, fusão ou cisão de empresas. Como a incorporação se deu muito antes da vedação imposta pela referida MP, quando ainda era possível aproveitar a base negativa de CSLL da sucedida, a Companhia entende que a nova regra não alcança a incorporação levada a efeito. Os valores foram integrados ao seu patrimônio, na qualidade de sucessora, o que lhe garante o direito de utilizá-los. Tais argumentos foram acatados pela Delegacia de Julgamento de Florianópolis. No que respeita a quitação de tributos vencidos sem a incidência de multa e com a utilização de créditos tributários, antes de qualquer procedimento administrativo ou medida de fiscalização, a Companhia entende que tal situação se enquadra no instituto da denúncia espontânea prevista no artigo 138 do CTN. Contudo, tal entendimento não foi acatado pela Delegacia de Julgamento de Florianópolis. O processo encontra-se em tramitação no CARF, por parte da RFB, e com recurso voluntário da Companhia versando exclusivamente acerca da questão da não incidência da multa de mora.
Chance de perda	Possível.
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 27 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n° 000.363-30-2014-827.2730	
Juízo	Poder judiciário do Tocantins
Instância	Comarca de Palmeirópolis - Vara Única
Data de instauração	03.02.2014
Partes no processo	**Réu:** Prefeitura Municipal de São Salvador do Tocantins **Autor:** ENGIE Brasil Energia S.A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 9 milhões (valor atualizado em 31.03.2017)
Principais fatos	Após alguns anos da conclusão da obra da Usina Hidrelétrica de São Salvador a Companhia foi autuada pela Prefeitura Municipal de São Salvador do Tocantins, através do lançamento tributário do Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza - ISSQN, mediante a edição de 10 (dez) Autos de Infração lavrados pela fiscalização de tributos do município através dos números 01/2013 a 10/2013, que totalizavam R$ 7 milhões. Depois de esgotados todas as instâncias do processo administrativo tributário, muito embora tenha impugnado e recorrido dos mesmos, as sentenças de primeira e segunda instância administrativa, foram desfavoráveis à Companhia. Em razão disto a Companhia propôs Ação Declaratória de Inexistência de Relação Jurídico-Tributária com o propósito de declarar a inexistência da relação jurídico-tributária manifestada na incidência do Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza (ISSQN) na forma em que estabelecida nos diversos Autos de Infração, com a consequente declaração de nulidade e extinção das obrigações tributárias e dos créditos tributários vencidos e vincendos decorrentes da mesma relação jurídica. A Companhia requereu o cancelamento da audiência face à impossibilidade de acordo. Processo segue seu curso normal.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 9 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

(III) Cíveis

A Companhia possui diversas ações cíveis que versam sobre questões contratuais com fornecedores, benefícios de aposentadoria, tarifa de uso do sistema de transmissão, questões ambientais e outras ações de desapropriação e indenização impetradas por pessoas físicas e jurídicas atingidas pelas áreas alagadas dos reservatórios das usinas.

Processo n.° 023.01.057031-7	
Juízo	4ª Vara Cível da Comarca de Florianópolis (SC)
Instância	Segunda
Data de instauração	12.11.2001
Tipo de ação	Ordinária
Partes no processo	**Autor:** Companhia de Interconexão Energética (Cien) **Réus:** ENGIE Brasil Energia S.A., Eletrosul – Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul) e Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)
Valores, bens ou direitos envolvidos	Contrato de compra e de venda de energia elétrica, celebrado em 05.05.1998, pela Companhia com a Cien, com interveniência da Eletrobras, de Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas) e da Eletrosul. O valor envolvido é de R$ 33 milhões (valor atualizado em 31.03.2017).
Principais fatos	Trata-se de ação ordinária de indenização ajuizada pela Cien requerendo o direito ao recebimento de diferença relativa à aplicação de reajuste cambial previsto no contrato de venda de energia, bem como a sua rescisão por suposto descumprimento de cláusula contratual. A Companhia apresentou contestação em março de 2002, sendo que em setembro de 2006 foi decidido que a Aneel deveria ingressar no processo como ré, o que deslocaria a competência da Justiça Comum para a Justiça Federal. Após longa tramitação foi fixada a competência da Justiça Comum para julgar o processo. Em 19.11.2012, foi proferida sentença julgando improcedente o pedido da Cien. A Cien se opôs a essa sentença, via Embargos de Declaração, que não foram acolhidos, e interpôs Recurso de Apelação ao Tribunal de Justiça de Santa Catarina (TJSC), já contrarrazoado pela Companhia, aguardando o julgamento.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 33 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso. A rescisão contratual não resultaria em impactos negativos nos negócios da Companhia, uma vez que a Cien já não tem fornecido energia para a Companhia devido à indisponibilidade de energia para honrar o contrato em referência, conforme comprovado pela Aneel.
Valor provisionado (se for o caso)	Não Aplicável.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n° 001061166589	
Juízo	1ª Vara Cível da Comarca de Campo Grande (MS)
Instância	Superior Tribunal de Justiça (STJ)
Data de instauração	04.05.2009
Tipo de ação	Ordinária
Partes no processo	**Autor:** ENGIE Brasil Energia S.A. **Réus:** Companhia de Gás do Estado de Mato Grosso do Sul (MSGÁS) e Petróleo Brasileiro S.A.(Petrobras)
Valores, bens ou direitos envolvidos	Contratos relativos ao fornecimento de gás natural à Usina Termelétrica Willian Arjona (UTE Willian Arjona). Informações adicionais sobre o contrato estão descritas no item 7.3.e.i deste formulário.
Principais fatos	Em novembro de 2000, a Companhia e a MSGÁS celebraram contrato destinado a regular o fornecimento de gás natural à UTE Willian Arjona. O suprimento desse insumo pela MSGÁS é, por sua vez, regulado pelo contrato firmado entre aquela concessionária e a Petrobras, ocorrendo a partir de ramal de distribuição conectado ao Gasoduto Bolívia Brasil (GASBOL). Foi pactuado que o prazo de vigência de tais contratos seria de cinco anos contados a partir de 23.05.2001, sendo admitida sua prorrogação por período adicional de até cinco anos. Em fevereiro de 2006, antes do vencimento do prazo de vigência, apesar de a Companhia e a MSGÁS desejarem renovar o contrato, a Petrobras condicionou a renovação de seu contrato com a MSGÁS à majoração dos preços que vinham sendo praticados, fazendo com que as negociações entre a MSGÁS e a Petrobras e, consequentemente, a Companhia não lograssem êxito, vindo a cessá-lo. Em razão da ameaça de interrupção do suprimento de gás natural à UTE Willian Arjona, a Companhia, em maio de 2006, ajuizou medida cautelar contra a MSGÁS e a Petrobras a fim de assegurar a continuidade do fornecimento de combustível nas quantidades necessárias e suficientes à adequada operação da usina. Nesta mesma data, foi deferida liminar determinando que as rés se abstivessem de promover o corte no fornecimento de gás natural à UTE Willian Arjona. Em junho de 2006, a Companhia ajuizou ação ordinária em face da MSGÁS e da Petrobras visando à renovação do referido contrato. Em agosto de 2008, a ação ordinária ajuizada pela Companhia foi julgada procedente, determinando que os contratos de fornecimento e de suprimento de gás natural, celebrados entre a Companhia e a MSGÁS, e entre a MSGÁS e a Petrobras, bem como seus respectivos aditivos, fossem renovados por período adicional de cinco anos, com início em 23.05.2006. Em novembro de 2009, a Companhia obteve uma decisão transitória favorável, determinando à MSGÁS e à Petrobras a continuidade do fornecimento do gás para a UTE William Arjona. Nessa decisão, foi considerado o seguinte: (i) o período em que houve a interrupção do fornecimento de gás à UTE William Arjona em decorrência do presente litígio deveria ser acrescido ao final dos contratos, que terão encerramento proporcionalmente prorrogado; e (ii) o preço e a quantidade de gás deverão ser aqueles contratados e reajustados conforme os parâmetros estabelecidos no Programa Prioritário de

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n° 001061166589 - continuação	
Principais fatos - continuação	Termeletricidade (PPT). O fornecimento permaneceu vigente até meados do ano de 2012, quando a Petrobras obteve um efeito suspensivo que lhe permitiu novamente suspender o fornecimento do gás. No fim de 2012, sobreveio decisão do STJ dando pela intempestividade do recurso apresentado pela Petrobras no processo existente entre as partes, o que leva à perda dos efeitos da decisão suspensiva e à perda de objeto, já requeridos pela Companhia, o qual ainda pende de decisão do próprio STJ. Em janeiro de 2013, a Companhia ingressou com um pedido junto ao Presidente do STJ requerendo a perda da eficácia da decisão que garantiu a Petrobras suspender, no ano de 2012, o fornecimento de gás para a UTE William Arjona. Esse pedido foi aceito pelo STJ e terá vigência até que ocorra uma decisão por parte do próprio STJ sobre outro pedido da Companhia que trata da extinção de Medida Cautelar obtida pela Petrobras em determinado recurso especial. Com essa decisão o fornecimento de gás para essa Usina foi retomado, ainda que o processo sobre a defasagem do preço de gás - alegado pela Petrobras - continue vigente e no aguardo dos desfechos comentados no parágrafo anterior. Porém, a Ministra relatora do referido processo restabeleceu o direito da Petrobras de não fornecer gás até o julgamento final do Agravo Regimental, do qual era a relatora. O Agravo Regimental foi improvido. A Petrobras interpôs Embargos de Declaração contra essa decisão, os quais foram rejeitados. Dessa decisão, a Petrobras interpôs Embargos de Divergência perante o STJ. Também manejou Medida Cautelar Incidental nos Embargos, com pedido de liminar para não fornecer gás, pedido que foi rejeitado. A ação ordinária para renovação do contrato de fornecimento de gás natural para a UTE William Arjona transitou em julgado após a declaração de intempestividade do Recurso Especial para o STJ e do Recurso Extraordinário para o STF, os quais haviam sido interpostos pela Petrobras. Com o encerramento da ação, a Petrobras e a MSGás estão obrigadas a fornecer gás à Usina até o término do contrato, o que já ocorreu em 11 de setembro de 2014. A partir do encerramento da ação original, uma nova Ação de Obrigação de Fazer com Pedido de Tutela Antecipada n° 0829007-06.2014.8.12.0001, foi proposta em face da Petrobras e da MSGás para o suprimento de gás natural para a UTE William Arjona por um período de 10 anos sob as condições do PPT, com a concessão de medida liminar em favor da Companhia em setembro de 2014. Em decisão de primeira instância, a ação foi encerrada e remetida para apreciação por uma corte arbitral, mantendo-se, contudo, os efeitos da liminar concedida. A corte arbitral, em contrapartida, manifestou-se por sua incompetência, promovendo a devolução da disputa à jurisdição estatal. Em 18 de novembro de 2016, as partes acordaram a suspensão do processo por 90 dias para tentar negociar um acordo.
Chance de perda	Não aplicável.
Análise do impacto em caso de perda	Não aplicável, tendo em vista o encerramento do processo.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n° 0007442-81.2007.4.01.3500	
Juízo	2ª Vara da Justiça Federal de Goiânia (GO)
Instância	Primeira
Data de instauração	24.07.2007
Tipo de ação	Civil Pública
Partes no processo	**Autor**: Ministério Público Federal, Goiás **Réu**: ENGIE Brasil Energia S.A., Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e Agência Goiana do Meio Ambiente (AGMA).
Valores, bens ou direitos envolvidos	Áreas atingidas pelo reservatório da Usina Hidrelétrica Cana Brava (UHE Cana Brava), especialmente no que se refere à área indígena. O valor envolvido é de R$ 6 milhões (valor atualizado em 31.03.2017).
Principais fatos	O MPF propôs Ação Civil Pública alegando a suposta ocorrência dos seguintes problemas relacionados à UHE Cana Brava: (i) ausência de prévia supressão da vegetação na área inundada pelo reservatório; (ii) ocorrência de danos ambientais decorrentes da ausência de supressão de vegetação; (iii) não houve resgate da fauna na época do enchimento do reservatório; (iv) houve expansão de doenças epidemiológicas na região e nos Municípios direta ou indiretamente afetados pela UHE Cana Brava como raiva, malária, esquistossomose, dengue e leishmaniose; (v) foram causados danos à comunidade indígena Avá-Canoeiro, materiais e morais, decorrente do alagamento de parte da área indígena; e (vi) o licenciamento ambiental deveria ter sido conduzido pelo Ibama e não pela Agência Goiana de Meio Ambiente. Com base nos fatos sintetizados acima, o MPF formulou os seguintes pedidos: (i) elaboração de estudos detalhados para quantificar a vegetação submersa na área do reservatório da UHE Cana Brava; (ii) retirada de toda a biomassa que, a critério técnico, não for considerada necessária à proteção da ictiofauna, para melhorar a qualidade da água e os usos múltiplos do reservatório (inclusive navegação); (iii) elaboração de um relatório detalhado acerca do resgate da fauna, a ser submetido à análise do Ibama; (iv) implantação de medidas que visem assegurar o controle da expansão de doenças epidemiológicas em toda região direta ou indiretamente afetada pelo empreendimento; (v) implementação de programa de mitigação e compensação socioambiental aos impactos causados à terra e à comunidade indígena Ava-canoeiro; (vi) transferência do processo de licenciamento ambiental para o Ibama; (vii) indenização dos danos ambientais decorrentes da não supressão de vegetação; (viii) indenização dos danos causados ao patrimônio socioambiental da comunidade indígena Avá-Canoeiro; e (ix) indenização à comunidade indígena por danos morais coletivos, em valor a ser arbitrado judicialmente.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo nº 7442-81.2007.4.01.3500 - continuação	
Principais fatos - continuação	A Companhia contestou a ação civil pública apresentando, em síntese, os seguintes argumentos: (i) existência de litispendência e conexão com as Ações Populares n.º 2004.35.00.004291-3 e n.º 2006.35.00.016335-1, na 2ª Vara Federal de Goiás - ressalte-se que tais ações já foram extintas; (ii) ausência de legitimidade passiva da ré ENGIE Brasil Energia S.A.; (iii) falta de interesse de agir relacionada ao pedido de elaboração de relatório do resgate da fauna, uma vez que este já foi elaborado; (iv) falta de interesse de agir com relação à implementação de medidas e programas de saúde pública, uma vez que estes foram implementados; (v) falta de interesse de agir com relação ao pedido de adoção de medidas mitigadoras e compensatórias à comunidade indígena, uma vez que há proposta do empreendedor aguardando resposta da Fundação Nacional do Índio (FUNAI); (vi) impossibilidade jurídica do pedido de indenização por danos morais coletivos; (vii) a Lei nº 3.824/60, que exige a supressão da vegetação existente nas áreas a serem inundadas pelos reservatórios deve ser interpretada considerando a evolução técnica, no sentido de que seja suprimido o que seja tecnicamente recomendado com a finalidade de garantir a manutenção da qualidade ambiental; (viii) a supressão da vegetação da área inundada pelo reservatório foi feita adequadamente, com base em autorização concedida pelo órgão ambiental, que conta com presunção de legalidade; (ix) a ausência de supressão de toda a vegetação não causou danos ambientais - não há navegação no rio, as hidrelétricas emitem poucos gases de efeito estufa e a qualidade da água no reservatório é boa; (x) foi realizado adequadamente o resgate da fauna; (xi) não houve expansão de doenças epidemiológicas na região - dados oficiais demonstram que as informações da petição inicial não estão corretas; (xii) de fato houve impactos sobre a área indígena Avá-Canoeiro, contudo, constatado esse fato, o empreendedor se propôs a tomar as providências necessárias no sentido de promover a justa mitigação e compensação destes. Foi feita uma reunião com o MPF e a FUNAI para discutir os encaminhamentos necessários. Foram acordadas e tomadas medidas emergenciais e foi acertada a elaboração de um estudo com base em Termo de Referência elaborado pela FUNAI. O Estudo foi realizado, mas após a sua realização, a FUNAI pediu um novo estudo diferente. Como o novo estudo visa não apenas compensar os impactos, mas estudar toda a reserva indígena, que é obrigação da FUNAI, a Companhia não concordou com a sua elaboração. A Companhia aguarda uma resposta da FUNAI sobre isso, estando disposta a melhorar o estudo feito, mas não a realizar o novo estudo pedido pela FUNAI.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n° 7442-81.2007.4.01.3500 - continuação	
Principais fatos – continuação	O estudo prevê as medidas adequadas para compensar a reserva indígena e pode ser implementado imediatamente, desde que haja concordância da FUNAI, visto que apenas 0,67% da área indígena foi afetada. A compensação pelo impacto causado pela UHCB sobre a terra indígena já foi feita por Furnas, que ultrapassam R$ 2 milhões para a população de seis índios. Não foram causados danos morais; e (xiii) a competência para o licenciamento ambiental é feita com base no critério da amplitude do impacto ambiental, nos termos do art. 10 da Lei nº 6.938/81. Como o impacto do empreendimento não tem âmbito nacional ou regional, estando restrito aos limites do Estado de Goiás, a competência é da AGMA e não do Ibama. Em 2008, atendendo ao pedido de conexão formulado na contestação da Companhia, o Juiz Federal da 3ª Vara determinou a redistribuição do processo para a 2ª Vara Federal. A Companhia, em 2009, requereu a juntada do documento "Levantamento Epidemiológico do Índice de Morbidade e Mortalidade na Região da UHCB", evidenciando que o reservatório não causou o aumento de qualquer forma de doença na região. Em sede de liminar, o Juiz Federal da 2ª Vara determinou: a transferência do processo de licenciamento para o Ibama; que a Companhia apresente estudos técnicos acerca da vegetação submersa; a implementação de um plano de ação para controlar a expansão de doenças na região; e que a Companhia apresente uma proposta de compensação para a comunidade indígena e relatório sobre a malha viária atingida. A Companhia interpôs Agravo de Instrumento contra essa decisão, com julgamento agendado para 30.01.2017. Não foi concedido o pedido de indenização por dano moral coletivo Em fevereiro de 2011 o processo foi suspenso por seis meses, a pedido do autor, o Ministério Público Federal. Em junho de 2014 o processo foi novamente suspenso por 60 (sessenta) dias, a pedido do Ministério Público Federal. Em outubro de 2016, o IBAMA protocolou manifestação favorável à Companhia, sendo que o processo segue agora o seu curso natural.
Chance de perda	Provável.
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia terá uma redução do disponível (ativo circulante) e do passivo de R$ 6 milhões, não havendo impacto no resultado e patrimônio líquido. A ação será julgada procedente em relação à área indígena, que efetivamente foi atingida pelo reservatório. Nesse aspecto, a Companhia, antes mesmo do ajuizamento da ação, já estava buscando acordo com a FUNAI. No entanto, nunca obteve resposta daquele órgão. Por tal motivo, há provisionamento de valor na ação. A transferência da Licença de Operação da AGMA para o Ibama não traz reflexos para a Companhia. Em relação aos demais pedidos, a possibilidade de perda, apesar de remota, traz impactos financeiros que não são passíveis de valoração neste momento.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 6 milhões.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n° 023.95.024520-4	
Juízo	5ª Vara Cível de Florianópolis (SC)
Instância	Superior Tribunal de Justiça
Data de instauração	25.03.1995
Tipo de ação	Declaratória
Partes no processo	**Autor**: Carlos Fernando Hausen Beck e outros **Rés**: Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social (Elos) e Eletrosul – Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul). A Companhia figura como assistente das rés, em razão da cisão parcial da Eletrosul e de ser patrocinadora da Elos
Valores, bens ou direitos envolvidos	Requerem os autores declaração de nulidade da opção exercida de limitação a três vezes o maior valor teto do salário de benefício do INSS ou, alternativamente, que sejam declaradas ineficazes as opções feitas pelos autores que limitavam o salário de suas contribuições. O valor envolvido, em 31.03.2017, é de R$ 17 milhões.
Principais fatos	Refere-se à ação ajuizada contra a Elos e a Eletrosul, por meio da qual alguns participantes da fundação, autores na ação, requerem a declaração de nulidade ou, alternativamente, que sejam declaradas ineficazes as opções (opção que exerceram de limitação da complementação de suas aposentadorias a três vezes o teto da Previdência Social) por eles exercidas no sentido de limitar as contribuições para a fundação aos seus salários de contribuição, que resultou na redução dos seus benefícios de aposentadoria. A Companhia figura como assistente das rés em razão da cisão parcial da Eletrosul, com a criação da Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (Gerasul), denominação anterior da ENGIE Brasil Energia S.A. A decisão de primeiro grau, confirmada pelo TJSC em Acórdão que aguarda julgamento de embargos, é contrária aos interesses da Elos, da Eletrosul e da Companhia. Em 2011, a Companhia firmou acordo com 53 dos 64 autores da ação sob sua responsabilidade, que estabeleceu: (i) o pagamento, a partir de novembro de 2010, de complementação de aposentadoria em valor correspondente a 75% daquele que receberiam os autores nos termos da sentença, ou seja, sem limitação; (ii) a constituição de Reserva Matemática junto a Elos para satisfazer esse aumento de benefício; e (iii) pagamento a cada autor, em parcela única, correspondente a 10% do valor da Reserva Matemática individual que deverá aportar para a Elos. O valor desses 10%, adicionado aos honorários do advogado dos autores, importou em um pagamento de R$ 2 milhões. O Valor correspondente à Reserva Matemática que a Companhia assumiu perante à Elos foi de aproximadamente R$ 11 milhões. Em relação aos demais autores que não celebraram acordo a ação continua seu trâmite normal.
Chance de perda	Provável
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia terá uma redução do disponível (ativo circulante) e do passivo da Companhia de R$ 17 milhões, não havendo impacto no resultado e patrimônio líquido.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 17 milhões.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n° 2006.34.00.017169-6	
Juízo	16ª Vara Federal do Distrito Federal
Instância	Primeira
Data de instauração	02.06.2006
Tipo de ação	Ordinária
Partes no processo	**Autor**: ENGIE Brasil Energia S.A. (Autor original era a Ponte de Pedra Energética S.A. (PPESA), incorporada pela Companhia em 30.12.2010) **Réus**: Aneel e outros
Valores, bens ou direitos envolvidos	Contrato relativo à Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão (TUST). O valor envolvido, em 31.03.2017, é de R$ 127 milhões.
Principais fatos	Refere-se à ação ajuizada pela PPESA, incorporada pela Companhia em 30.12.2010, visando reduzir o valor a recolher da TUST ao montante equivalente ao cobrado da UHE Itiquira. A partir de junho de 2006, a Companhia passou a recolher a TUST de forma reduzida e a provisionar a diferença entre o valor cobrado e o pago, os quais estão garantidos por fiança bancária da Companhia. No terceiro trimestre de 2013, foi proferida sentença de mérito julgando a ação parcialmente procedente, o que motivou a alteração, no ano seguinte, do risco de perda de provável para remoto e a reversão da provisão até então constituída. A Aneel e alguns agentes envolvidos apelaram da decisão para o Tribunal de Justiça.
Chance de perda	Remota
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 127 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n° 1986-82.2009.8.06.0049	
Juízo	Vara Única da Comarca de Beberibe
Instância	Primeira
Data de instauração	20.01.2010
Tipo de ação	Ordinária
Partes no processo	**Autor**: Agropecuária Beraba Ltda. **Réus**: Eólica Beberibe S.A. (Beberibe) – controlada indireta da Companhia.
Valores, bens ou direitos envolvidos	Contrato de Arrendamento de imóvel utilizado pela Usina Eólica Beberibe para a implantação de cinco torres eólicas com conversores de energia, torres de medição de vento e uma subestação elevadora. O valor envolvido, em 31.03.2017, é de R$ 17 milhões.
Principais fatos	Trata-se de ação de rescisão de contrato e reintegração de posse ajuizada pela Agropecuária Beraba, requerendo: (i) a rescisão do Contrato de Arrendamento da área onde está instalada parte da Usina Eólica Beberibe; (ii) a imediata desocupação da área; e (iii) o pagamento de penalidades contratuais, multa rescisória de cinco vezes o valor da última anuidade paga, parcelas vincendas e honorários advocatícios. O autor alega que a Companhia não pagou o total do valor de reajuste avençado para a anuidade de 2009, o que acarretaria a rescisão contratual. Em sua defesa, a Companhia sustenta que o reajuste relativo à anuidade 2009 foi corretamente feito de acordo com o que previa o contrato. A inflação anual foi de 6% e o autor requer reajuste de 300%, o que contraria o contrato e a própria legislação brasileira. A perícia já foi concluída e as partes aguardam o julgamento da ação.
Chance de perda	Remota
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, a Administração da Companhia e seus assessores jurídicos estimam que incorrerá em despesa de R$ 200 mil e o disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso. A perda resultaria em inativação de parte da Usina Eólica Beberibe, trazendo impactos financeiros que não são passíveis de valoração neste momento.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo nº 8189-65.2012.8.06.0175/0	
Juízo	Vara Única da Comarca de Trairi (CE)
Instância	Primeira
Data de instauração	02.02.2012
Tipo de ação	Civil Pública
Partes no processo	**Autor:** Ministério Público do Estado do Ceará (MP-CE) **Réus:** Central Eólica Trairi S.A. (Trairi) – controlada indireta da Companhia
Valores, bens ou direitos envolvidos	Implantação da Eólica Trairi.
Principais fatos	O MP questiona a regularidade ambiental da instalação da Central Eólica Trairi, almejando a anulação da Licença de Instalação expedida pelo órgão ambiental (SEMACE), com consequente vedação à implantação do empreendimento. O pedido é embasado no fato da eólica estar sendo construída em dunas, consideradas Áreas de Preservação Permanente (APP). A Central Eólica Trairi foi regularmente autorizada pela Aneel e a Companhia obteve tempestivamente todas as autorizações e licenças, inclusive ambientais, necessárias à sua implantação. Além disso, a legislação permite a instalação de empreendimentos de utilidade pública, sustentáveis e de baixo impacto ambiental em APP, o que é o caso das eólicas. O empreendimento atualmente segue sua implantação normal. A ação está em fase inicial, tendo sido contestada pela Companhia.
Chance de perda	Remota
Análise do impacto em caso de perda	Não há como prever neste momento as consequências financeiras de uma eventual e remota decisão desfavorável à Companhia no processo, de forma que a Companhia considera a possibilidade de perda da demanda remota.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n° 9809-37.2014.8.11.0003	
Juízo	3ª Vara Cível da Comarca de Rondonópolis/MT
Instância	Primeira
Data de instauração	16.10.2014
Tipo de ação	Civil Pública
Partes no processo	**Autor:** Ministério Público do Estado do Mato Grosso (MP-MT) **Réus:** ENGIE Brasil Energia S.A., Tupan Energia Elétrica Ltda. (Tupan) e Hidropower Energia S.A. (Hidropower) – controladas indiretas da Companhia
Valores, bens ou direitos envolvidos	Licenciamento ambiental das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) Rondonópolis e José Gelázio da Rocha.
Principais fatos	O MP questiona a regularidade ambiental da instalação das PCHs Rondonópolis e José Gelázio da Rocha, almejando que seja reconhecido que as duas PCHs foram construídas em cascata e são, portanto, um único empreendimento gerador de potência instalada superior a 30 MWh, sendo necessária a elaboração de Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e a indenização do meio ambiente de forma integral. A Companhia apresentou defesa, argumentando que as PCHs estão regularmente autorizadas pela Aneel e as usinas obtiveram tempestivamente todas as autorizações e licenças, inclusive ambientais, necessárias à sua implantação. Sustentam que as PCHs se constituem em dois empreendimentos distintos. Além disso, a legislação determina a inexigibilidade de EIA para PCHs, tendo sido realizados pelas empresas os devidos Diagnósticos Ambientais e compensados os impactos causados ao meio ambiente. O MP obteve liminar para paralisar a operação das PCHs, decisão que foi reformada pelo Tribunal de Justiça do Estado do Mato Grosso por falta do "periculum in mora", já que as PCHs estão regulares e em operação e sua paralisação causaria graves prejuízos para a coletividade. A ação segue seu trâmite normal.
Chance de perda	Possível para Tupan e Hidropower. Remota para a Companhia.
Análise do impacto em caso de perda	Não há como prever neste momento as consequências financeiras de uma eventual decisão desfavorável no processo.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo n° 0316675-28.2015.8.24.0023	
Juízo	5ª Vara Cível da Comarca de Florianópolis (SC)
Instância	Primeira
Data de instauração	02.07.2015
Tipo de ação	Ação Ordinária com Pedido de Antecipação dos Efeitos da Tutela
Partes no processo	**Autor:** ENGIE Brasil Energia S.A. **Réus:** Demais integrantes do Consórcio Machadinho – Companhia Brasileira de Alumínio S.A.; Alcoa Alumínio S.A.; Vale S.A.; Votorantim Cimentos S.A.; Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica; Intercement Brasil S.A.; DME Distribuição S.A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	Entrega de energia pela Companhia às demais Consorciadas no âmbito do Consórcio Machadinho.
Principais fatos	Em julho de 2015 a Companhia propôs a ação em tela em face das demais Consorciadas do Consórcio Machadinho. No âmbito do Consórcio a Companhia, se obrigou a entregar às Rés uma determinada quantidade de energia, desde que a Usina se encontrasse em "regime normal de operação". Entretanto, em razão de fatos ocorridos após a celebração do Contrato de Consórcio, que vieram a surtir efeitos a partir de janeiro de 2014, a Usina deixou de operar em "regime normal de operação" e, não obstante, as Rés continuaram a exigir da Autora a entrega da totalidade da energia prevista no contato. A ação objetiva que a energia assegurada prevista no Contrato de Consórcio seja adequada e reduzida proporcionalmente sempre que a geração de energia do sistema não se encontrar em regime normal de operação (Custo Marginal de Operação menor do que o Custo Marginal de Expansão), de forma que o déficit de GSF a ser arcado pela Autora, com relação à energia assegurada objeto do Contrato de Consórcio, seja limitado a montante não superior a 5%, restabelecendo-se, assim, o equilíbrio contratual, condenando-se as Rés a ressarcir à Autora os valores decorrentes da energia assegurada entregue sem observância desta redução proporcional, desde janeiro de 2014. Em 06 de julho de 2015 a tutela antecipada (pedido liminar) foi deferida para que, caso o GSF seja inferior a 95%, a energia entregue às requeridas seja reduzida proporcionalmente, limitando-se o nível de exposição da autora em 5% com relação à energia assegurada objeto do Consórcio. Tal medida, contudo, foi suspensa por ocasião do recebimento do agravo de instrumento formulado pelos réus da ação, agravo de instrumento este que permanece pendente de apreciação pelo tribunal de justiça A ação segue seu trâmite normal.
Chance de perda	Remota
Análise do impacto em caso de perda	A eventual perda não implicará em despesa adicional para a Companhia, visto que o GSF da Usina tem sido cobrado integralmente da Companhia.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo nº 5001646-68.2016.4.04.7204	
Juízo	4ª Vara Federal da Comarca de Criciúma (SC)
Instância	Primeira
Data de instauração	07.03.2016
Tipo de ação	Ação Civil Pública com Pedido de Liminar de Tutela Inibitória
Partes no processo	**Autor:** Ministério Público Federal (MPF) **Réus:** (i) União, (ii) Estado de Santa Catarina, (iii) Município de Criciúma, (iv) Município de Forquilhinha, (v) Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA, (vi) Fundação do Meio Ambiente, (vii) Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), (vii) Carbonífera Criciúma S.A., (viii) Alfredo Flávio Gazzollla, (ix) José Luiz Freitas de Castro, (x) Wolfgang Friedrich, (xi) ENGIE Brasil Energia S.A. e (xii) Cooperativa Pioneira de Eletrificação – COOPERA.
Valores, bens ou direitos envolvidos	Recuperação ambiental da Mina Verdinho e instalações associadas.
Principais fatos	Em síntese o MPF alega que a empresa Carbonífera Criciúma S.A. paralisou suas atividades, colocando em risco o meio ambiente, uma vez que deixou de fazer a manutenção adequada na Mina Rio Verdinho. De acordo com o MPF, essa situação está gerando risco de rompimento de barragem de efluentes, lançamento irregular de efluentes no ambiente e alagamento da mina com destruição de equipamentos e possível contaminação com produtos tóxicos (em especial, ascarel). Alega que a responsabilidade da Companhia seria solidária com a Carbonífera Criciúma, seus sócios e os entes públicos responsáveis pela proteção do meio ambiente, porque esta adquiria toda a produção da Carbonífera e recebia subsídio do Governo Federal para essa finalidade. Segundo o autor, a Companhia seria um agente fomentador da atividade de extração de carvão, estimulando esta atividade. Alegando a iminência da ocorrência dos danos ambientais, o MPF formulou pedido de liminar para que a União, o Estado de Santa Catarina, a FATMA, o IBAMA, os Municípios de Criciúma e Forquilinha, o DNPM, e Carbonífera Criciúma, os Srs. Alfredo Flávio Gazzola, José Luiz Freitas de Castro e Wolfgang Friedrich (sócios da Carbonífera) e a Companhia sejam condenados a: a) realizar obrigação de fazer consistente na adoção de medidas para a reparação da barragem de rejeitos da Mina Rio Verdinho, em Forquilhinha/Criciúma, de forma a garantir sua segurança e sua adequação ambiental; b) realizar obrigação de fazer consistente na adoção de medidas para garantir o procedimento de fechamento ambientalmente adequado da mina, inclusive evitando seu alagamento enquanto houver equipamentos e materiais tóxicos no subsolo; c) realizar obrigação de fazer consistente na adoção de medidas para tratar os efluentes da mina que estão sendo lançados em corpos hídricos, bem como reparar os danos ambientais decorrentes da inundação da mina e do rompimento da barragem ou seu extravasamento por qualquer forma.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo nº 5001646-68.2016.4.04.7204 - continuação	
Principais fatos - continuação	O MM. Juiz Federal concedeu em parte o pedido formulado, para determinar que, no prazo de 15 dias: (I) a Carbonífera Criciúma, Alfredo Flávio Gazzolla, José Luiz Freitas de Castro, Wolfgang Friedrich e Companhia, solidariamente, adotem as medidas necessárias para: a) a reparação da barragem de rejeitos da Mina Rio Verdinho, de forma a garantir sua segurança e sua adequação ambiental; b) evitar o alagamento da Mina Rio Verdinho, mantendo o sistema de bombeamento em pleno funcionamento (100% da capacidade); c) a retirada de todo o material tóxico do subsolo; d) tratar os efluentes da Mina Rio Verdinho; e) quitar os débitos com a COOPERA, relativo aos últimos 30 dias, e pagar em dia todo o consumo futuro. (II) a COOPERA, abstenha-se de interromper o serviço de fornecimento de energia elétrica para a Mina Rio Verdinho, e, caso já tenha sido interrompido, restabeleça-o imediatamente, independentemente de prévio pagamento. A Companhia agravou da decisão ao TRF-4 e em outubro/2016, o recurso interposto pela Companhia contra liminar concedida foi julgado, sendo que o Tribunal proferiu decisão favorável à Companhia com relação aos itens (b) e (e), revogando a decisão que determinava o bombeamento a fim de evitar o alagamento da mina e suspendendo o pagamento à COOPERA. Ainda, em maio de 2017, o MPF ajuizou Ação de Execução de Multa Cominatória alegando descumprimento da liminar concedida pelo juízo. A Companhia apresentou seguro garantia e aguarda início do prazo para apresentar impugnação ao cumprimento da decisão liminar.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Não há como calcular neste momento as consequências de uma eventual decisão desfavorável à Companhia.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores

Não há processos judiciais, administrativos ou arbitrais, em que a Companhia ou suas controladas sejam parte e cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores da Companhia ou de suas controladas.

4.5 - Processos sigilosos relevantes

Tramitam em segredo de justiça 2 (dois) processos relacionados ao mesmo objeto, sendo que eventual perda implicará no pagamento de, aproximadamente, R$ 215 milhões, valor esse totalmente provisionado pela Companhia.

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

Trabalhistas	
Juízo	Tubarão, Criciúma (SC)
Instância	1º e 2º grau
Data de instauração	04.12.2015
Partes no processo	**Réu:** ENGIE Brasil Energia S.A. **Autor:** Carbonífera Catarinense, Carbonífera Belluno, CCCE – Consórcio Catarinense de Carvão Energético, Carbonífera Metropolitana, Cooperminas - Cooperativa de Extração de Carvão Mineral dos Trabalhadores de Criciúma, Carbonífera Criciúma
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 33 milhões (valor atualizado em 31.03.2017)
Principais fatos	Ações trabalhistas, em sua maioria com pedido de responsabilidade solidária/subsidiária. Em primeiro grau as decisão tem afastado a responsabilidade da Companhia, decisão mantida em grau superior.
Chance de perda	Remota.
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 33 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

Tributários	
Processos: 10983.911766/2009-03; 10983.911780/2009-07; 10983.912503/2009-11; 10983.911764/2009-14; 10983.911771/2009-16; 10983.911762/2009-17; 10983.911783/2009-32; 10983.911769/2009-39; 10983.911767/2009-40; 10983.911781/2009-43; 10983.911765/2009-51; 10983.911772/2009-52; 10983.911763/2009-61; 10983.911770/2009-63; 10983.912502/2009-69; 10983.911768/2009-94; 10983.911782/2009-98; 10983.908752/2012-08; 10983.907299/2012-12; 10983.907297/2012-15; 10983.908750/2012-19; 10983.908757/2012-22; 10983.907295/2012-26; 10983.908755/2012-33; 10983.907303/2012-34; 10983.908753/2012-44; 10983.907301/2012-45; 10983.908751/2012-55; 10983.908756/2012-88; 10983.907302/2012-90; e 10983.908754/2012-99	
Juízo	Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF)
Instância	Segunda
Data de instauração	31.03.2009
Partes no processo	**Réu:** ENGIE Brasil Energia S.A. **Autor:** União Federal – Fazenda Nacional
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 119 milhões (valor atualizado em 31.03.2017)
Principais fatos	Em 1998 foi publicada a Lei nº 9.718/98 ampliando a base de cálculo do PIS e da Cofins que, até então, incidiam apenas sobre o faturamento das empresas. A Companhia questionou judicialmente a constitucionalidade da referida Lei, logrando êxito na demanda, em 01.09.2006, o que lhe permitiu compensar as contribuições calculadas sobre as receitas diversas das decorrentes de faturamento, relativamente ao período de apuração de fevereiro de 1999 a novembro de 2002, para o PIS, e de fevereiro de 1999 a janeiro de 2004, para a Cofins. O principal valor computado na base de cálculo do PIS e da Cofins, objeto de questionamento, referia-se à rubrica contábil denominada "Receita de Subvenção CCC", destinada ao registro do consumo de combustível fóssil adquirido com recursos da Conta de Consumo de Combustível (CCC). Os combustíveis fósseis para geração de energia termoelétrica são adquiridos com recursos da CCC, sob a administração da Eletrobras, não representando, portanto, ônus para as geradoras. A sistemática de contabilização prevista no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) definia que o consumo de tais combustíveis fosse reconhecido como custo de operação em contrapartida de receita de Subvenção CCC. Ao constatar que a forma de contabilização não era adequada, porquanto, o combustível não constituía ônus das geradoras, não sendo apropriado seu reconhecimento como custo e, concomitantemente, receita, a Aneel procedeu à alteração do MCSE para, a partir do exercício social de 2006, refletir a contrapartida em conta retificadora dos custos de operação e não mais como receita. Essa alteração está fortemente fundamentada em Notas Técnicas emitidas por aquela Agência. Em razão do reconhecimento, pela Aneel, de que o procedimento contábil até então adotado estava inadequado e, consequentemente, a base de cálculo do PIS e da Cofins continha valores que não possuíam natureza de receita, a Companhia compensou, também, os valores recolhidos a maior relativamente ao período de 2004 a 2005. Em 2009, a RFB intimou a Companhia a recolher o valor de R$ 136 milhões referente ao período de fevereiro de 1999 a janeiro de 2004, já incluídos os juros e as multas, alegando que a Subvenção CCC representa faturamento, sendo obrigatória a sua inclusão na base de cálculo do PIS e da Cofins no período mencionado e que, portanto, era indevida a compensação efetuada. A Companhia apresentou Manifestação de Inconformidade em 31.03.2009.

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

Principais fatos - continuação	Em 23.06.2014, a RFB, deu ciência do Acórdão, de 30.04.2014, da Delegacia da Receita Federal de Julgamento em Florianópolis (DRJ), cujo teor deu provimento à Manifestação de Inconformidade interposta pela Companhia, reconhecendo o direito creditório discutido nos autos, no qual as compensações foram homologadas em sua integralidade, resultando na total extinção dos débitos, com o arquivamento dos autos. Em virtude da decisão, os registros que vinham sendo apresentados como de risco remoto, cujo montante atualizado em 23.06.2014 é de R$ 160 milhões (R$ 158 milhões em 31.12.2013), na controladora e no consolidado, deixaram de ser mencionados nas notas explicativas. Em relação ao período compreendido entre fevereiro de 2004 e dezembro de 2005, a RFB expediu 44 autos de infração, que corresponde a uma parte do valor compensado, sob a alegação de que, não obstante a alteração introduzida no MCSE pela Aneel, o consumo de combustível fóssil de responsabilidade da CCC tem natureza de receita. A companhia apresentou manifestação de inconformidade em relação a todos os processos, as quais foram julgadas pelas respectivas delegacias de julgamento em desfavor da Companhia, que, por sua vez interpôs recurso voluntário contra estas decisões. Dos 44 processos que foram remetidos ao CARF, apenas um processo foi julgado favorável à Companhia, por unanimidade de votos, que anulou o Despacho Decisório, no valor de R$ 117 mil. Dos 43 processos restantes que se encontravam no CARF, bem como, na Câmara Superior de Recursos Fiscais (CSRF), 11 já foram julgados, com decisão desfavorável à Companhia. Após essa decisão, a Administração da Companhia ingressou com pedido de análise de Recurso Especial na CSRF, os quais também foram negados. Diante do exposto, a Administração da Companhia alterou a classificação de risco dos processos de remoto para possível e ingressou com ação declaratória de inexistência de relação jurídico tributária contra a Fazenda Nacional, processo **5023830-64.2015.4.04.7200** a seguir descrito.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 119 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

Processo: 5023830-64.2015.4.04.7200	
Juízo	4ª Vara Federal de Florianópolis (SC)
Instância	Primeira
Data de instauração	18.11.2015 (valor atualizado em 31.03.2017)
Partes no processo	**Réu:** ENGIE Brasil Energia S.A. **Autor:** União Federal – Fazenda Nacional
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 8 milhões
Principais fatos	Em decorrência do não seguimento dos Recursos Especiais, em última e definitiva instância administrativa, a Administração Companhia ingressou, em 18.11.2015, com ação declaratória de inexistência de relação jurídico tributária contra a Fazenda Nacional com referência aos 11 créditos tributários constituídos pela RFB, em virtude da não homologação de compensação de valores pagos a maior a título de PIS e de Cofins. O processo segue seu curso normal, tendo sido apresentado seguro garantia como garantia do Juízo.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 8 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

Processos: 11516.002346/2006-52; 11516.002449/2006-12; 11516.002453/2006-81; 11516.002456/2006-14; 11516.002457/2006-69; 11516.002458/2006-11; e 11516.002459/2006-58	
Juízo	Delegacia da Receita Federal de Julgamento (DRJ), Florianópolis (SC)
Instancia	Primeira
Data de Instauração	08.08.2006
Partes no Processo	**Autor**: Receita Federal do Brasil (RFB), Florianópolis (SC) **Reu**: ENGIE Brasil Energia S.A.
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 55 milhões (valor atualizado em 31.03.2017)
Principais fatos	O Código Tributário Nacional (CTN) contém dispositivo que permite o recolhimento de tributos em atraso sem a aplicação de multa de mora, através do instituto de "denúncia espontânea", desde que efetuado antes de qualquer procedimento administrativo ou medida de fiscalização. Ocorre que a Receita Federal do Brasil (RFB) não vem aceitando recolhimentos fora do prazo sem a correspondente multa de mora. Para garantir seu direito legal, a Companhia apresenta impugnações administrativas e, quando necessário, medidas judiciais. Em 18.05.2012, na esfera administrativa, a RFB cientificou a Companhia de Acórdão proferido pelo Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF), conferindo decisão favorável à Companhia por unanimidade de votos e, judicialmente, também obteve decisão favorável em um processo, cujo montante era de R$ 140 mil. No entanto, em 2015, três processos administrativos, no valor de R$ 13 milhões, tiveram decisões desfavoráveis à Companhia que, por estarem esgotados quaisquer recursos nessa esfera, ingressou, em dezembro de 2015, com ações judiciais, ainda pendentes de julgamento, conforme processos 5023930-19.2015.4.04.7200 5023775.16.2015.4.04.7200 e 5024273-15.2015.4.04.7200, a seguir descritos.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 55 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

Processo: 5023930-19.2015.4.04.7200	
Juízo	Substituto da 4ª Vara Federal de Florianópolis
Instancia	Primeira
Data de Instauração	18.11.2015
Partes no Processo	**Autor**: ENGIE Brasil Energia S.A. **Reu**: União Federal – Fazenda Nacional
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 1 milhão (valor atualizado em 31.03.2017)
Principais fatos	Em 2004, a Companhia enviou 11 (onze) Declarações de Compensação para repetir valores relativos à Contribuição ao Programa de Integração Social – PIS e à Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – Cofins indevidamente incidentes sobre os valores recebidos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para repasse às carboníferas supridoras de seu parque termoelétrico. Como os recursos jamais integrarão os seus ativos a qualquer título, pois são adquiridos com recursos da CCC/CDE e, portanto, de propriedade desta, sob o controle e gestão da Eletrobrás, para serem utilizados na produção de energia elétrica, é indevida a incidência das contribuições na hipótese o que motivou as Declarações de Compensação, que não foram homologadas pela Receita Federal do Brasil. Cumpridas todas as etapas do processo administrativo tributário, o débito tornou-se novamente exigível, motivando a propositura da ação, em que foi concedida tutela antecipada liminarmente para retirada do nome da Companhia do Cadastro Informativo de Créditos não Quitados do Setor Público Federal – CADIN e para permitir a emissão de Certidão Positiva de Débitos, com efeitos de Negativa – CPD-EN.
Chance de perda	Remota
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 1 milhão e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

Processo: 5023775.16.2015.4.04.7200	
Juízo	Substituto 2ª Vara Federal de Florianópolis
Instancia	Primeira
Data de Instauração	17.11.2015
Partes no Processo	**Autor**: ENGIE Brasil Energia S.A. **Reu**: União Federal – Fazenda Nacional
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 4 milhões (valor atualizado em 31.03.2017)
Principais fatos	Em 28.02.2002, a Companhia efetuou um pagamento a maior no montante de R$ 21 milhões. Para repetição do mesmo, enviou quatro Declarações de Compensação dentre as quais duas não foram homologadas pela Receita Federal do Brasil, sob a motivação de que o débito não teria sofrido o acréscimo da multa de mora de 20%. A Companhia efetuou o procedimento em denúncia espontânea da infração, circunstância que motivou a oposição oportuna de manifestação de inconformidade contra a não-homologação da compensação, tratada no processo administrativo fiscal nº 11516.002447/2006-23, a qual não obteve guarida em todas as instâncias administrativas, de modo que o crédito tributário passou a ser exigível. Por efeito disto, propôs a presente ação com o propósito de ter reconhecida judicialmente a denúncia espontânea. O processo teve liminar concedida em favor da Companhia em 18.11.2015 e aguarda sentença de 1º grau.
Chance de perda	Remota.
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia incorrerá em despesa de R$ 4 milhões e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

Processo: 5024273-15.2015.4.04.7200	
Juízo	Substituto da 2ª Vara Federal de Florianópolis
Instancia	Primeira
Data de Instauração	24.11.2015
Partes no Processo	**Autor**: ENGIE Brasil Energia S.A. **Reu**: Delegado da Receita Federal de Florianópolis (SC)
Valores, bens ou direitos envolvidos	R$ 2 milhões (valor atualizado em 31.03.2017)
Principais fatos	A míngua de qualquer resultado tributável no ano de 2001, em 01.01.2002 a Companhia acumulou saldo negativo da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL no montante de R$ 3 milhões. Em vista disso, enviou à Receita Federal do Brasil quatro Declarações de Compensação para repetir o indébito, que incluíam também a repetição do pagamento indevido da estimativa da CSLL do mês de fevereiro de 2001. As Declarações de Compensação foram homologadas parcialmente pela Receita Federal do Brasil, de modo que a Companhia opôs manifestação de inconformidade contra a não-homologação da compensação tratada nos autos do processo administrativo fiscal registrado sob o nº 11516.002454/2006-25, indeferida em todas as instâncias administrativas. Em razão disso, interpôs mandado de segurança para questionamento da fiscalização efetuada pela Receita Federal do Brasil a qual entende tenha sido efetuada após o prazo decadencial para lançamento tributário. O processo teve liminar deferida e tem depósito na íntegra do montante do crédito tributário supostamente devido.
Chance de perda	Provável.
Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda a Companhia terá uma redução do disponível (ativo circulante) e do passivo de R$ 2 milhões, não havendo impacto no patrimônio líquido.
Valor provisionado (se for o caso)	R$ 2 milhões

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

Cíveis – Ações Civis Públicas	
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valores pleiteados em conjunto nas 11 (onze) ações, R$ 220 milhões.
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Na avaliação da Administração da Companhia e de seus assessores jurídicos, em caso de perda incorrerá em despesa de R$ 47 milhões (valor atualizado em 31.03.2017) e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.
Prática do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Referem-se a 8 (oito) ações civis públicas, cujos municípios, sob o argumento de inadimplência, requerem que a Companhia repasse recursos monetários para que eles realizem o reflorestamento em APP de 100 metros no entorno dos reservatórios das usinas e a 3 (três), que solicitam que a Companhia construa escada para peixes e eclusa e faça a "destoca" dos reservatórios. As usinas atingidas por essas ações são: UHE Salto Santiago e UHE Salto Osório. A concessão para a implantação e operação de tais usinas é anterior a 1980. Nessa época, a legislação ambiental não exigia, por parte do empreendedor, a compra da APP no entorno do reservatório artificial formado. E justamente por isso tal exigência não constou do contrato de concessão e a União Federal somente declarou de utilidade pública as áreas necessárias para o reservatório artificial. Além de inexistir a obrigação de compra da APP no entorno dos reservatórios, pois quando da construção das usinas não havia previsão legal para tanto, a propriedade das áreas no entorno dos reservatórios permaneceu sendo de terceiros, não podendo tais municípios exigir o depósito de valores em sua conta para a atividade de reflorestamento nessas áreas, que depende diretamente da autorização dos proprietários, os quais não figuram como parte nas ações. A Companhia, antes mesmo do ajuizamento das ações, já realizava o reflorestamento nas áreas de sua propriedade, de acordo com projeto aprovado pelo Instituto Ambiental do Paraná (IAP), órgão ambiental licenciador. As ações, no entendimento da Companhia, não se sustentam no âmbito legal. A Companhia entende que tais ações devem ser entendidas como conexas, pois a primeira decisão proferida em qualquer uma delas influenciará as demais. Além disso, todas as ações são patrocinadas pelo mesmo advogado. Em quatro das oito ações que versam sobre reflorestamento foram concedidas liminares obrigando a Companhia a elaborar e apresentar nos juízos de origem projetos de reflorestamento. Em duas delas já foram proferidas sentenças condenando a Companhia a elaborar os projetos e executar o reflorestamento na faixa de 100 metros no entorno dos reservatórios. Dessas duas decisões foram interpostos recursos de apelação para o Tribunal de Justiça do Paraná, onde a sentença foi mantida, porém, alterada para reflorestamento na área determinada pelo novo Código Florestal (distância entre o nível máximo operativo normal e a cota máxima maximorum, o que já foi realizado pela Companhia). A Companhia interpôs recurso e aguarda decisão. As demais ações estão tendo o seu curso normal.

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

Cíveis – Ações regressivas	
Valores, bens ou direitos envolvidos	Valores pleiteados em conjunto nas 04 (quatro) ações, R$ 20 milhões
Chance de perda	Possível
Análise do impacto em caso de perda	Na avaliação da Administração da Companhia e de seus assessores jurídicos, em caso de perda incorrerá em despesa de R$ 13 milhões (valor atualizado em 31.03.2017) e seu disponível (ativo circulante) será reduzido no mesmo valor, quando do seu desembolso.
Valor provisionado (se for o caso)	Não aplicável.
Prática do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	Referem-se a 4 (quatro) Ações Regressivas movidas pela Eletrosul contra a Companhia, objetivando a cobrança de valores pagos por ela, Eletrosul, em 19 ações judiciais movidas por empregados aposentados da Eletrosul. De acordo com o entendimento da Eletrosul, a Justificação de Cisão supostamente apontaria tais empregados como sendo de responsabilidade da Companhia. Ocorre que a Eletrosul nunca trouxe ao conhecimento da Companhia a existência dessas 19 ações, optando por apresentar, por sua exclusiva responsabilidade, as defesas e recursos que entendeu pertinente. Após o trânsito em julgado das ações e tendo sido a Eletrosul condenada em todas, pretende agora obter o ressarcimento dos valores despendidos. As ações foram tempestivamente contestadas pela Companhia, sendo que decisões favoráveis foram concedidas em duas situações.

4.7 - Outras contingências relevantes

Não há outras contingências relevantes além dos processos judiciais ou administrativos mencionados nos itens "4.3" e "4.6".

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados

Não aplicável à Companhia.

5.1 - Política de gerenciamento de riscos

a) Política de Gerenciamento de Risco

A Política de Gerenciamento Global de Riscos, define os conceitos gerais e a governança a ser aplicada em relação à tomada e gestão de risco de tal forma a se alcançar os objetivos de médio e longo prazos e estabelece as diretrizes das políticas específicas de gestão de riscos definindo os limites quantificáveis e os limiares do risco, os critérios para tomada de risco e as opções técnicas para o tratamento do risco. Esta Política foi aprovada em 10.11.2009, pelo Conselho de Administração da controladora ENGIE Brasil Participações Ltda. Em 2015, tal Política tornou-se mandatória à Companhia, tendo as seguintes aprovações: (i) em 29.09.2016, a PO 003 – Política de Gestão de Riscos e Oportunidades Empresariais da Companhia foi aprovada em Reunião de Diretoria Executiva (DD 633 – 0003); e (ii) em 23.02.2017, a PO 003 foi aprovada pelo Conselho de Administração (160º RCA).

b) objetivos e estratégias da Política de Gerenciamento de Riscos

O objetivo da Política é gerenciar os riscos para assegurar a performance da Companhia permitindo que os seguintes objetivos sejam atingidos:

- criação e manutenção de valor, da motivação e reputação interna;
- assumir riscos que sejam razoáveis em termos legais, e que sejam considerados aceitáveis e economicamente viáveis; e
- estar em conformidade com as obrigações legais e regulatórias, bem como com os valores da ENGIE.

i. riscos para os quais se busca proteção

A Companhia busca mitigar os seguintes riscos empresariais, citados no item "4.1":

- a construção, expansão e operação das usinas de geração de energia elétrica envolvem riscos significativos que podem levar à perda de receita ou aumento de despesas;

- a Companhia pode não conseguir executar integralmente sua estratégia de negócio;

- a Companhia é responsável por quaisquer perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na geração de energia oriunda de suas Usinas ou interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a nenhum agente identificado do setor elétrico e os seguros contratados podem ser insuficientes para cobrir estas perdas e estes danos;

- suprimento de carvão;

- a Companhia pode vir a arcar com custos adicionais associados ao plano de previdência que mantém para seus empregados;

- a Companhia e suas controladas podem figurar como responsáveis principais ou solidárias das dívidas trabalhistas de terceirizados;

- eventuais atrasos ou falhas na prestação de serviços pelas construtoras contratadas pela Companhia e no fornecimento de máquinas e equipamentos podem ter um efeito adverso em sua imagem e em seus negócios;

- a ocorrência de danos ambientais envolvendo as atividades da Companhia pode sujeitá-la ao pagamento de custos de recuperação ambiental e indenizações; e

5.1 - Política de gerenciamento de riscos

- alterações nas leis e regulamentos ambientais podem afetar de maneira adversa os negócios das empresas do setor de energia elétrica, inclusive a Companhia.

ii. instrumentos utilizados para proteção

Periodicamente, os planos de ação, previstos na matriz de riscos empresariais são monitorados pelo Comitê de Gerenciamento de Riscos e submetidos à apreciação da Diretoria. Entre os planos de ação em curso da Companhia há a contratação de seguro, de *hedge*, treinamento do corpo funcional, ISO 9.000 e 14.001, entre outros.

iii. estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

Para conduzir com mais eficiência o processo de avaliação de riscos dos seus negócios, a Companhia possui o Comitê de Gerenciamento de Riscos, a quem cabe promover internamente a conscientização do tratamento do risco, definir metas e diretrizes para o seu gerenciamento, promover e sugerir melhorias nos processos de sua avaliação, classificá-los e definir os procedimentos de seu controle.

A atuação do Comitê é de abrangência empresarial e, deste modo, dispõe de representantes das áreas estratégicas da Companhia.

Participam do Comitê, representantes das áreas responsáveis pela estratégia, planejamento financeiro, regulação e mercado, planejamento da oferta de energia, finanças, comercialização, auditoria, implantação de projetos e produção de energia. A coordenação geral do Comitê é do Diretor de Estratégia e Regulação, secretariado pela Unidade Organizacional Estratégia e Inovação.

No processo de análise de riscos empresariais, cada risco identificado é classificado quanto à sua probabilidade de ocorrência, significância (ou severidade) e grau de controle. Da análise, desenvolve-se um plano de ação mitigatório para cada um dos riscos. O gerente do departamento em cuja área de abrangência o risco se origina é o "dono do risco" e será responsável pela implantação do plano de ação. Importante notar que, quando da análise dos riscos, é feita também uma avaliação das eventuais oportunidades associadas.

Como resultado do processo de análise, se obtém uma matriz de riscos e oportunidades empresariais, submetida à aprovação da Diretoria Executiva e apresentada ao Conselho de Administração, e posteriormente ao Acionista Controlador.

c) adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adequada

Periodicamente, os planos de ação, previstos na matriz de riscos empresariais, são monitorados pelo Comitê de Gerenciamento de Riscos e submetidos à apreciação da Diretoria.

A Companhia possui um Sistema de Controles Internos que foi inicialmente implantado para atender à lei norte-americana Sarbanes-Oxley, voltada às companhias de capital aberto que orienta a criação de mecanismos confiáveis de auditoria e segurança das informações, a fim de assegurar a veracidade do conteúdo dos relatórios financeiros.

Atualmente na Companhia a verificação da efetividade do Sistema de Controles Internos é realizada através do Programa de Controles Internos do Grupo Controlador, ENGIE, denominado "INCOME", o qual é certificado anualmente pela Administração.

5.1 - Política de gerenciamento de riscos

Dentro deste Programa, a cada ano os processos operacionais da Companhia são revisados, os riscos envolvidos analisados e as atividades de controles estabelecidos são testadas para certificar que as operações ocorreram corretamente, que os riscos identificados foram mitigados e que a legislação aplicável foi atendida.

Com relação ao Código de Conduta ou Integridade, cabe informar:

i) em 2016, a periodicidade de treinamento dos empregados sobre o Código foi trimestral, com a participação de 40% dos empregados. Para 2017 a periodicidade será mantida, todavia a abrangência será maior, buscando-se a totalidade dos empregados, em razão da nova versão do Código de Ética e do Guia de Práticas Éticas da Companhia que entrará em vigor a partir de maio deste ano.

ii) as denúncias de violação dos preceitos éticos estabelecidos pela Companhia e as ações adotadas estão apresentadas a seguir:

Denúncia	Ação Adotada
Furtos de materiais das instalações da Companhia	Não foi identificado autor dos furtos, porém os procedimentos de segurança patrimonial e de controle interno foram reforçados e a partir destas ações não houve mais ocorrência de desaparecimento de materiais.
Assédio moral	A pessoa denunciada foi penalizada pela Companhia e como procedimento adicional a Companhia realizou uma ampla campanha de conscientização para evitar a ocorrência deste tipo de situação.
Conflito de interesse em processo de seleção de prestador de serviço	O processo foi cancelado e o empregado envolvido penalizado.
Condições inadequadas de trabalho nas instalações de uma obra (banheiros, sanitários, climatização de área de área descanso, horário de refeição, etc...)	As situações identificadas foram corrigidas e procedimentos internos preventivos foram implantados e não houve mais ocorrências desta natureza.

A Companhia entende que a estrutura operacional e de controles internos são adequados para a verificação da efetividade da Política adotada.

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

a) Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

A Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado engloba, entre outras ações:

- controle permanente do portfólio, avaliando-se o saldo disponível de energia para contratação, o controle do lastro, o nível dos preços praticados no mercado, bem como a evolução do ambiente competitivo;
- monitoramento contínuo do equilíbrio estrutural entre oferta e demanda do sistema elétrico brasileiro, bem como da expansão do parque gerador nacional a fim de antecipar-se a situações que possam impactar a estratégia de comercialização de energia da Companhia;
- diversificação da base de clientes, monitorando o comportamento dos setores industriais dos quais eles fazem parte;
- acompanhamento das alterações regulatórias que tenham impacto para a Companhia, mantendo contato permanente com instituições representativas do Setor;
- avaliação permanente do cenário econômico e político nacional;
- busca por financiamentos em moeda local, salvo se houver receita em moeda estrangeira;
- utilização de índices de reajuste dos contratos de venda de energia idênticos aos de reajuste de custos e despesas; e
- preferência por financiamentos atrelados à TJLP, quando possível, cujas taxas apresentam relativa estabilidade e são baixas estimulando novos investimentos.

Além disso, a Companhia faz monitoramento constante do seu parque gerador, investindo na sua atualização, mantendo as certificações NBR ISO 9.001 - Gestão da Qualidade e 14.001 - Gestão Ambiental, e OHSAS 18001 - Segurança e Saúde Ocupacional.

No que se refere aos riscos financeiros, a Companhia possui Política de Investimentos e Derivativos que tem por finalidade definir critérios para a aplicação de recursos financeiros disponíveis no mercado financeiro e limites para a utilização de derivativos.

b) objetivos e estratégias da Política de Gerenciamento de Riscos de Mercado

i. riscos de mercado para os quais se busca proteção

A Companhia busca proteção para os riscos de taxas de juros flutuantes, exposição em moeda estrangeira e inflação.

No que diz respeito ao risco de taxas de juros flutuantes, a maior parte da dívida contratada está vinculada à TJLP. A Companhia tem preferência por financiamentos atrelados à essa taxa pois apresenta relativa estabilidade e baixo patamar, estimulando novos investimentos e reduzindo o risco de impactos relevantes no resultado financeiro por conta de sua variação.

Uma vez que a TJLP é a taxa utilizada pelo BNDES para financiar os projetos de infraestrutura do país, suas oscilações tendem a ser controladas e inferiores às praticadas por outras fontes de financiamento no Brasil, motivo pelo qual normalmente não se pratica operações de proteção contra as oscilações desta taxa. A indexação dos contratos de venda de energia por índices de inflação tende a proteger a Companhia contra as oscilações dessa taxa flutuante. Ressalta-se que de acordo com os contratos de financiamento com BNDES o montante correspondente à aplicação da TJLP sobre a dívida que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal da dívida.

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

O risco cambial está associado à possibilidade de variação nas taxas de câmbio, que pode afetar o passivo e o resultado financeiro da Companhia. A política de proteção de risco cambial da Companhia busca atingir um baixo nível de exposição cambial em seus passivos e compromissos designados em moeda estrangeira, os quais são permanentemente monitorados pelo Comitê Financeiro da Companhia.

Quanto ao risco de aceleração inflacionária, a totalidade dos contratos de venda de energia em vigor possui cláusula de reajuste inflacionário, com a aplicação de IGP-M ou IPCA, o que representa um *hedge* natural de longo prazo para as dívidas e obrigações indexadas a índices de inflação e/ou atreladas à aceleração inflacionária.

ii. estratégia de proteção patrimonial (hedge)

A Política de Investimentos e Derivativos da Companhia estabelece o seguinte:

- a utilização de derivativos fica restrita à proteção de riscos (*hedge*), ficando vedadas operações de alavancagem e vendas a descoberto;
- o ativo objeto e seus derivativos devem ter o mesmo fator de risco;
- as operações de derivativos de juros e/ou moeda, quando utilizadas para a proteção de financiamentos corporativos, devem manter correlação estreita quanto ao perfil da dívida, volumes e prazos;
- a contraparte em operações com derivativos deverá apresentar um dos seguintes *ratings* mínimos:
  - AA- (Standard & Poor's ou Fitch ratings) ou Aa3 (Moody's) em escala nacional; ou
  - A+ (Standard & Poor's ou Fitch ratings) ou A1 (Moody's) em escala internacional.
- a Diretoria Executiva deverá aprovar toda e qualquer contratação de operações com uso de derivativos, ficando a cargo do Conselho de Administração aprovar a contratação daquelas em que o volume do contrato ou a posição líquida em risco for superior a R$ 20 milhões;
- o acompanhamento da evolução do risco das operações com derivativos será realizado pela Diretoria Financeira e de Relações com Investidores, com periodicidade mínima mensal e subsequente apresentação à Diretoria Executiva. Os casos em que a posição líquida em risco ultrapassar R$ 20 milhões deverão ser reportados ao Conselho de Administração.

iii. instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge)

A Política de Investimentos e Derivativos da Companhia estabelece que a utilização de instrumentos financeiros derivativos fica restrita à proteção de riscos (*hedge*) e deve ser mantida correlação estreita quanto ao perfil da dívida, volumes e prazos.

Os empréstimos em dólares norte-americanos contratados pela Companhia foram integralmente liquidados em 2016, os quais estavam protegidos na sua totalidade contra a variação cambial através de operação de *swap* para o CDI.

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

Operações de *hedge* de fluxo de caixa

A Companhia mantém contratado em 31.12.2016 *Non-Deliberable Forward* (NDF), com o objetivo de proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira decorrentes dos compromissos estabelecidos nos contratos de construção da usina termelétrica a carvão UTE Pampa Sul e da Usina Solar Fotovoltaica Assú V. Os NDF utilizados para proteção dos compromissos assumidos pela Usina Solar Fotovoltaica Assú V foram contratados pela Companhia – controladora indireta – e repassados em sua totalidade à controlada.

Os referidos NDF estão firmados com o HSBC, o Citibank e o Santander, nas proporções de 98,5%, 0,9% e 0,6%, respectivamente, e têm seus vencimentos até julho de 2018.

Em 31.12.2016, os ganhos não realizados dos NDF totalizavam uma posição ativa de R$ 3,5 milhões e uma posição passiva de R$ 21,8 milhões. A contrapartida desta perda não realizada está reconhecida diretamente no patrimônio líquido na rubrica "Outros resultados abrangentes", líquido dos efeitos de imposto de renda e contribuição social diferidos, totalizando R$ 12,1 milhões. Adicionalmente, está reconhecido na rubrica "Outros resultados abrangentes" o montante de R$ 18,4 milhões, referente a ganhos realizados em NDF recontratados em função da revisão do fluxo de pagamentos ao fornecedor. As perdas não realizadas, líquidas dos efeitos do imposto de renda e contribuição social diferidos, incorridas no ano de 2016 foram de R$ 288,7 milhões e estão apresentadas na "Demonstração dos resultados abrangentes".

A Companhia não possui outros instrumentos utilizados para proteção patrimonial.

iv. parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos

A Companhia monitora o comportamento da sua dívida e do seu resultado financeiro como forma de verificar sua exposição aos riscos de mercado, tais como flutuação de taxas de juros, variação cambial e inflação.

Em razão das características do setor e de seu modelo de negócio, a Companhia busca contratar dívidas de longo prazo. Para tanto, utiliza como parâmetro utilizado no gerenciamento de risco de taxa de juros, a contratação de dívidas com juros flutuantes indexados pela TJLP ou CDI, visto que as oscilações das taxas de juros dessas taxas tendem a ser protegidas pelos reajustes previstos nos contratos de venda de energia.

Com a finalidade de gerenciar o risco de variação cambial, a Companhia utiliza como parâmetro a proteção total da exposição em moeda estrangeira no momento de sua contratação. O Comitê Financeiro da Companhia é responsável por monitorar o risco cambial e garantir um baixo nível de exposição.

A Companhia gerencia o risco de aceleração inflacionária aplicando cláusula de reajuste, por meio dos índices IGP-M ou IPCA, nos contratos de venda de energia o que representa um *hedge* natural de longo prazo às obrigações indexadas aos índices de inflação e/ou atreladas à aceleração inflacionária.

v. a Companhia opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge) e quais são esses objetivos

A Política de Investimentos e Derivativos da Companhia não permite operações com instrumentos financeiros diversos de proteção patrimonial, portanto, a Companhia não possui este tipo de instrumento financeiro.

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

vi. estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos de mercado

Para conduzir com mais eficiência o processo de avaliação de riscos dos seus negócios, a Companhia possui o Comitê de Gerenciamento de Riscos, a quem cabe promover internamente a conscientização do tratamento do risco, definir metas e diretrizes para o seu gerenciamento, promover e sugerir melhorias nos processos de sua avaliação, classificá-los e definir os procedimentos de seu controle.

A atuação do Comitê é de abrangência corporativa e tem como foco os riscos empresariais.

No organograma geral da Companhia há doze comitês, onze deles coordenados por Diretores e um coordenado por Gerente. Destes, os Comitês: Financeiro, de Energia e de Planejamento Tributário, contribuem para a análise e gerenciamento do risco de mercado.

O Comitê Financeiro tem por atribuições:

- discutir e propor a política de aplicações de recursos financeiros e de derivativos e submeter à aprovação da Diretoria Executiva;
- discutir e propor políticas de antecipação de pagamentos a fornecedores e de postergações/antecipações de recebimento dos créditos (faturas de energia, etc) e submeter à aprovação da Diretoria Executiva;
- orientar as aplicações de recursos financeiros e aprovar regularmente o *ranking* de bancos com os quais a Companhia trabalhará;
- identificar riscos de descasamentos nas operações ativas e passivas e, se pertinente, propor à Diretoria Executiva operações de *hedge*;
- analisar o fluxo de caixa e os *covenants* da Companhia e suas subsidiárias no curto, médio e longo prazos, oferecendo orientação estratégica à Diretoria Executiva sobre o montante e *timing* de distribuição de dividendos, as modalidades de financiamento de aquisições e Investimento em Bens de Capital - CAPEX, a contratação de operações de captação de recursos e de reestruturação de passivos, etc;
- propor para aprovação da Diretoria Executiva as metas e diretrizes para o gerenciamento de seguros;
- discutir a adequação de limites e coberturas dos seguros da Companhia, a contratação de novos seguros e recomendar contratação às áreas interessadas;
- discutir sinistros com as áreas envolvidas, se necessário; e
- submeter à aprovação da Diretoria Executiva a contratação de seguros.

O Comitê é composto pelo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores (DF), Gerente da Unidade Organizacional Finanças, Coordenador de Processos Financeiros, Coordenador de Finanças Corporativas e dois Analistas Financeiros Interno, sendo coordenado pelo DF e secretariado pela Unidade Organizacional Finanças.

No que diz respeito aos riscos relacionados à utilização de instrumentos financeiros, os mesmos são monitorados pelo Comitê Financeiro, que periodicamente avalia a exposição da Companhia e propõem estratégias operacionais, sistema de controle, limites de posição e limites de crédito com os demais parceiros do mercado, os quais são considerados na gestão dos riscos pelo Comitê de Gerenciamento de Riscos.

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

O Comitê de Energia tem por atribuições:

- propor política de comercialização e administração do risco de mercado à diretoria executiva e garantir a sua atualidade considerando a evolução do mercado e dos aspectos regulatórios;
- aprovar as normas de comercialização e suas revisões de acordo com a política de comercialização;
- executar as atribuições e deliberar sobre as exceções previstas nas normas de comercialização;
- analisar e propor soluções mitigadoras para os processos relacionados com a comercialização de energia, que envolvam riscos apontados pelo Comitê de Gerenciamento de Riscos;
- avaliar os negócios e a situação do mercado de energia elétrica; e
- solicitar a participação de representante da DG, quando houver necessidade de discussão de estratégias e políticas para comercialização de energia de empreendimentos em implantação.

O Comitê é composto pelos Gerentes de cada uma das seguintes Unidades Organizacionais: Comercialização de Energia, Planejamento e Gestão do Portfolio, Planejamento e Regulação, Administração de Contratos de Energia e Contabilização e pelos Diretores de Estratégia e Regulação (DR) e de Comercialização de Energia (DE), sendo coordenado pelo DR e secretariado pela Unidade Organizacional Planejamento e Regulação.

Quando há necessidade de discussão de estratégias e políticas para comercialização de energia de empreendimentos em implantação é solicitada a participação de representante da Diretoria de Geração.

O Comitê de Planejamento Tributário tem por atribuições:

- interpretar a legislação tributária para definir procedimentos específicos, quando necessário;
- decidir sobre contestações de processos tributários administrativos e judiciais;
- apresentar sugestões para obtenção de benefícios junto às autoridades fiscais; e
- participar das decisões sobre novos projetos, identificando as oportunidades de economia fiscal.

O Comitê é composto pelo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores (DF) e pelos Gerentes das seguintes Unidades Organizacionais: Governança Tributária, Contabilidade, Assuntos Jurídicos, Planejamento e Controle Financeiro, Finanças e pela empresa de consultoria tributária, sendo coordenado pelo DF e secretariado pela Unidade Organizacional de Governança Tributária.

Enquanto o Comitê de Gerenciamento de Riscos tem visão corporativa, os Comitês de Energia, Tributário e Financeiro têm visão específica.

Ainda dentro do objetivo de monitorar e gerenciar os riscos, a Companhia tem várias áreas formais com funções relacionadas ao monitoramento de risco de mercado, destacando-se o controle de portfólio, o acompanhamento da exposição mensal e da média móvel de lastro, a prospecção de preços de curto e longo prazos e a definição de estratégias para mitigação de riscos operacionais e de mercado. As atividades comerciais da Companhia seguem a Política de Comercialização e Administração de Risco de Mercado, onde cada operação é individualmente analisada com relação aos resultados e aos riscos.

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

c) adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adequada

O Comitê de Gerenciamento de Riscos da Companhia tem as seguintes atribuições:

- promover a conscientização do tratamento do risco na Companhia;
- definir metas e diretrizes para o processo de gerenciamento de risco empresarial;
- promover e sugerir melhorias no processo de avaliação de riscos gerenciados pelas Unidades Organizacionais;
- classificar os riscos da Companhia; e
- definir os procedimentos de controle de riscos.

A atuação do Comitê é de abrangência empresarial e, desse modo, dispõe de representantes das áreas estratégicas da Companhia.

Participam do Comitê, representantes das seguintes Unidades Organizacionais: Estratégia e Regulação, Planejamento e Controle Financeiro, Planejamento e Regulação, Planejamento e Gestão de Portfólio, Finanças, Comercialização de Energia, Auditoria Interna, Diretoria de Desenvolvimento de Negócios e Diretoria de Geração. A coordenação geral do Comitê é do Diretor de Estratégia e Regulação, secretariado pela Unidade Organizacional Estratégia e Inovação.

No processo de análise de riscos empresariais, cada risco identificado é classificado quanto à sua probabilidade de ocorrência, significância (ou severidade) e grau de controle. Da análise, desenvolve-se um plano de ação mitigatório para cada um dos riscos. O gerente do departamento em cuja área de abrangência o risco se origina é o "dono do risco" e será responsável pela implantação do plano de ação. Importante notar que, quando da análise dos riscos, é feita também uma avaliação das eventuais oportunidades associadas.

Como resultado do processo de análise, se obtém uma matriz de riscos e oportunidades empresariais, submetida à aprovação da Diretoria Executiva e apresentada ao Conselho de Administração, e posteriormente ao Acionista Controlador.

Periodicamente, os planos de ação, previstos na matriz de riscos empresariais, são monitorados pelo Comitê de Gerenciamento de Riscos e submetidos à apreciação da Diretoria Executiva.

A Companhia possui um Sistema de Controles Internos que foi inicialmente implantado para atender à lei norte-americana Sarbanes-Oxley, voltada às companhias de capital aberto que orienta a criação de mecanismos confiáveis de auditoria e segurança das informações, a fim de assegurar a veracidade do conteúdo dos relatórios financeiros.

Atualmente na Companhia a verificação da efetividade do Sistema de Controles Internos é realizada através do Programa de Controles Internos do Grupo Controlador, ENGIE, denominado "INCOME", o qual é certificado anualmente pela Administração.

Dentro deste Programa, a cada ano os processos operacionais da Companhia são revisados, os riscos envolvidos analisados e as atividades de controles estabelecidos são testadas para certificar que as operações ocorreram corretamente, que os riscos identificados foram mitigados e que a legislação aplicável foi atendida.

O Comitê de Gerenciamento de Riscos e o Sistema de Controles Internos apresentam uma estrutura operacional e ambiente de controles internos adequados para a verificação da efetividade da Política adotada.

5.3 - Descrição dos controles internos

a) principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e as providências adotadas para corrigi-las

O Sistema de Controles Internos em operação na Companhia é baseado nas melhores práticas de mercado, que define um padrão mundial de mecanismos de auditoria e segurança para garantir a veracidade do conteúdo dos relatórios financeiros das companhias de capital aberto.

Esse sistema, denominado na Companhia como Programa INCOME, é constantemente atualizado e aprimorado e passa anualmente por testes e certificação pela Administração, tendo seus resultados e conformidade verificados por auditores independentes que não sejam os responsáveis pela auditoria das demonstrações contábeis da Companhia. Eventuais falhas detectadas nos sistemas de controles internos são registradas e corrigidas em planos de ação cuja implantação é verificada pelos auditores independentes, contratados especificamente para essa finalidade.

O Programa INCOME na Companhia em vigor desde 2006, foi certificado em 2016 pela 11ª vez consecutiva, sem registro de falhas relevantes de controle que pudessem gerar perdas significativas à Companhia

b) estruturas organizacionais envolvidas

O Programa INCOME é baseado na técnica de auto avaliação (*self-assessment*), onde todas as áreas da Companhia possuem profissionais habilitados e treinados para avaliar os processos e controles relevantes. Um profissional da área de Auditoria Interna coordena o Programa, reportando os principais fatos ao Conselho Fiscal e ao Conselho de Administração. O Diretor Presidente e o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores analisam e aprovam os resultados do Programa, assinando uma carta de certificação anual nos moldes da lei norte-americana Sarbanes-Oxley.

c) como a eficiência dos controles internos é supervisionada pela administração da Companhia, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

A Companhia conta com uma área de Auditoria Interna (Gerente de Auditoria Interna e equipe) para atestar a efetividade de seus processos (financeiros e não financeiros), normas e práticas de governança, além de um Conselho Fiscal instalado permanentemente composto por três membros titulares, sendo um deles representante dos Acionistas Minoritários. O Programa INCOME é supervisionado pelo Conselho Fiscal por deliberação do Estatuto Social da Empresa e anualmente o Conselho de Administração analisa e aprova as atividades executadas.

d) deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório circunstanciado, preparado e encaminhado a Companhia pelo auditor independente, nos termos da regulamentação emitida pela CVM que trata do registro e do exercício da atividade de auditoria independente

As deficiências e recomendações sobre os controles internos, apontadas pelos auditores independentes, contratados especificamente para este fim e não aqueles responsáveis pela auditoria das demonstrações contábeis da Companhia são analisadas pelo Diretor Presidente e pelo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores durante a reunião anual de certificação do programa de controle interno da Companhia. Os planos de ações para as correções necessárias são registrados e sua implantação é verificada pelos auditores independentes (*Follow-up*).

5.3 - Descrição dos controles internos

Adicionalmente, os auditores independentes responsáveis pela auditoria das demonstrações contábeis da Companhia também realizam seus testes de controles internos, inclusive revisando alguns dos testes realizados para fins do programa de controles internos da Companhia. A Administração da Companhia entende que não há nenhuma deficiência significativa apontada pelos auditores independentes que possa impactar os seus sistemas de controles ou gerar efeitos importantes em suas demonstrações contábeis.

e) comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas

Não há nenhuma deficiência significativa apontada no relatório dos auditores independentes relativo aos últimos 3 exercícios sociais que possa resultar em impactos significativos à Companhia.

5.4 - Alterações significativas

Não houve alteração significativa nos principais riscos a que a Companhia está exposta ou em sua Política de Gerenciamento de Riscos no último exercício social.

5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos

Política de Investimentos e Derivativos

a) finalidade

Definir critérios para a aplicação de recursos financeiros disponíveis no mercado financeiro e limites para a utilização de derivativos.

b) contexto

A garantia de liquidez para o funcionamento da Companhia e das suas subsidiárias e a segurança das operações são os norteadores básicos da Política de Investimentos e Derivativos.

c) alocação de recursos

As aplicações financeiras disponíveis da Companhia e das suas subsidiárias devem obedecer à seguinte alocação, considerando o consolidado dos valores aplicados por cada empresa:

- no mínimo 90% dos recursos em Títulos Públicos Federais;
- no máximo 10% dos recursos em Títulos Privados.

d) risco bancário

Visando respaldar e complementar a análise e julgamento de Risco Bancário, a Companhia utiliza as classificações de risco divulgadas pelas agências Standard & Poor's (S&P), Moody's ou Fitch, empresas de consultoria especializadas nessa área.

e) seleção dos bancos

Com base na classificação das agências S&P, Moody's ou Fitch os Bancos deverão ser selecionados de acordo com os seguintes critérios:

- bancos com Patrimônio Líquido mínimo de R$ 1 bilhão; e
- *rating* mínimo AA- (S&P e Fitch) ou Aa3 (Moody's) em escala nacional.

f) limite operacional para cada banco

O limite máximo para operar com um determinado Banco (considerando o respectivo grupo financeiro, quando for o caso) é de 5% da disponibilidade de caixa consolidada da Companhia e das suas subsidiárias, excluindo-se desse limite às aplicações financeiras restritas como, por exemplo, CDB vinculados a Contas-Reserva.

Observações:

- operações compromissadas com lastro em debêntures de Companhia de Arrendamento Mercantil (*Leasing*) do mesmo conglomerado financeiro do Banco devem ser consideradas como CDB do próprio Banco, para fins de limite de crédito.
- os limites determinados no item "e" não se aplicam quando se tratar de aplicações em Títulos do Tesouro Nacional, cujo risco é o Governo Federal e não o Banco.

g) prazo da operação

Operações com risco de crédito privado, independentes de seu prazo, visarão majoritariamente liquidez diária.

5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos

h) registro no CETIP/SELIC

Sempre que couber, as operações financeiras deverão ser confirmadas através do seu registro na Central de Custódia e de Liquidação Financeira de Títulos (CETIP) ou no Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC), com o correspondente depósito dos títulos que servirem de lastro para a operação.

i) limites para utilização de derivativos financeiros

- a utilização de derivativos fica restrita à proteção de riscos (hedge), ficando vedadas operações de alavancagem e vendas a descoberto;
- os ativos objeto e seus derivativos devem ter o mesmo fator de risco;
- as operações de derivativos de juros e/ou moeda, quando utilizadas para a proteção de financiamentos corporativos, devem manter correlação estreita quanto ao perfil da dívida, volumes e prazos;
- a contraparte em operação com derivativos deverá apresentar um dos seguintes ratings mínimos:

  - AA- (S&P ou Fitch) ou Aa3 (Moody's) em escala nacional; ou

  - A+ (S&P ou Fitch ratings) ou A1 (Moody's) em escala internacional.
- a Diretoria Executiva deverá aprovar toda e qualquer contratação de operações com uso de derivativos, ficando a cargo do Conselho de Administração aprovar a contratação daquelas em que o volume do contrato ou a posição líquida em risco for superior a R$ 20 milhões;
- o acompanhamento da evolução do risco das operações com derivativos será realizado pela Diretoria Financeira e de Relações com Investidores, com periodicidade mínima mensal e subsequente apresentação à Diretoria Executiva. Os casos em que as posições líquidas em risco ultrapassar R$ 20 milhões deverão ser reportados ao Conselho de Administração.

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM

Data de Constituição do Emissor	29/01/1998
Forma de Constituição do Emissor	Sociedade por ações
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	28/05/1998

6.3 - Breve histórico

Histórico

A Eletrosul foi criada em 1968 como terceira subsidiária regional da Eletrobras destinada ao abastecimento energético dos estados do Paraná, de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul (tendo sua área de atuação ampliada, em 1980, com a inclusão do estado do Mato Grosso do Sul). A Eletrosul e as demais empresas da Eletrobras foram incluídas no Programa Nacional de Desestatização (PND), por meio do Decreto n.º 1.481, de 03.05.1995. Em 23.12.1997, a Eletrosul foi parcialmente cindida, sendo que o patrimônio relativo à atividade de geração de energia elétrica foi vertido para a constituição de uma nova sociedade, denominada Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (Gerasul). O patrimônio vertido à Gerasul, à época da cisão, representava cerca de 70% do patrimônio líquido cindido.

Após a cisão de 1997, a Eletrosul continuou responsável exclusivamente pelas atividades relacionadas à transmissão de energia elétrica e a Gerasul passou a atuar exclusivamente na geração e comercialização de energia elétrica, ficando as duas companhias sob o controle da Eletrobras.

Em janeiro de 1998, o controle acionário da Gerasul passou a ser da Eletrobras Geração S.A. (Eletroger), companhia que teve origem na cisão parcial do patrimônio da Eletrobras. Em abril do mesmo ano, a Eletroger incorporou sua controlada Gerasul, passando a utilizar a denominação social até então utilizada pela incorporada.

Em 28.05.1998, a Companhia foi registrada como companhia aberta na CVM sob nº 1732-9.

Em leilão realizado em 15.09.1998, na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, a ENGIE Brasil Participações Ltda. (atual denominação da GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda.), que atualmente pertencente ao Grupo Econômico ENGIE (nova denominação da GDF SUEZ), adquiriu o controle acionário da Gerasul, representado, na época, por 227.095.639.468 ações ordinárias, correspondentes a 50,01% do capital social votante da Gerasul, pelo preço de R$ 946 milhões (valor histórico). Posteriormente, a ENGIE Brasil Participações aumentou sua participação na Companhia, tendo atingido o percentual máximo de 78,30% em abril de 2005.

Em fevereiro de 2002, a Gerasul alterou sua razão social, passando a ser denominada Tractebel Energia S.A.

Em julho de 2016, a denominação social foi alterada para ENGIE Brasil Energia S.A., com o objetivo de adotar o mesmo nome do Grupo Econômico Controlador da Companhia na Europa, o qual foi alterado de GDF SUEZ para ENGIE.

6.3 - Breve histórico

Novo Mercado

Em 16.11.2005, a Companhia aderiu ao Novo Mercado, segmento de listagem da BM&FBOVESPA, destinado à negociação de ações emitidas por companhias que se comprometam, voluntariamente, com a adoção de práticas de governança corporativa além das exigidas pela legislação aplicável. Em dezembro do mesmo ano, realizou uma oferta secundária de 71 milhões de ações para promover maior valorização e liquidez de suas ações em atendimento aos requisitos do Novo Mercado, tendo ENGIE Brasil Participações reduzido sua participação na Companhia de 78,30 % para os atuais 68,71%.

Em virtude da alteração da denominação social em 2016, a partir do pregão de 21.07.2016, as ações da Companhia passaram a ser negociadas na BM&FBOVESPA sob o novo nome de pregão ENGIE BRASIL e o código "EGIE3", em substituição ao antigo código "TBLE3". No balcão norte-americano o código passou a ser "EGIEY".

A Companhia participa da carteira do Índice de Sustentabilidade (ISE) da BM&FBOVESPA desde o seu 1º ano de listagem do Novo Mercado, em 2005.

Linha do tempo – 1998 a 2016

1998 - 2007	2008 - 2013	2014 - 2016
1998 – 15/09 . Aquisição da Gerasul através de leilão (3.719 MW de capacidade instalada). **1999** . Início da operação da UTE William Arjona (80 MW) - óleo diesel. **2000** . Início da operação da UHE Itá (1.450 MW). . Assinatura do 1º contrato de venda de energia a consumidor livre. **2001** . Operação da UTE William Arjona com gás natural (120 MW). **2002** . Início da operação da UHE Machadinho (1.140 MW). . Início da operação da UHE Cana Brava (450 MW). . Expansão da UTE William Arjona em 70 MW, totalizando 190 MW. . A Compahia passa a se chamar Tractebel Energia S/A. **2003** . Início da operação da UCO Lages com biomassa de madeira (28 MW e 25 t/h de vapor). **2004** . Certificação de sete usinas nas normas NBR ISO 9001 e ISO 14001. . Consolidação da participação no mercado livre com venda superior a 700 $MW_{médios,}$ **2005** . Novo Mercado da Bovespa . ISE – Índice de Sustentabilidade da BM&FBovespa. . Venda de 200 $MW_{médios}$ no 1º leilão de energia nova (UHEs Itá e Machadinho). . Venda de 150 $MW_{médios}$ no 2º leilão de energia existente. **2006** . Certificação de mais seis usinas nas normas NBR ISO 9001 e ISO 14001, contemplando todas as 13 usinas da TBLE. **2007** . Aquisição da Cia. Energética São Salvador. . Aquisição da participação da Celesc na UHE Machadinho. . Certificação CODIS.	**2008** . 10 anos da TBLE. . Incorporação da Companhia Energética Meridional. . Aquisição da UHE Ponte de Pedra (176 MW). . Aquisição das PCHs Rondonópolis (26,6 MW) e Engº José Gelazio da Rocha (23,7 MW). . Aquisição das UEEs Beberibe (25,6 MW) e Pedra do Sal (18 MW) e da PCH Areia Branca (19,8 MW). . Fusão GDF SUEZ. **2009** . Início da operação da UHE São Salvador (243,2 MW). . Aquisição da UHE Estreito (40,07% de 1.087 MW). **2010** . Início da operação da PCH Areia Branca (19,8 MW). . Início da operação da UTE Destilaria Andrade (18,28 MW) – biomassa bagaço de cana. . Obtenção de *rating* AA+ (bra) pela Fitch Ratings. . Certificação de 15 usinas nas normas NBR ISO 9001, ISO 14001 e BS OHSAS 18001. . Fusão parcial da GDF SUEZ e International Power. . Incorporação da Ponte de Pedra Energética S/A – PPESA. **2011** . Início da operação da UHE Estreito. . Aprovação da implantação dos projetos eólicos do Complexo Trairí e Porto do Delta (145,4 MW). . Obtenção do 1º *investment grade* internacional (BBB- pela Fitch Ratings). **2012** . Elevação do *rating* da TBLE i) internacional, de BBB- para BBB, e ii) em moeda nacional de longo prazo da 2ª emissão de debêntures, de 'AA+(bra)' para 'AAA(bra)' (Fitch Ratings)*; e iii)* em moeda local, de 'brAA+' para 'brAAA'(Standard & Poors). **2013** . Início da operação da UEE Trairí (25,4 MW). . Início da operação da UEE Guajiru (30 MW). . Aquisição da UTE Ferrari (65,5 MW + 15 MW ampliação) – biomassa. . Aprovada a implantação do Complexo Eólico Santa Mônica (97,2 MW). . Início das obras de modernização da UHPF e UHSS. . Incorporação da CESS. . Reestruturação dos Consórcios Estreito e Itasa.	**2014** . Início da operação da UEE Fleixeiras I (30 MW). . Início da operação da UEE Mundaú (30 MW). . Início da operação da Usina Fotovoltaica Cidade Azul (3MWp) P&D Solar. . Aquisição do Complexo Eólico Campo Largo (620 MW). . Aquisição do Complexo Eólico Santo Agostinho (600 MW). . Conquista da Certificação ISO 50001 pelo CTJL. . Aprovação da implantação da UTE Miroel Wolowski (340 MW) e do Complexo Eólico Campo Largo – fase 1 (326,7 MW), com venda no leilão A-5. **2015** . O Grupo GDF SUEZ passa a se chamar ENGIE e a Companhia, ENGIE Tractebel Energia. . Início da operação comercial da #5 da UTE Ferrari (15 MW). . Conclusão das obras de modernização da UHPF. . Venda de 46 $MW_{médios}$ no leilão A-3 (Complexo Eólico Santa Mônica). . Rebaixamento do Rating Internacional em moeda estrangeira da Companhia, de BBB para BBB-, com perspectiva negativa (Fitch Ratings). . Venda de 9,2 $MW_{médios}$ no 2º leilão de energia de reserva (Complexo Fotovoltaico Assú). **2016** . A Companhia passa a se chamar ENGIE Brasil Energia S/A. . CEO: Eduardo Sattamini e CFO: Carlos Freitas. . Aumento do Capital Social, sem emissão de novas ações. . Rebaixamento dos ratings de crédito corporativo de longo prazo em escala nacional de 'brAAA' para 'brAA' (Standard & Poor's). . Rebaixamento do Rating Internacional em moeda estrangeira de BBB- para BB+ (Fitch Ratings). . Garantia Física da UTE Ferrari (35,6 $MW_{médio}$) . Implantação do COG – Centro de Operação da Geração, em Florianópolis. . Fechamento da UTE Charqueadas (36 MW). . Aquisição de 50% da ENGIE Geração Solar Distribuída. . Firmado contrato com a Celesc para instalação de sistemas fotovoltaicos em 1.000 residências (2.600 kWp). . Início da operação da Central Eólica Santa Mônica (18,9 MW). . Autorizada a venda das UEE Beberibe e Pedra do Sal e da PCH Areia Branca.

6.5 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial

Não há protocolado nenhum pedido requerendo a falência e/ou a recuperação judicial ou extrajudicial da Companhia e de suas controladas.

6.6 - Outras informações relevantes

Não existem outras informações relevantes sobre este item "6".

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

A Companhia é concessionária de uso de bem público, na condição de produtor independente, e sociedade anônima de capital aberto, com sede no município de Florianópolis, estado de Santa Catarina (SC), e tem como atividade a geração e comercialização de energia elétrica, cuja regulamentação está subordinada à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME).

No segmento de geração, a Companhia e suas controladas implantam e operam empreendimentos de fontes convencionais, como hidrelétricas, termelétricas e usinas complementares — pequenas centrais hidrelétricas e usinas eólicas, a biomassa e fotovoltaicas. Em 2016, a Companhia passou a atuar também no segmento de geração distribuída. Na área de comercialização, compra e vende energia convencional e incentivada, mantendo clientes em todo o território nacional.

Objeto Social

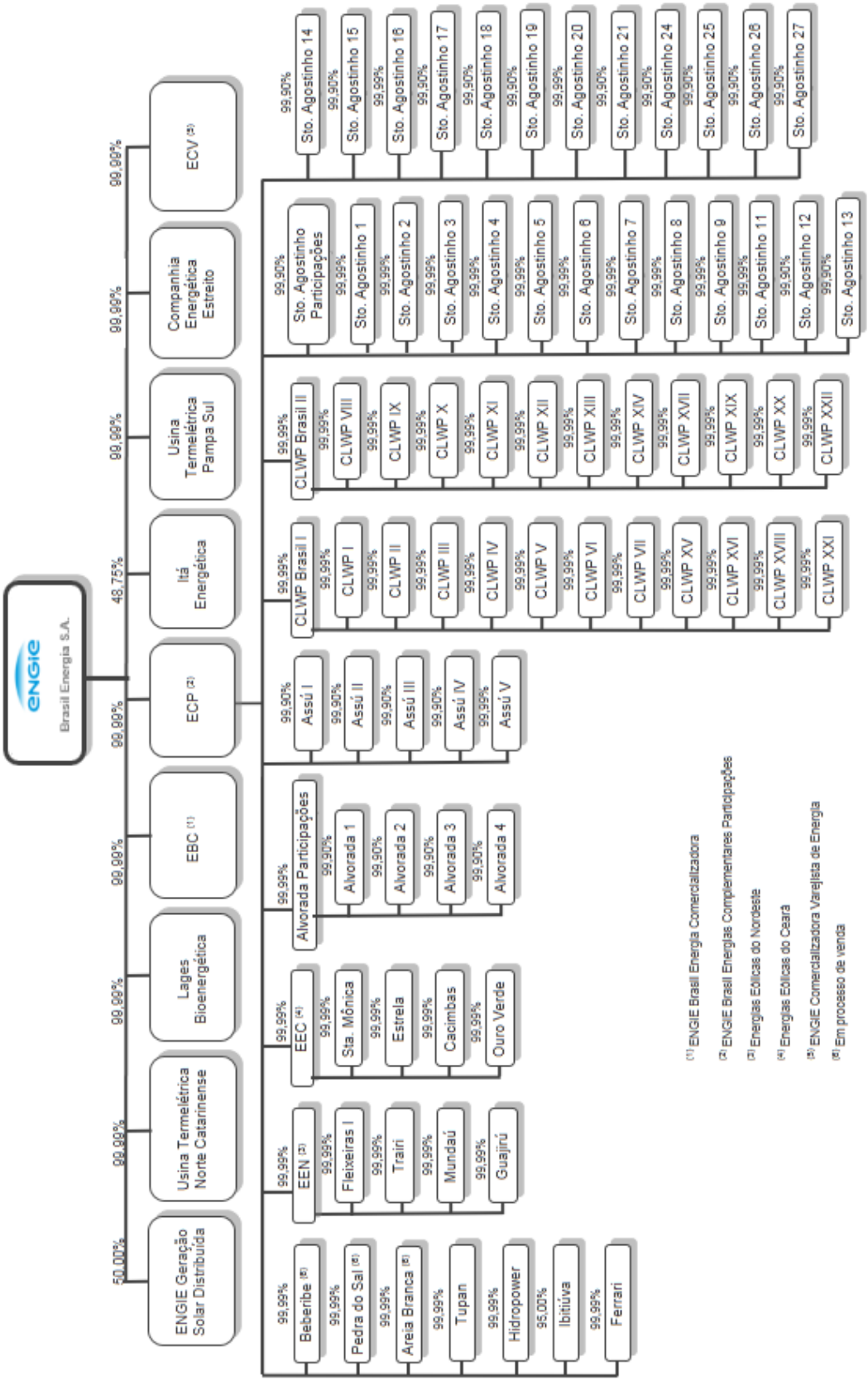
A Companhia tem por objeto social: (i) realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras de energia elétrica, bem como a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades; (ii) participar de pesquisas de interesse do setor energético, ligadas à geração e distribuição de energia elétrica, bem como de estudos de aproveitamento de reservatório para fins múltiplos; (iii) contribuir para a formação de pessoal técnico necessário ao setor de energia elétrica, bem como para a preparação de operários qualificados, através de cursos especializados; (iv) participar de entidades destinadas à coordenação operacional de sistemas elétricos interligados; (v) participar de associações ou organizações de caráter técnico, científico e empresarial de âmbito regional, nacional ou internacional, de interesse para o setor de energia elétrica; (vi) colaborar para a preservação do meio ambiente no exercício de suas atividades; (vii) colaborar com os programas relacionados com a promoção e incentivo à indústria nacional de materiais e equipamentos destinados ao setor de energia elétrica, bem como para sua normalização técnica, padronização e controle de qualidade; e (viii) participar, como sócio, quotista ou acionista, de outras sociedades no setor de energia.

Estrutura Societária

A Companhia detém 99,9% de grande parte dos seus investimentos, exceções feitas à participação de 48,75% na operação em conjunto Itá Energética S.A. (Itasa), de 50% no empreendimento controlado em conjunto ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (ENGIE Solar) e de 95% na controlada indireta Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva). O organograma a seguir apresenta a estrutura societária da Companhia, atualizado até o mês de maio de 2017:

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

Organograma societário em maio de 2017



7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

Adicionalmente, a Companhia detém direta ou indiretamente – por meio de suas controladas – participações nos seguintes consórcios constituídos para a construção e/ou operação das usinas e dos complexos eólicos, quando aplicável: (i) 19,28% no Consórcio Machadinho (UHE Machadinho); (ii) 39,50% no Consórcio Itá (UHE Itá); (iii) 40,07% no Consórcio Estreito Energia (UHE Estreito); (iv) 72,90% no Consórcio Andrade (UTE Ibitiúva Bioenergética); (v) 83,00% no Consórcio Ferrari (UTE Ferrari); (vi) 100% no Consórcio Trairi (Complexos Eólicos Trairí e Santa Mônica); (vii) 50% no Consórcio Faísa Trairí (Complexos Eólicos Trairí e Santa Mônica) e (viii) 100% no Consórcio Campo Largo (Complexo Eólico Campo Largo).

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

A Companhia apresenta suas demonstrações contábeis considerando somente um segmento operacional, composto pelas atividades de geração e comercialização da energia elétrica gerada ou adquirida por meio de contratos de médio e de longo prazo. A Companhia administra tais atividades como um único segmento de negócio. Tal segmento concentrou 99,4% da receita líquida de vendas da Companhia nos anos de 2016, 2015 e 2014.

a. produtos e serviços comercializados

Os produtos e serviços comercializados pela Companhia nos anos de 2016, 2015 e 2014 estão diretamente relacionados com a geração e comercialização de energia elétrica.

b. receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida da Companhia

Em R$ milhões	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de					
	2016		2015		2014	
Segmento	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total
Energia Elétrica	6.403	99,4	6.474	99,4	6.434	99,4
Outras receitas (prestação de serviços, venda de vapor, cinzas, etc.)	39	0,6	38	0,6	39	0,6
Total	**6.442**	**100**	**6.512**	**100**	**6.473**	**100**

c. lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido da Companhia

Em R$ milhões	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de					
	2016		2015		2014	
Segmento	Lucro líquido	% do total	Lucro líquido	% do total	Lucro líquido	% do total
Energia Elétrica	1.548	100	1.501	100	1.383	100

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

a. características do processo de produção

i) produção de energia elétrica

O Parque Gerador da Companhia é composto por usinas: hidrelétricas, termelétricas, pequenas centrais hidrelétricas, eólicas, solar e movidas a biomassa. Essas usinas estão localizadas nos estados de Santa Catarina, Paraná, Rio Grande do Sul, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Goiás, Tocantins, Maranhão, Piauí, São Paulo e Ceará.

Em 31.05.2017, o parque gerador em operação da Companhia era composto por 31 (trinta e uma) usinas, sendo que 27 (vinte e sete) pertencem integralmente à Companhia, de forma direta ou indireta, por meio de suas controladas, enquanto que em 4 (quatro) a Companhia participa por meio de consórcios.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Parque Gerador

Usina	Tipo	Localização	Capacidade Instalada (MW)		Garantia Física (MW médios)		Unidade(s) geradora(s)	Início da operação (ano)	Vencimento da concessão/ autorização
			Total	Parte da Cia	Total	Parte da Cia			
Itá(*)	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.450,0	1.126,9	720,0	544,2	5	2000	16.10.2030
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420,0	1.420,0	755,1	755,1	4	1980	27.09.2028
Machadinho(*)	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.140,0	403,9	529,0	147,2	3	2002	14.07.2032
Estreito(*)	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO e MA)	1.087,0	435,6	641,1	256,9	8	2011	26.11.2037
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.078,0	1.078,0	522,0	522,0	6	1975	27.09.2028
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450,0	450,0	273,5	273,5	3	2002	26.08.2033
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226,0	226,0	119,0	119,0	2	1973	27.09.2028
São Salvador	Hidrelétrica	Rio Tocantins (TO)	243,2	243,2	151,1	151,1	2	2009	22.04.2037
Ponte de Pedra	Hidrelétrica	Rio Correntes (MT)	176,1	176,1	133,5	133,5	3	2005	30.09.2034
Total – Hidrelétricas			**7.270,3**	**5.559,7**	**3.844,3**	**2.902,5**			
Complexo Jorge Lacerda(**)	Termelétrica	Capivari de Baixo (SC)	857,0	857,0	649,9	649,9	7	1965, 1979 e 1997	27.09.2028
William Arjona	Gás Natural	Campo Grande (MS)	190,0	190,0	136,1	136,1	5	1999	28.04.2029
Total – Termelétricas			**1.047,0**	**1.047,0**	**786,0**	**786,0**			

Lages Bioenergética	Biomassa	Lages (SC)	28,0	28,0	25,0	25,0	1	2002	29.10.2032
Ibitiúva Bioenergética(*)	Biomassa	Pitangueiras (SP)	33,0	22,9	20,0	13,9	1	2010	04.04.2030
Ferrari Termoelétrica	Biomassa	Pirassununga (SP)	80,5	80,5	35,6	35,6	1	2009	27.06.2042
Rondonópolis	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	26,6	26,6	10,1	10,1	3	2007	18.12.2032
José Gelazio da Rocha	PCH	Ribeirão Ponte de Pedra (MT)	23,7	23,7	9,2	9,2	3	2007	18.12.2032
Areia Branca(***)	PCH	Rio Manhuaçu (MG)	19,8	19,8	10,4	10,4	2	2010	02.05.2030
Beberibe(***)	Eólica	Beberibe (CE)	25,6	25,6	7,8	7,8	32	2008	03.08.2033
Pedra do Sal(***)	Eólica	Parnaíba (PI)	18,0	18,0	5,7	5,7	20	2008	01.10.2032
Trairí	Eólica	Trairi (CE)	25,4	25,4	14,4	14,4	11	2013	29.09.2041
Guajiru	Eólica	Trairi (CE)	30,0	30,0	17,7	17,7	13	2013	20.09.2041
Mundaú	Eólica	Trairi (CE)	30,0	30,0	15,2	15,2	13	2014	27.09.2041
Fleixeiras I	Eólica	Trairi (CE)	30,0	30,0	16,6	16,6	13	2014	27.09.2041
Santa Mônica	Eólica	Trairi (CE)	18,9	18,9	10,0	10,0	7	2016	01.01.1945
Cacimbas	Eólica	Trairi (CE)	18,9	18,9	10,2	10,2	7	2016	01.01.1945
Estrela	Eólica	Trairi (CE)	29,7	29,7	14,0	14,0	11	2017	01.01.1945
Ouro Verde	Eólica	Trairi (CE)	29,7	29,7	13,2	13,2	11	2017	01.01.1945
Tubarão P&D	Eólica	Tubarão (SC)	2,1	2,1	N/A	N/A	1	2015	N/A
Cidade Azul	Solar	Tubarão (SC)	3,0	3,0	N/A	N/A	N/A	2014	N/A
Total - Complementares			**472,9**	**462,8**	**235,1**	**229,0**			
Total			**8.790,2**	**7.069,5**	**4.865,4**	**3.917,5**			

(*) Participação em consórcio.

(**) Complexo Jorge Lacerda é composto por 3 usinas termelétricas.

(***) Os Parques Eólicos Beberibe e Pedra do Sal e a Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca estão em processo de alienação, conforme deliberação do Conselho de Administração da Companhia de 23 de dezembro de 2016.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Todas as Usinas da Companhia contam com as autorizações e outorgas de concessão para funcionamento em vigência.

Desde a privatização, em setembro de 1998, a Companhia realizou investimentos na expansão e ampliação da confiabilidade de suas usinas, consolidando sua atuação no setor elétrico brasileiro. Nesse mesmo período, a capacidade instalada exclusiva da Companhia – considerando as usinas sob controle direto e indireto da Companhia e a participação nos consórcios – apresentou crescimento de 90,1%, passando de 3.719,0 MW para 7.069,5 MW.

A garantia física, nesse mesmo período, passou de 2.143,0 MW médios para 3.917,5 MW médios, ou seja, um incremento de 82,8%.

A capacidade instalada total operada pela Companhia – considerando as usinas sob controle direto e indireto da Companhia e a totalidade da energia das usinas em consórcio (UHE Itá, Machadinho e Estreito e da biomassa Ibitiúva Bioenergética) - totaliza 8.790,2 MW, dos quais 82,7% são oriundos de hidrelétricas, 11,9% de termelétricas e 5,4% de usinas cuja energia é proveniente de fontes complementares.

De acordo com informações divulgadas no relatório de Informações Gerenciais da Aneel de dezembro de 2016, a Companhia é responsável por aproximadamente 5% da capacidade instalada do país.

ii) índices de Geração

Ano 2016 - A produção total de energia da Companhia, no ano de 2016, foi de 44.592 GWh ou 5.077 MW médios. Este valor foi 6,6% inferior ao verificado em 2015.

Nas usinas hidrelétricas, a produção foi de 38.462 GWh, 3,2% inferior a produção de 2015. Essa redução de geração pode ser atribuída às condições hidrológicas menos favoráveis em 2016, especialmente na regional do Tocantins, reduzindo significativamente a geração de Estreito e Cana Brava. São Salvador, por sua vez, pertencente à mesma regional, teve uma unidade indisponível durante oito meses de 2016 para substituição das barras do estator do gerador.

Nas usinas termelétricas a produção foi de 4.638 GWh, 27,6% inferior a produção de 2015. Essa diferença de geração deu-se em virtude do despachado por mérito dessas usinas ter sido reduzido em 2016 em comparação aos últimos dois anos. Nessa nova condição teve-se redução na geração do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e nas unidades da Usina Termelétrica William Arjona que, em 2016, permaneceram desligadas por conveniência operacional durante 10 meses. Ainda como destaque entre as usinas térmicas, ressalta-se que a usina de Charqueadas teve sua capacidade nominal de geração reduzida pela metade a partir de 10.02.2016, visando o início do processo de desmobilização da Usina, concluindo sua desativação em 31 de dezembro de 2016.

Já as usinas classificadas como complementares produziram em 2016 um total de 1.492 GWh, 0,2% superior ao total produzido em 2015. No ano de 2016, teve início a operação comercial da usina eólica Santa Mônica e das unidades 05, 06 e 07 de Cacimbas. As outras unidades geradoras de Cacimbas e as usinas eólicas Ouro Verde e Estrela entraram em operação em 2017.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Geração bruta medida (GWh) nos 3 (três) últimos exercícios:

Usinas	2016	2015	2014
UHE Itá (UHIT) (em consórcio)	8.734	9.407	9.014
UHE Salto Santiago (UHSS)	8.196	6.995	8.035
UHE Machadinho (UHMA) (em consórcio)	6.298	6.971	6.798
UHE Estreito (UHET)	3.419	4.388	5.344
UHE Salto Osório (UHSO)	6.826	6.439	6.348
UHE Cana Brava (UHCB)	1.707	2.163	2.126
UHE Passo Fundo (UHPF)	1.319	1.087	938
UHE São Salvador (UHSA)	896	1.237	1.281
UHE Ponte de Pedra (UHPP)	1.067	1.036	1.028
Usinas Hidrelétricas – Subtotal	**38.462**	**39.723**	**40.912**
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL)	4.266	4.962	5.018
UTE William Arjona (UTWA)	134	1.091	1.227
UTE Charqueadas (UTCH)	238	357	353
Usinas Termelétricas - Subtotal	**4.638**	**6.410**	**6.598**
Usina de Cogeração Lages (UCLA)	82	148	149
UTE Ibitiúva Bioenergética (UTIB)	193	166	167
UTE Ferrari Termelétrica (UTFE)	356	305	237
PCH Rondonópolis (PHRO)	77	86	98
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha (PHJG)	67	75	88
PCH Areia Branca (PHAB)	40	28	57
EOL Beberibe (UEBB)	89	90	87
EOL Pedra do Sal (UEPS)	63	69	64
EOL Trairi (UETR)	113	120	123
EOL Guajiru (UEGU)	145	151	133
EOL Fleixeiras (UEFL)	126	134	134
EOL Mundau (UEMU)	106	111	93
EOL Cacimbas (ECAA)	8	-	-
EOL Santa Mônica (ESMA)	20	-	-
UFV Cidade Azul (UFCA)	4	3	2
EOL Tubarão P&D (UETB)	3	3	-
Usinas de Fontes Complementares - Subtotal	**1.492**	**1.489**	**1.432**
Total	**44.592**	**47.622**	**48.942**

A disponibilidade total das Usinas durante os 3 (três) últimos anos está apresentada abaixo:

Ano	Disponibilidade
2016	87%
2015	87%
2014	87%

A disponibilidade verificada em 2016 foi praticamente a mesma verificada em 2015 e 2014. As obras de modernização nas unidades geradoras das UHE Salto Santiago e Ponte de Pedra mantiveram-se no período de 2016, além da indisponibilidade de uma unidade de São Salvador durante oito meses, conforme supracitado.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

iii) informações sobre os processos de geração da Companhia

Geração Hidrelétrica

A geração de energia elétrica por meio das usinas hidrelétricas é a forma de geração mais utilizada no Brasil e está associada à vazão do rio, a quantidade de água disponível em um determinado período de tempo e à altura de sua queda. Quanto maiores são o volume, a velocidade da água e a altura de sua queda, maior é seu potencial de aproveitamento na geração de eletricidade.

A energia hidrelétrica é considerada uma fonte limpa e renovável, visto que a água que, depois de movimentar as turbinas, as águas voltam para o leito do rio sem sofrer nenhum tipo de degeneração.

Geração termelétrica

As usinas termelétricas caracterizam-se por produzir energia elétrica a partir da energia térmica liberada por reações químicas ou nucleares. A termeletricidade é produzida por um gerador que é impulsionado pela queima de um combustível. Ao queimar, o combustível aquece uma caldeira com água, produzindo vapor com uma pressão tão alta que move as pás de uma turbina, que por sua vez acionam o gerador.

Os combustíveis mais utilizados para movimentar, direta ou indiretamente, os geradores das usinas termelétricas são os derivados de petróleo (óleo diesel e combustível e resíduos asfálticos), de carvão mineral, de gás natural e de combustíveis nucleares. Em processos de cogeração (tecnologia que visa maior eficiência da geração termelétrica) é comum a utilização de combustíveis ecologicamente corretos, denominados biomassa, como bagaço de cana-de-açúcar, casca de arroz, resíduos de madeira e outros.

Unidades de Cogeração

A cogeração corresponde a uma tecnologia desenvolvida com a finalidade de se obter maior eficiência energética na produção das usinas termelétricas. Essa eficiência é buscada em virtude do fato de que a maior parte da energia contida no combustível usado nos geradores é transformada em calor e perdida para o meio ambiente, sendo que parte da energia do combustível é transformada em energia elétrica.

Na cogeração, o calor produzido na geração de energia elétrica é utilizado em indústrias e prédios comerciais que necessitam de calor (vapor ou água quente) em seu processo produtivo. Dessa forma, o consumidor economiza o combustível que necessitaria para produzir o calor do processo. A eficiência energética na cogeração é bem mais elevada, uma vez que torna útil até 85% da energia do combustível.

Além disso, em processos de cogeração é comum a utilização de combustíveis ecologicamente corretos denominados biomassa, como bagaço de cana-de-açúcar, casca de arroz, resíduos de madeira e outros.

Geração de energia a biomassa de Cana-de-açúcar

A unidade de geração de energia a biomassa é semelhante a uma unidade de cogeração, tendo como única diferença a geração única e exclusiva de energia para entrega ao SIN. Devido ao combustível utilizado, essa unidade de geração deve ser localizada próxima a uma usina de açúcar e álcool para utilizar o resíduo da sua produção.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Geração Eólica

A geração de energia por eólica é considerada uma fonte de energia renovável e limpa. A energia é gerada por meio de aerogeradores que utilizam a força do vento para a geração de energia.

Geração Solar Fotovoltaica

Esta energia ocorre por meio de um sistema de células fotovoltaicas, construídas de material que transformam a energia radiante do sol diretamente em energia elétrica.

iv) percentuais já depreciados dos ativos das usinas em 31.12.2016

Usina	Entrada em Operação	% Depreciação Média
Hidrelétricas		
UHE Itá (em consórcio)	2000	49,20
UHE Salto Santiago	1980	70,87
UHE Machadinho (em consórcio)	2002	44,24
UHE Estreito (em consórcio)	2011	18,55
UHE Salto Osório	1975	78,04
UHE Cana Brava	2002	40,54
UHE Passo Fundo	1973	75,42
UHE São Salvador	2009	24,30
UHE Ponte de Pedra	2005	37,19
Termelétricas		
UTE Jorge Lacerda A (UTLA) (unidades I a IV)	1965	79,99
UTE Jorge Lacerda B (UTLB) (unidades V e VI)	1979	86,57
UTE Jorge Lacerda C (UTLC) (unidade VII)	1997	83,60
UTE William Arjona	1999	61,59
Complementares		
Usina de Cogeração Lages	2003	52,40
UTE Ibitiúva Bioenergética (em consórcio)	2010	39,78
UTE Ferrari	2009	25,11
PCH Rondonópolis	2007	35,75
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	2007	36,93
PCH Areia Branca	2010	32,63
EOL Beberibe	2008	38,10
EOL Pedra do Sal	2008	37,66
EOL Trairi	2013	15,13
EOL Guajiru	2013	14,82
EOL Flexeiras I	2014	14,32
EOL Mundaú	2014	13,02
EOL Santa Mônica	2016	1,36
EOL Cacimbas	2016	1,47

v) riscos de interrupção da produção

A produção de energia está relacionada diretamente com o desempenho dos equipamentos das usinas, com o seu despacho na ordem de mérito econômico ou quando a usina é despachada para atendimento por restrições elétricas locais ou sistêmicas. A interrupção da produção pode ocorrer devido à falha ou indisponibilidade para manutenção.

Os riscos inerentes ao processo de produção da Companhia podem ser expressos pelos seguintes indicadores de desempenho: taxa de falha e indisponibilidade das unidades geradoras. As indisponibilidades podem ser classificadas em dois grupos principais: programadas e forçadas.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

As indisponibilidades programadas são decorrentes de paralisações para manutenções de unidades geradoras, seguindo rigorosos cronogramas que são antecipadamente negociados com o ONS, com o objetivo de minimizar ou evitar os impactos no sistema elétrico. Portanto, o seu impacto nos negócios da Companhia pode ser considerado de baixíssimo risco ou até mesmo sem risco.

As indisponibilidades forçadas são aquelas oriundas de ocorrências de interrupção intempestivas que provocam ou requerem parada da unidade geradora ou a limitação parcial da capacidade de produção de energia.

A taxa de falha expressa a incidência de desligamentos forçados. A análise desse índice leva em consideração a origem da falha e seu impacto no sistema elétrico, que pode ser externo ou interno à instalação.

De acordo com a estratégia de contratação de seguro, a Companhia possui cobertura contra perdas por lucro cessante, causadas por sinistros que originem interrupção de produção de energia.

b. características do processo de distribuição

A Companhia não é responsável pela distribuição da energia que gera e fornece a seus clientes. A distribuição da energia elétrica produzida pelas usinas da Companhia para atendimento de seus clientes é de responsabilidade das empresas de transmissão e distribuição do SIN, dentro das normas de funcionamento do setor, conforme mencionado a seguir no item "7.5".

c. características dos mercados de atuação

Mercado de Atuação

A Companhia desenvolve seus negócios em torno de um modelo baseado no crescimento responsável para enfrentar os principais desafios da transição energética para uma economia de baixo carbono: acesso à energia sustentável, mitigação e adaptação quanto às mudanças climáticas, segurança de suprimento e o uso racional de recursos.

A Companhia atua predominantemente no mercado brasileiro, sendo pequena e indireta a sua atuação no mercado externo. A Companhia é uma das principais comercializadoras de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL), detendo cerca de 20% de *market share* na comercialização de energia convencional e 10% de participação no mercado de energia incentivada.

Em 31.12.2016, no Brasil, a Companhia atendia consumidores livres localizados nos estados de Alagoas, Bahia, Espírito Santo, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Paraíba, Paraná, Pernambuco, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Rio Grande do Norte, Santa Catarina, Sergipe, São Paulo e no Distrito Federal, além de distribuidoras em todas as regiões do país, bem como comercializadoras de energia.

Independentemente do papel desempenhado pela Companhia nesse segmento de mercado, não há dependência do mercado externo para a condução dos seus negócios, o qual tem baixo impacto em suas receitas.

As regras e legislação aplicáveis ao mercado de energia elétrica no Brasil estão mencionadas no item "7.5". Não há nenhum incentivo fiscal aplicável exclusivamente às empresas de energia elétrica, bem como não há dependência significativa de mão-de-obra especializada e de tecnologia utilizada pela Companhia.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Relacionamento com Clientes

A Companhia estabeleceu a diversificação de sua base de clientes como parte de sua estratégia de negócios, com enfoque nos consumidores livres. A participação desse segmento no portfólio da Companhia foi de 47,9%, 48,8% e 44,0% do total das vendas físicas no ano de 2016, 2015 e 2014, respectivamente.

É estratégia da Companhia sustentar a participação do segmento de consumidores livres em sua carteira de contratos. Para tanto, busca atender as necessidades de energia do processo produtivo de cada cliente através de contratos de venda customizados, com diferentes alternativas em termos de flexibilidade de consumo, prazo de fornecimento e demais condições comerciais.

Adicionalmente, a Companhia adota uma política de fidelização de clientes. Um dos serviços prestados no âmbito dessa Política é o diagnóstico de eficiência energética, cujo objetivo é garantir máxima eficiência na utilização da energia de clientes selecionados. Com isso, a Companhia alcança padrão diferenciado de relacionamento com tais clientes, ao mesmo tempo em que atua na otimização dos volumes de energia disponibilizados para venda.

Um dos principais instrumentos de fidelização de clientes utilizado nos últimos anos foi a continuidade do "Programa de Relacionamento com o Cliente", que consiste em ampla gama de iniciativas, tais como visitas às usinas da Companhia, ações de *marketing experience* com enfoque regional**,** disponibilização de serviços exclusivos para o cliente na página da Companhia na internet ("Clientes *Online*"), patrocínios em eventos do setor elétrico e os "Encontros ENGIE", que são basicamente eventos com apresentações sobre temas de interesse para os clientes, com ênfase em economia, política e mercado de energia.

O resultado de referidas ações comerciais da Companhia e de fidelização junto aos clientes, dentre outras, é aferido bianualmente mediante realização de "Pesquisa de Satisfação do Cliente", aplicada por consultores independentes. A última pesquisa, realizada em setembro de 2014, apontou um índice de clientes satisfeitos e muito satisfeitos de 94,8%, acima do resultado da pesquisa realizada em 2012, cujo resultado foi de 94,5%.

Os objetivos buscados pela Companhia na área comercial são: (i) promover a maximização e eficiência da carteira de clientes por meio da flexibilização de preços, prazos e condições; (ii) manter sólido relacionamento com os clientes e cultivar maior aproximação com eles; (iii) possuir maior previsibilidade do fluxo de caixa de longo prazo, objetivando obter maior porcentagem do mercado consumidor, celebrando contratos tanto no ambiente regulado como no ambiente livre; e (iv) aproveitar-se de eventuais oportunidades de negócios no curto prazo, como forma de maximizar os resultados da Companhia.

i. participação em cada um dos mercados

A Companhia possui uma carteira de clientes diversificada, formada por empresas distribuidoras de energia elétrica, consumidores livres e empresas comercializadoras de energia elétrica, concentrados nos Submercados Sul, Sudeste, Nordeste e Centro-Oeste do Brasil.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

A receita líquida de vendas da Companhia composta por natureza de clientes é a seguinte:

	31.12.2016		31.12.2015		31.12.2014	
Em R$ milhões	**Valor**	**%**	**Valor**	**%**	**Valor**	**%**
Mercado nacional						
Distribuidoras de energia elétrica	3.114	48,3%	3.047	46,8	3.044	47,0
Comercializadoras de energia elétrica	320	5,0%	209	3,2	239	3,7
Consumidores livres	2.834	44,0%	2.916	44,8	2.248	34,7
Transações no mercado de curto prazo	117	1,8%	303	4,7	903	14,0
Outras receitas	57	0,9%	37	0,5	39	0,6
	6.442	**100,0**	**6.512**	**100,0**	**6.473**	**100,0**

Dentre os consumidores livres atendidos pela Companhia, destacam-se empresas que atuam nos seguintes setores: cerâmica, cimento e vidro, químico e petroquímico, papel e celulose, metalurgia, borracha e plástico, alimentos, mineração, automotivo, têxtil, couro e vestuário, gases industriais, eletroeletrônicos, bebidas e fumo, dentre outros de menor participação na carteira.

Setores	**Participação**
Cerâmica, cimento e vidro	17%
Químico e petroquímico	13%
Papel e celulose	9%
Metalurgia	9%
Borracha e plástico	7%
Alimentos	7%
Mineração	6%
Automotivo	4%
Têxtil, couro e vestuário	4%
Gases industriais	3%
Eletroeletrônicos	3%
Bebidas e fumo	3%
Demais setores	15%
	100%

Em 31.12.2016, a Companhia atendia aproximadamente 592 unidades consumidoras no segmento de Consumidores Livres, localizadas em diversos estados do Brasil, conforme já comentado anteriormente. Dentre os consumidores industriais atendidos pela Companhia, destacam-se: Votorantim, Vale, Braskem, Tupy, Nórdica, Intercement, Carbocloro, Lafarge, White Martins, entre outros.

O preço de venda da energia elétrica nos contratos bilaterais firmados entre a Companhia e consumidores livres são livremente negociados. Por força de Lei, todas as novas vendas para distribuidoras são feitas por leilões regulados pelo Governo Federal, buscando-se o menor preço de compra. Entretanto, a Companhia ainda possui contratos bilaterais com distribuidoras, remanescentes do Modelo Anterior do Setor Elétrico.

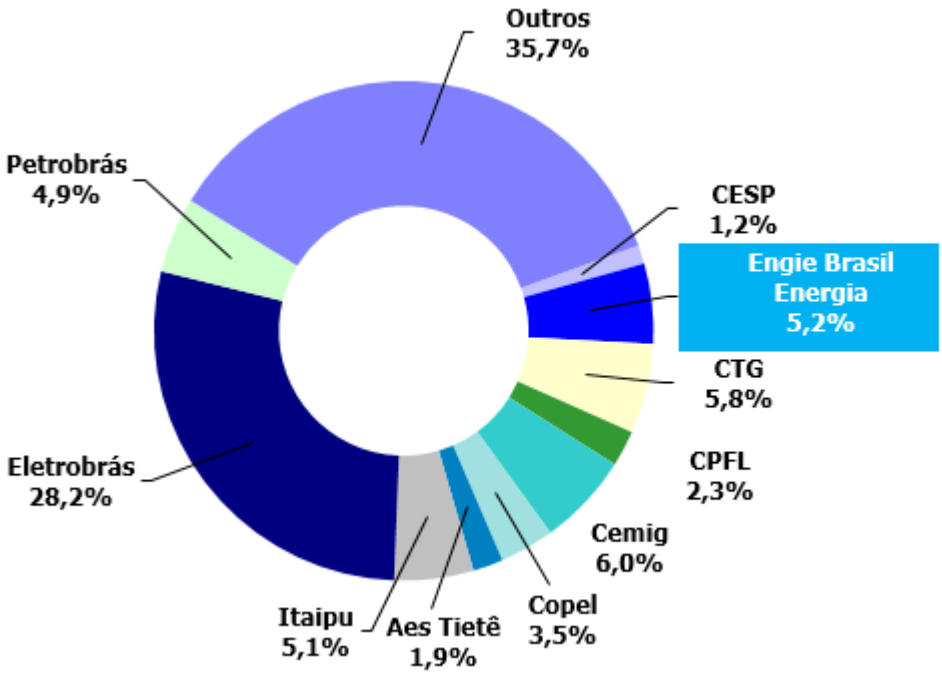
Os contratos bilaterais dispõem de mecanismo que visa inibir a rescisão pelos respectivos compradores ao estabelecer multa rescisória que leva em consideração o valor remanescente do contrato.

A totalidade dos contratos de venda de longo prazo é reajustada anualmente pelos índices de inflação IGP-M ou IPCA.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

ii. condições de competição nos mercados

Em 31.05.2017, a ENGIE Brasil Energia possuía capacidade instalada de 7.069,5 MW, o que correspondia a uma participação de aproximadamente 5,2% no mercado brasileiro de energia elétrica. Os principais concorrentes da Companhia, com controle estatal, eram: Eletrobras, CESP, Cemig, Petrobras e Copel, além das seguintes empresas que possuem controle privado: Aes Tietê, CPFL, CTG, Grupo Neoenergia, outros.



Os principais clientes da Companhia são distribuidoras, consumidores livres e comercializadoras de energia elétrica, situados principalmente nas regiões Sul, Sudeste, Nordeste e Centro-Oeste do Brasil.

Posicionamento no mercado competitivo

O controle acionário da Companhia é detido pela ENGIE Brasil Participações Ltda., empresa constituída no Brasil, controlada pelo Grupo Econômico ENGIE, sediado na França. O Grupo ENGIE no Brasil, é o maior gerador privado do setor elétrico brasileiro, responsável por aproximadamente 6,2% (informações com base em dados apurados em 31.12.2016) da capacidade instalada do país.

O portfólio de geração da Companhia é compatível com o nível de risco desejado e permite a formação de preços competitivos. A localização das usinas (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste) atua no sentido de reduzir os riscos de submercado.

A diversificada carteira de clientes da Companhia abrange distribuidoras de energia, comercializadoras e consumidores livres (majoritariamente grandes consumidores industriais e comerciais), atendidos por meio de contratos customizados, flexíveis no tocante ao volume, prazo e condições de fornecimento. Adicionalmente, no segmento de consumidores livres, a Companhia adota a estratégia de diversificação de vendas em diferentes setores industriais e comerciais.

A Companhia mantém um relacionamento estreito com seus clientes, o que possibilita detectar suas necessidades e desenvolver produtos e serviços individualizados que contribuem para a sua fidelização.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

O posicionamento competitivo da Companhia se expressa também através da sua presença em novas áreas de negócio, como a cogeração e a geração através de fontes alternativas (energias complementares como eólica, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e energia solar), aproveitando as vantagens que desfruta por operar plantas com diferentes portes, características e fontes de energia.

A filosofia comercial da Companhia consolida-se em torno do atendimento das necessidades dos clientes, buscando sempre a formação de relacionamentos comerciais duradouros e construtivos.

A Companhia beneficia-se igualmente das sinergias geradas entre as demais empresas do Grupo ENGIE. Tanto o processo de expansão quanto a inserção em novos mercados estratégicos estão amparados na sólida estrutura organizacional e financeira do Grupo e na larga experiência internacional de seus administradores.

d. eventual sazonalidade

A garantia física da Companhia está em grande parte contratada para os próximos anos. A energia descontratada deverá ser gradativamente negociada nos anos subsequentes e, no caso de não contratação, poderá ser negociada através de transações bilaterais de curto prazo ou liquidada no Mercado de Curto Prazo (CCEE).

e. principais insumos e matérias primas:

A Companhia possui como principal matéria prima de sua matriz energética os recursos hídricos utilizados nos aproveitamentos hidrelétricos no qual possui concessão dos órgãos reguladores. Dentro de sua matriz energética há outras fontes de energia que, dentre as quais, destacamos a utilização dos seguintes insumos e matérias-primas: o carvão mineral, o óleo combustível e o óleo diesel, o gás natural e a biomassa.

i. descrição das relações mantidas com fornecedores, inclusive se estão sujeitas a controle ou regulamentação governamental, com indicação dos órgãos e da respectiva legislação aplicável

Carvão mineral

O parque gerador a carvão mineral da Companhia tem capacidade instalada de 857 MW, sendo constituído apenas pelas Usinas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (CTJL), considerando o encerramento a operação comercial da Usina Termelétrica Charqueadas (UTCH) no final de 2016.

O carvão mineral utilizado no CTJL é majoritariamente oriundo de lavra subterrânea. O fornecimento é realizado por seis empresas mineradoras da região de Criciúma, no estado de Santa Catarina (SC), os quais são repactuados anualmente.

Estes fornecedores tradicionais vêm, há décadas, suprindo as necessidades de consumo da Companhia, decorrentes do atendimento dos requisitos eletroenergéticos do SIN e determinados pelo ONS.

Destaca-se que cabe a Companhia a definição das quantidades fornecidas por cada mineradora ao CTJL. Registra-se que a Companhia mantém e faz uso de estoques reguladores capazes de absorver súbitas demandas de consumo, o que permite conciliar suas necessidades de curto e médio prazo com a capacidade de expansão da oferta por parte dos produtores.

Os preços de contrato são reajustados anualmente (vigência coincidente com cada ano civil) pelo INPC do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Os contratos preconizam compras mínimas mensais de 200.000 toneladas (t) para o CTJL, sendo que os recursos financeiros destinados a estas aquisições são originários da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), criada pela Lei nº 10.438, de 26.04.2002 - modificada pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003 - nos termos do Decreto nº 4.541, de 23.12.2002, modificado pelo Decreto nº 5.029 de 31.03.2004 e, mais recentemente, procedimentado pela Resolução Normativa Aneel n° 500 de 17.07.2012, competindo à Eletrobras o gerenciamento da sua utilização para fins de reembolso. Em maio de 2017 ocorreu a transferência da gestão da CDE para a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica).

A CDE é privativa dos empreendimentos termelétricos que utilizam apenas carvão mineral nacional, cabendo à Aneel determinar o percentual de reembolso a que cada agente de geração faz jus em razão de seu desempenho no cumprimento da "geração de referência" estabelecida pelo ONS para cada exercício econômico-financeiro da CDE.

A Resolução Normativa Aneel nº 500 estabeleceu procedimentos para o reembolso do custo de combustíveis do empreendimento que utilizem carvão mineral nacional, por intermédio da CDE. Nos procedimentos foram introduzidos novos critérios de reembolso que consideram a eficiência energética das usinas, que é o principal foco da norma. Estes novos procedimentos para o reembolso passaram a ser aplicados a partir de 01.01.2016.

A Companhia vem efetuando manutenções a fim de melhorar a eficiência energética do CTJL e garantir o reembolso integral das aquisições de carvão mineral necessárias à operação de seu parque térmico. A partir de 2017, serão analisados os resultados das melhorias efetuadas, a fim de identificar a necessidade de devolução do montante reembolsado no ano de 2016 e de glosa futuras. A Companhia espera que terá o reembolso de cerca de 90% do carvão adquirido com recursos da CDE.

Óleo combustível e Óleo diesel – CTJL

No que diz respeito ao combustível secundário - derivados de petróleo: óleo combustível e óleo diesel, consumido no CTJL, essas aquisições são realizadas mensalmente, a partir dos resultados de pregões eletrônicos, dos quais participavam, ao menos, três potenciais fornecedores.

Esta prática mostrou-se eficiente e vantajosa ante a celebração de contratos de médio ou de longo prazo por neutralizar reajustamentos automáticos de preços fora de qualquer contexto de mercado. Contudo, no caso do CTJL, diante da percebida estabilização de preços ao consumidor final e dos volumes contratados, optou-se pela possibilidade de prática de menores preços, pela retomada de contratos de médio prazo - 12 meses de duração exclusivamente para óleo diesel.

A exemplo do carvão mineral, também neste caso são mantidos estoques reguladores e a totalidade do combustível secundário que se faz necessário à operação tem sido objeto de reembolso integral pela CDE.

Gás natural

A Usina Termelétrica William Arjona (UTWA), localizada em Campo Grande, no estado de Mato Grosso do Sul (MS), com capacidade instalada de 190 MW, é a única das usinas termelétricas da Companhia a consumir gás natural como combustível principal, o qual é fornecido pela Companhia de Gás do Estado de Mato Grosso do Sul (MSGÁS) que, por sua vez, é suprida pela Petrobras.

O contrato de fornecimento de gás natural celebrado com a MSGÁS previa prazo de vigência por 5 (cinco) anos a partir de maio de 2001, data de início da operação comercial da UTWA com este combustível (previamente, e então contando com 3 (três) unidades geradoras, a Usina vinha operando com óleo diesel já que é bicombustível).

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Dado que o contrato admitia prorrogação por mais 5 (cinco) anos e ante o vencimento do prazo inicialmente contratado em maio de 2006, a Companhia manifestou à MSGÁS, em tempo hábil, seu interesse pela renovação do acordo. Porém, não obstante a concordância prévia da MSGÁS, aquela distribuidora comunicou que a pretendida renovação dependeria de reajuste no preço do produto, conforme determinação da Petrobras, signatária de contrato similar com a mesma.

Por entender que a prática de preços então proposta pela Petrobras não respeitava condições previamente pactuadas e, ainda, violava direitos que lhe haviam sido legal e formalmente assegurados, a Companhia decidiu, ante a ameaça de corte iminente do suprimento de gás natural, ajuizar medida cautelar contra a MSGÁS e a Petrobras, com pedido de antecipação de tutela. O deferimento da medida judicial então interposta obrigou a MSGÁS e a Petrobras a manterem o fornecimento do gás natural à UTWA, nos termos do contrato.

Paralelamente, a Companhia também ajuizou ação ordinária visando à renovação do contrato por mais um período, cujo processo tramitou no Poder Judiciário da Comarca de Campo Grande (MS). Na sequência, em recurso ajuizado perante o STJ, a Petrobras obteve efeito suspensivo que lhe autorizou, a partir de novembro de 2007, a suspensão do fornecimento de gás natural à UTWA. Em consequência disso, a Companhia passou a comprar energia no âmbito da CCEE para suprir o lastro de energia vendida da UTWA, sendo que, quando necessário, as unidades geradoras foram despachadas com óleo diesel, já que possuem essa flexibilidade operacional.

Em 20.11.2009, foi proferida decisão judicial de primeira instância determinando a MSGÁS restabelecer as condições de entrega de gás natural à UTWA (pressurização do ramal), o que ocorreu no dia 26.11.2009, permanecendo vigente até meados do ano de 2012 quando a Petrobras obteve um efeito suspensivo que lhe permitiu novamente suspender o fornecimento de gás.

No mês de janeiro de 2013, a Companhia ingressou com um pedido junto ao Presidente do STJ requerendo a perda da eficácia da decisão que garantiu à Petrobras suspender, no ano de 2012, o fornecimento de gás à UTWA.

Esse pedido foi aceito pelo STJ e terá vigência até que ocorra uma decisão por parte do próprio STJ sobre outro pedido da Companhia que trata da extinção de Medida Cautelar obtida pela Petrobras em determinado recurso especial.

Com essa decisão o fornecimento de gás para essa Usina foi retomado, ainda que o processo sobre a defasagem do preço de gás - alegado pela Petrobras - continue vigente e no aguardo dos desfechos comentados no parágrafo anterior. Porém, a Ministra relatora do referido processo restabeleceu o direito da Petrobras de não fornecer gás, até o julgamento final do Agravo Regimental, do qual é a relatora. Em novembro de 2013, a Companhia obteve êxito em seu pleito e o fornecimento de gás foi reestabelecido, bem como uma nova data de vigência do contrato de fornecimento de gás foi estabelecida para outubro de 2014. Atualmente, o fornecimento está sendo garantido por liminar, sendo que a Companhia propõe a celebração de um novo contrato de fornecimento garantindo o direito estabelecido pelo Programa Prioritário de Termeletricidade (PPT).

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Os termos garantidos pela liminar preveem o fornecimento de até 1.350.000 m^3 diários de gás natural, volume este compatível com o despacho da UTWA a plena carga. O preço do gás natural é referido em USD/MMBTU (dólar por milhão de BTU – *British Thermal Unit*) e reajustado anualmente (no dia 1º de maio) com base na variação do *Producer Price Index (PPI),* indexador norte-americano de *commodities*, publicado pelo *Bureau of Labor Statistics – BLS*). Como os pagamentos são feitos em Real (R$), esta vinculação à moeda e a parâmetros internacionais de referência vincula o preço à política cambial e está sujeita às oscilações decorrentes da realidade econômica do mercado de *commodities* nos EUA.

Em maio de 2017, a Companhia firmou acordo com a Petrobras e a MSGás para encerramento da ação judicial.

Biomassa

A Unidade de Cogeração Lages (UCLA) consome biomassa originada pela indústria madeireira da região serrana catarinense, tendo sido concebida como alternativa sustentável e ecologicamente correta para a destinação dos resíduos desse processo, possibilitando a comercialização de créditos de carbono. O suprimento básico da planta é assegurado por cerca de 20 (vinte) contratos de médio prazo, com duração entre 2 (dois) e 5 (cinco) anos, nos quais os preços dos insumos adquiridos (serragem, cavacos, refilos, cascas, etc.) são valorados de acordo com seu conteúdo energético e passíveis de reajustamentos anuais, negociados à luz da realidade do mercado.

Paralelamente a essas aquisições regulares de biomassa, a UCLA também realiza compras complementares no mercado *spot* da região, as quais têm respondido por cerca de 10 a 15% das necessidades mensais, contribuindo, a par da gestão dos estoques reguladores que são ali mantidos. As aquisições complementares minimizam os impactos da sazonalidade de oferta que caracteriza a atividade de extração, beneficiamento e industrialização de insumos florestais.

Nas demais unidades que utilizam este combustível, Usina Termelétrica Ibitiúva (UTE Ibitiúva) e Usina Termelétrica Ferrari (UTE Ferrari), o suprimento de biomassa é responsabilidade das empresas consorciadas, Consórcio Andrade e Ferrari Agro, respectivamente, estando a quantidade fornecida associada à geração das Usinas.

ii. eventual dependência de poucos fornecedores

Conforme mencionado no item "7.3. e) i." anteriormente citado, eventuais dependências de alguns fornecedores de insumos e matérias primas podem ocorrer devido às limitações de fornecimentos em decorrência, principalmente, das características de funcionamento do setor elétrico brasileiro.

iii. eventual volatilidade em seus preços

A volatilidade dos preços dos insumos e das matérias primas está relacionada com as variações de índices de inflação, câmbio e preços que reajustam os contratos, conforme mencionado no item "7.3. e) i" anteriormente apresentado.

7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total

a. montante total de receitas provenientes do cliente

A Companhia não possui receitas provenientes de cliente responsável por mais de 10% de sua receita líquida de vendas. Em 2016, a Companhia, auferiu receita de R$ 567 milhões por meio de suprimento de energia à Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc), o que representou 8,8% de sua receita líquida naquele ano.

b. segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

A Companhia apresenta suas demonstrações contábeis e informações trimestrais considerando somente um segmento operacional, composto pelas atividades de geração e comercialização de energia elétrica gerada por seus ativos ou adquirida por meio de contratos de médio e longo prazo.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

a. necessidade de autorizações governamentais para o exercício das atividades e histórico de relação com a administração pública para obtenção de tais autorizações

Concessões, permissões e autorizações governamentais

As empresas ou consórcios que desejam construir e/ou operar instalações para geração hidrelétrica com potência acima de 50 MW, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem participar de processos licitatórios. Empresas ou consórcios que desejem atuar em comercialização, geração hidrelétrica com potência superior a 5 MW e igual ou inferior a 50 MW ou geração térmica com potência superior a 5 MW devem solicitar autorização ou permissão ao Ministério das Minas e Energia (MME) ou à Aneel, conforme o caso.

Concessões, autorizações e permissões dão o direito de gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica em determinada área de concessão por um período determinado. Esse período é limitado a 35 (trinta e cinco) anos para novas concessões de geração e 30 (trinta) anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Sob esta regra, as concessões de geração anteriores a 11.12.2003 poderiam ser prorrogadas por mais 20 (vinte) anos, a critério do Poder Concedente, de acordo com a legislação. Os contratos de concessão mais recentes não preveem a possibilidade de prorrogação.

A publicação da Medida Provisória nº 579, em 11.09.2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11.01.2013, inaugurou um novo marco quanto à prorrogação de concessões. Sob a nova regra, as concessões de geração outorgadas antes da publicação da Lei nº 8.987/1995, e que não tenham sido objeto de licitação, podem ser prorrogadas, a critério do Poder Concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 anos. A prorrogação dependerá da aceitação expressa por parte do concessionário de: (i) tarifa calculada pela Aneel; (ii) alocação de cotas de garantia física de energia e de potência às distribuidoras do SIN; e (iii) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel.

Em função da incerteza quanto à renovação das concessões detidas pela Companhia e quanto às condições de renovação, o exercício da prudência deve ser observado na definição dos procedimentos contábeis, nos fazendo considerar, para estes fins, a limitação ao prazo de depreciação dos bens que integram o projeto original ao primeiro período de concessão dos ativos, pois, segundo interpretação da legislação específica, não há certeza quanto à indenização pelo poder concedente ao final do prazo da concessão dos investimentos ainda não amortizados.

A Lei de Concessões estabelece, entre outras disposições, as condições que a concessionária deve cumprir ao fornecer serviços de energia, os direitos dos consumidores e as obrigações da concessionária e do Poder Concedente. Ademais, a concessionária deverá cumprir o regulamento vigente do setor elétrico. Os principais dispositivos da Lei de Concessões estão resumidos como segue:

- **serviço adequado:** a concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação, modicidade nas tarifas e acesso ao serviço.
- **responsabilidade objetiva:** a concessionária é responsável por todos os danos diretos ou indiretos resultantes da prestação de seus serviços, independentemente de sua culpa.
- **alterações na participação controladora:** o Poder Concedente deve aprovar qualquer alteração direta ou indireta de participação da controladora na concessionária.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- **intervenção pelo Poder Concedente:** o Poder Concedente poderá intervir na concessão a fim de garantir o desempenho adequado dos serviços e o cumprimento integral das disposições contratuais, regulatórias e legais pertinentes, caso a concessionária deixe de cumprir com suas obrigações.
- **término antecipado da concessão:** o término do contrato de concessão poderá ser antecipado por meio de encampação, caducidade, rescisão, anulação e/ou falência ou extinção da empresa concessionária e falecimento ou incapacidade do titular, no caso de empresa individual. A encampação consiste no término prematuro de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público, mediante indenização; a caducidade consiste na retomada da atividade e de bens concedidos pelo Poder Concedente após processo administrativo com todos os direitos e garantias atinentes ao "devido processo legal", no qual reste comprovado que a concessionária, sem justificativa: (i) deixou de prestar serviço de forma adequada ou completa, tendo por base as normas, critérios, indicadores e parâmetros definidores da qualidade do serviço; (ii) deixou de cumprir adequadamente com suas obrigações estipuladas no contrato de concessão ou disposições legais ou regulamentares concernentes à concessão; (iii) paralisou o serviço ou concorreu para tanto, ressalvadas as hipóteses decorrentes de caso fortuito ou de força maior; (iv) não tem mais capacidade técnica financeira ou econômica para fornecer serviços adequados; (v) não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo Poder Concedente; (vi) não atendeu intimação do Poder Concedente no sentido de regularizar a prestação do serviço; e (vii) foi condenada em sentença transitada em julgado por sonegação de tributos, inclusive contribuições. A concessionária tem direito à indenização, a *posteriori*, por seus investimentos em ativos reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados, após dedução de quaisquer multas e danos devidos pela concessionária.

  Por fim, a rescisão contratual pode ser feita de comum acordo entre as partes ou em decorrência de decisão judicial irrecorrível, proferida em processo interposto pelo concessionário.
- **reversão no advento do termo contratual:** a reversão no advento do termo contratual será efetuada com a indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.
- **produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor:** no final do prazo da concessão ou autorização, os bens e as instalações realizados para a geração independente e para a autoprodução de energia elétrica em aproveitamento hidráulico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados. Para determinação do montante da indenização a ser paga, serão considerados os valores dos investimentos posteriores, aprovados e realizados, não previstos no projeto original, e a depreciação apurada por auditoria do Poder Concedente. No caso de UTE, não será devida indenização dos investimentos realizados, assegurando-se, porém, ao Produtor Independente ou ao Autoprodutor remover as instalações.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Considerando exclusivamente a interpretação da legislação anteriormente mencionada de que não há a garantia de indenização pelo Poder Concedente do valor residual dos bens que integram o projeto original ao final do prazo da concessão e autorização dos empreendimentos hidrelétricos e, em linha com o exercício a prudência anteriormente mencionada, a Companhia, a partir de 01.01.2007, passou a depreciar esses ativos de acordo com as taxas determinadas pela Aneel, as quais estão limitadas ao prazo de concessão, embora a legislação e os contratos prevejam a possibilidade da renovação da concessão. Cabe mencionar que os bens do ativo imobilizado adquiridos até 01.01.2007 foram sujeitos à adoção do custo atribuído com base na avaliação dos seus valores justos em 01.01.2009, data de transição para as normas internacionais de contabilidade (IFRS) e os novos pronunciamentos contábeis estabelecidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC).

Penalidades Aplicáveis às Concessionárias

A regulamentação da Aneel prevê a aplicação de sanções e penalidades aos agentes do setor elétrico e classifica as penalidades com base na natureza e na relevância da violação (incluindo advertências, multas, embargos de obras, interdição de instalações, suspensão temporária do direito de participar em processos de licitação para novas concessões, permissões ou autorizações, impedimento de contratar com a Aneel e de receber autorização para serviços e instalações de energia elétrica, revogação ou suspensão de autorização para operação comercial, intervenção administrativa e caducidade).

Para cada violação, as multas podem atingir até 2% da receita oriunda de venda de energia elétrica e da prestação de serviços - deduzidos o ICMS e o ISS - das concessionárias referentes ao período de 12 meses imediatamente anterior à lavratura do auto de infração. Algumas das infrações que podem resultar em aplicação de multas referem-se à ausência de requerimento, pelo agente, de aprovação da Aneel, relativos a(à):

- assinatura de contratos entre partes relacionadas nos casos previstos na regulamentação;
- venda ou cessão de bens relacionados aos serviços prestados, bem como a imposição de quaisquer gravames (incluindo qualquer espécie de garantia, caução, fiança, penhor ou hipoteca) sobre a receita dos serviços de energia; e
- alterações no estatuto social, transferência de ações que implique a mudança de seu controle acionário, assim como efetuar reestruturação societária da concessionária.

No caso de contratos firmados entre partes relacionadas, a Aneel pode impor, a qualquer tempo, restrições aos seus termos e condições e, em circunstâncias extremas, determinar sua rescisão.

Concessões e Autorizações

A Companhia e suas controladas possuem as seguintes concessões e autorizações para exploração de energia elétrica:

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- Concessões para a geração de energia hidrelétrica

Concessões	Detentor (a) da concessão	Capacidade instalada (MW)	Data do ato	Vencimento
UHE Salto Santiago	ENGIE Brasil Energia	1.420,0	28.09.1998	27.09.2028
UHE Salto Osório	ENGIE Brasil Energia	1.078,0	28.09.1998	27.09.2028
UHE Passo Fundo	ENGIE Brasil Energia	226,0	28.09.1998	27.09.2028
UHE Itá	ENGIE Brasil Energia Itasa	1.450,0	28.12.1995	16.10.2030
UHE Machadinho	ENGIE Brasil Energia	1.140,0	15.07.1997	14.07.2032
UHE Cana Brava	ENGIE Brasil Energia	450,0	27.08.1998	26.08.2033
UHE Ponte de Pedra	ENGIE Brasil Energia	176,1	01.10.1999	30.09.2034
UHE São Salvador	ENGIE Brasil Energia	243,2	23.04.2002	22.04.2037
UHE Estreito	Ceste	1.087,0	26.11.2002	26.11.2037

A Companhia possui, direta e indiretamente, nas usinas Itá, Machadinho e Estreito, o equivalente a 1.126,9 MW, 403,9 MW e 435,6 MW, respectivamente, das capacidades instaladas das usinas, que correspondem às suas participações acionárias e/ou em consórcio.

- Autorizações para geração termelétrica, eólica e pequenas centrais hidrelétricas

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Capacidade instalada (MW)	Data do ato	Vencimento
Usinas termelétricas (UTE)				
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda	ENGIE Brasil Energia	857,0	25.09.1998	27.09.2028
UTE Charqueadas(*)	ENGIE Brasil Energia	36,0	25.09.1998	27.09.2028
UTE Alegrete(**)	ENGIE Brasil Energia	66,0	25.09.1998	27.09.2028
UTE William Arjona	ENGIE Brasil Energia	190,0	01.06.2000	28.04.2029
UTE Ibitiúva Bioenergética	Consórcio Andrade	33,0	05.04.2000	05.04.2030
Unidade de Cogeração Lages	Lages	28,0	29.10.2002	28.10.2032
UTE Pampa Sul	Pampa Sul	340,0	31.03.2015	30.03.2050
UTE Ferrari	Ferrari Termoelétrica	80,5	27.07.2007	26.07.2042
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)				
PCH Areia Branca(***)	Areia Branca	19,8	02.05.2000	02.05.2030
PCH Rondonópolis	Tupan	26,6	18.12.2002	18.12.2032
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	Hidropower	23,7	18.12.2002	18.12.2032

(*) Com o advento da Resolução Normativa Aneel nº 500/2012, a Usina Termelétrica Charqueadas (UTCH) teve redução significativa no reembolso da CDE para os custos com carvão mineral. Com objetivo de aumentar a eficiência da planta e reduzir o impacto desta redução, a usina teve sua potência instalada reduzida em fevereiro de 2016 de 72 MW para 36 MW. Porém, por não ser economicamente viável, a Companhia solicitou à Aneel a revogação definitiva da autorização de operação, a qual foi deferida em junho de 2016, com efeitos a partir de janeiro de 2017.

(**) A Usina Termelétrica Alegrete (UTAL) é uma usina termelétrica movida a óleo combustível construída a cerda de 45 anos. A Usina, em decorrência do seu alto custo de operação, não é despachada em situações de normalidade de operação do sistema elétrico. Por não ser economicamente viável, a Companhia solicitou à Aneel a revogação definitiva da autorização de operação, a qual foi deferida em fevereiro de 2014, e está em processo de devolução da usina à União.

(***) O Conselho de Administração da Companhia aprovou, em janeiro de 2017, a venda da PCH Areia Branca. Porém a conclusão da operação depende da aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), do BNDES e da Aneel.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Capacidade instalada (MW)	Data do ato	Vencimento
Usinas eólicas (EOL)				
EOL Pedra do Sal(*)	Pedra do Sal	18,0	01.10.2002	01.10.2032
EOL Beberibe(*)	Beberibe	25,6	31.07.2003	03.08.2033
EOL Trairí	Trairí	25,4	20.09.2011	28.09.2041
EOL Guajiru	Guajiru	30,0	20.09.2011	28.09.2041
EOL Fleixeiras I	Fleixeiras I	30,0	20.09.2011	26.09.2041
EOL Mundaú	Mundaú	30,0	20.09.2011	26.09.2041
EOL Santa Mônica	Santa Mônica SPE	18,9	20.01.2015	25.01.2045
EOL Ouro Verde	Ouro Verde	29,7	20.01.2015	22.01.2045
EOL Estrela	Estrela	29,7	27.01.2015	04.02.2045
EOL Cacimbas I	Cacimbas	18,9	27.01.2015	04.02.2045
EOL Tubarão P&D	ENGIE Brasil Energia	2,1	21.05.2015	N.A. (**)
Usinas eólicas (EOL) Projeto				
EOL Campo Largo III, IV, VI e VII	CLWP Eólicas	116,0	02.07.2015	02.07.2050
EOL Campo Largo V e XXI	CLWP Eólicas	59,0	03.08.2015	03.08.2050
Usina solar fotovoltaica				
Cidade Azul	ENGIE Brasil Energia	3,0	10.04.2014	N.A. (**)
UFV Assú (projeto)	Central Fotovoltaica	30,0	07.06.2016	07.06.2051

(*) O Conselho de Administração da Companhia aprovou a venda das usinas eólicas Beberibe e Pedra do Sal em janeiro de 2017, porém a conclusão da operação depende da aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), do BNDES e da Aneel.

(**) Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

A Companhia possui 22,9 MW da capacidade instalada da Usina Ibitiúva Bioenergética, que corresponde às suas participações acionárias e no consórcio.

Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro

Ministério de Minas e Energia (MME)

O MME é o principal órgão do setor energético do Governo Federal, o qual atua como Poder Concedente em nome do Governo Federal, e tem como principal atribuição o estabelecimento das políticas, diretrizes e da regulamentação do setor. Subsequentemente à aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico (Lei nº 10.848, de 15.03.2004), o Governo Federal, atuando principalmente por intermédio do MME, assumiu certas atribuições anteriormente de responsabilidade da Aneel. Entre as atribuições assumidas estão a elaboração de diretrizes que regem a outorga de concessões e a expedição de normas que regem o processo licitatório para concessões de serviços públicos e instalações de energia elétrica.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)

O setor elétrico brasileiro é regulado pela Aneel, autarquia federal autônoma. Depois da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as principais responsabilidades da Aneel passaram a ser: (i) regular e fiscalizar o setor elétrico segundo a política determinada pelo MME; e (ii) responder a questões a ela delegadas pelo Governo Federal e pelo MME. As atuais responsabilidades da Aneel incluem, entre outras, a: (i) fiscalização de concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive aprovação de tarifas de energia elétrica; (ii) promulgação de regulamentos para o setor elétrico; (iii) implementação e regulamentação da exploração das fontes de energia, incluindo a utilização de energia hidrelétrica; (iv) promoção do processo licitatório para novas concessões, mediante delegação do MME; (v) solução de litígios administrativos entre os agentes do setor elétrico; e (vi) definição dos critérios e metodologia para determinação das tarifas de transmissão.

Conselho Nacional de Política de Energia (CNPE)

Em agosto de 1997, foi criado o CNPE para o desenvolvimento e criação da Política Nacional de Energia. O CNPE é presidido pelo MME, sendo a maioria de seus membros ministros do Governo Federal. Sua finalidade consiste em otimizar a utilização de recursos energéticos do Brasil, de maneira a assegurar o atendimento da demanda do País.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

O ONS foi criado em 1998 e se caracteriza como uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, constituída por geradores, transmissores, distribuidores e consumidores livres, além de outros agentes, tais como importadores e exportadores de energia elétrica.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico conferiu ao Governo Federal poderes para indicar três membros da Diretoria Executiva do ONS. O principal papel do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão do Sistema Interligado, sujeito à regulamentação e supervisão da Aneel.

Os objetivos e as principais responsabilidades do ONS incluem: (i) o planejamento da operação da geração e transmissão de energia elétrica; (ii) a organização e controle da utilização do SIN e interconexões internacionais; (iii) a garantia de acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória a todos os agentes do setor; (iv) o fornecimento de subsídios para o planejamento da expansão do sistema elétrico; (v) a apresentação ao MME de propostas de ampliações da Rede Básica - propostas estas que serão levadas em consideração no planejamento da expansão do sistema de transmissão; (vi) a proposição de normas relativas à operação do sistema de transmissão para aprovação pela Aneel; e (vii) a elaboração de um programa de despacho otimizado com base na disponibilidade declarada pelos agentes geradores.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

A CCEE sucedeu, a partir de 2004, o Mercado Atacadista de Energia (MAE), absorvendo todas as suas atividades e ativos.

O principal papel da CCEE é viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN), sendo responsável por: (i) registrar todos os contratos de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), os contratos resultantes de contratações de ajustes e os contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre (ACL), e (ii) contabilizar e liquidar as transações de curto prazo.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

A CCEE é composta por detentores de concessões, permissões e autorizações do setor elétrico, bem como por Consumidores Livres e Consumidores Especiais, e o seu Conselho de Administração é formado por quatro membros, nomeados pelos agentes, e por um membro nomeado pelo MME, que ocupa o cargo de Presidente do Conselho de Administração.

De acordo com o Decreto nº 5.163 de 30.07.2004, o cálculo do preço da energia elétrica comprada ou vendida no mercado de curto prazo – ou Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) – é de responsabilidade da CCEE e leva em conta, dentre outros fatores: (i) a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atendimento das cargas do sistema; (ii) as necessidades de energia elétrica dos agentes; e (iii) o custo do déficit de energia elétrica.

Em 26.10.2004, por meio da Resolução Normativa n.º 109, a Aneel instituiu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, que estabelece a estrutura e a forma de funcionamento da CCEE, dispondo, entre outros assuntos, sobre as obrigações e direitos dos agentes da CCEE, a forma de solução dos conflitos, as condições de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado e no ambiente livre e o processo de contabilização e liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo.

A partir 01.01.2017, a CCEE torna-se responsável pela gestão e operação da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e da Reserva Global de Reversão (RGR), anteriormente de responsabilidade da Eletrobras, em atendimento à Lei nº 13.360, de 17.11.2016, que determinou a CCEE como gestora das referidas contas setoriais.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

A EPE, cuja criação foi autorizada pela Lei nº 10.847, de 15.03.2004, é uma empresa pública federal responsável pela condução de estudos e destinada a subsidiar o planejamento do setor energético, incluindo as indústrias de energia elétrica, petróleo, gás, carvão e fontes energéticas renováveis, bem como na área de eficiência energética. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiam a formulação, o planejamento e a execução de ações do MME no âmbito da Política Energética Nacional.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)

Em 09.08.2004, o Governo Federal promulgou o decreto que criou o CMSE, entidade presidida e coordenada pelo MME e composta por representantes da Aneel, Agência Nacional de Petróleo (ANP), da CCEE, da EPE e do ONS. As principais atribuições do CMSE são: (i) acompanhar as atividades do setor energético; (ii) avaliar as condições de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica; e (iii) elaborar as propostas de ações preventivas ou saneadoras visando a manutenção ou a restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as ao CNPE.

Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico (Lei 10.848 de 15.03.2004)

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico promoveu alterações significativas na regulamentação do setor elétrico com vistas a: (i) proporcionar incentivos a empresas privadas e públicas para construção e manutenção da capacidade de geração; e (ii) assegurar o fornecimento de energia elétrica no Brasil, por meio de processos licitatórios. As principais modificações introduzidas pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem:

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- a criação de dois ambientes para a comercialização de energia, sendo: (i) um mercado de venda de energia elétrica para concessionárias e permissionárias de distribuição de energia, de forma a garantir o fornecimento de energia elétrica para consumidores cativos, que se dá por meio de leilões e com regras rígidas e públicas, denominado Ambiente de Contratação Regulada (ACR); e (ii) um Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde as negociações entre geradores, comercializadores e consumidores finais de energia são realizadas bilateralmente, tendo por característica maior dinamicidade e maior grau de competição entre os agentes;
- obrigatoriedade, por parte das empresas de distribuição, de adquirir energia suficiente para satisfazer 100% da sua demanda;
- restrições a determinadas atividades das distribuidoras, de modo a assegurar que tais empresas se concentrem exclusivamente na prestação de serviços públicos de distribuição, para garantir serviços mais eficientes e confiáveis aos consumidores cativos, evitando-se eventuais impactos nas tarifas dos custos decorrentes de atividades estranhas ao objeto da concessão;
- existência de lastro (garantia física própria ou contratos de compra de terceiros) para toda energia comercializada em contratos;
- obrigatoriedade de aquisição de energia elétrica pelas distribuidoras exclusivamente por meio de leilões promovidos pela Aneel, eliminando a possibilidade de autocontratação (*self-dealing*), de forma a garantir a compra de energia elétrica pelos menores preços disponíveis no mercado; e
- respeito aos contratos firmados anteriormente à vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a garantir segurança jurídica às operações realizadas antes da sua promulgação.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico também excluiu a Eletrobras e suas controladas Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas), Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf), Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul), Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte) e Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE) do Programa Nacional de Desestatização, criado pelo Governo Federal em 1990 para promover a transferência à iniciativa privada do direito à exploração de atividades desenvolvidas diretamente pela União ou por empresas estatais.

Comercialização de Energia

A comercialização de energia como atividade autônoma está prevista na Lei do Setor Elétrico e no Decreto nº 2.655, de 02.07.1998, estando sujeita a um regime competitivo, do qual diversos agentes podem participar, dentre os quais as geradoras, atuando no regime de serviço público ou no de produção independente, as comercializadoras e os importadores de energia.

Ambientes para a Comercialização de Energia Elétrica

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as negociações envolvendo compra e venda de energia elétrica serão conduzidas em dois diferentes segmentos de mercado, que funcionam no âmbito da CCEE: (i) o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), que contempla a compra por distribuidoras em leilões públicos para atender aos seus consumidores cativos; e (ii) o Ambiente de Contratação Livre (ACL), que compreende a comercialização direta de energia elétrica entre agentes de geração, comercializadores e consumidores livres.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

A energia elétrica proveniente (i) de projetos de pequena capacidade de geração e conectados diretamente nos sistemas de baixa e média tensão – geração distribuída; (ii) de usinas qualificadas nos termos do Proinfa, conforme definido abaixo; e (iii) da UHE Itaipu, não estarão sujeitas a processos de leilão centralizado para o fornecimento de energia no ACR.

A energia elétrica gerada pela UHE Itaipu é comercializada pela Eletrobras e os volumes que devem ser comprados por cada distribuidora são determinados compulsoriamente pela Aneel. Os preços pelos quais a energia gerada pela UHE Itaipu é comercializada, com a Eletrobras, são indexados ao dólar norte-americano e estabelecidos em conformidade com um tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai. A Medida Provisória nº 579, de 11.09.2012, convertida na Lei nº 12.783, em 11.01.2013, estabeleceu que a União Federal pode assumir os efeitos da variação cambial da tarifa de repasse de potência de Itaipu Binacional. Consequentemente, os preços para UHE Itaipu aos consumidores finais não estão mais sujeitos à variação da taxa de câmbio.

As aquisições pelas distribuidoras de energia proveniente de processos de geração distribuída, fontes eólicas e PCH devem observar um processo competitivo de chamada pública, que garanta publicidade, transparência e igualdade de acesso.

O Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, no âmbito do ACR, os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) deverão ser celebrados entre cada geradora e as distribuidoras do SIN, que são obrigadas a oferecer garantias às geradoras. Conforme alterações implementadas pela Lei nº 13.360, de 17.11.2016, as contratações entre as distribuidoras e geradoras preveem a entrega da energia a partir do ano da respectiva licitação até o ano subsequente e terão prazos de duração de, no mínimo, 1 (um) e, no máximo, 15 (quinze) anos. As contratações entre as distribuidoras e novos empreendimentos das geradoras preveem a entrega da energia a partir do 3° até o 7° ano contado do ano da respectiva licitação e terão prazo de duração de, no mínimo, 15 (quinze) e, no máximo, 30 (trinta) anos.

No ACR, as empresas de distribuição compram a energia que esperam comercializar com seus consumidores cativos por meio de leilões regulados pela Aneel e organizados pela CCEE. As compras de energia elétrica são feitas de geradoras, comercializadoras e importadores de energia elétrica e podem ser realizadas por meio de dois tipos de contratos bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia; e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia.

Nos termos de um Contrato de Quantidade de Energia, os agentes vendedores se comprometem a fornecer uma determinada quantidade de energia elétrica e assumem o risco de que o fornecimento poderá ser afetado por condições hidrológicas e baixos níveis de reservatórios, entre outros fatores que poderão afetar o a energia alocada.

De outra forma, nos termos dos Contratos de Disponibilidade de Energia, a geradora compromete-se a manter seu empreendimento disponível para gerar a qualquer momento por solicitação do ONS, auferindo uma receita fixa independentemente de sua geração efetiva. O custo do combustível do empreendimento decorrente da ordem de despacho do ONS é suportado pelos contratantes.

As distribuidoras são obrigadas a contratar 100% de suas necessidades de energia elétrica. A insuficiência de energia elétrica para suprir todo o seu mercado é verificada no processo de contabilização da CCEE e pode resultar em penalidades às distribuidoras.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

As distribuidoras de energia têm o direito de repassar a seus consumidores os custos relacionados à energia elétrica adquirida por meio de leilões, bem como quaisquer tributos e encargos setoriais relativos aos leilões. Os desvios entre a arrecadação estimada e a efetivamente requerida para honrar seus contratos de compra de energia são ajustados no ciclo seguinte.

Redução da Energia Contratada

As distribuidoras podem reduzir o montante de energia contratada por meio dos CCEAR nos seguintes casos: (i) compensação pela saída de consumidores potencialmente livres do ambiente de contratação regulado para o ambiente de contratação livre; (ii) desvios das estimativas de demanda elaboradas pelas distribuidoras, após dois anos da declaração de demanda inicial, sendo que neste caso a redução poderá atingir até 4% por ano do montante inicialmente contratado; e (iii) aumento dos montantes de energia adquiridos por meio de contratos firmados antes de 17.03.2004.

Redução Compulsória no Consumo

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que, em uma situação na qual o Governo Federal venha a decretar a redução compulsória do consumo de energia em determinada região, todos os Contratos de Quantidade de Energia no Ambiente de Contratação Regulada, registrados pela CCEE, deverão ter seus respectivos volumes reajustados na mesma proporção da redução do consumo.

O Ambiente de Contratação Livre (ACL)

No ACL é realizada a venda de energia entre geradoras, produtores independentes, autoprodutores, comercializadoras de energia elétrica, importadores de energia e consumidores livres.

Consumidores Livres - são aqueles consumidores finais que podem adquirir energia elétrica diretamente de agentes de geração ou de comercializadores. O critério de elegibilidade para se tornar consumidor livre é que a demanda contratada da unidade consumidora supere 3 (três) MW e, adicionalmente, para aqueles cujo início do fornecimento é anterior a 07.07.1995, sejam atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV. A Lei nº 13.360, de 17.11.2016, alterou o critério de elegibilidade, sendo que, a partir de 2019, para se tornar consumidor livre, basta ter uma demanda contratada de 3 (três) MW, em qualquer nível de tensão.

Consumidores Especiais - são aqueles que, embora não atendam os critérios de elegibilidade para se tornarem consumidores livres, possuem demanda contratada igual ou maior que 500 kW, podendo optar pela contratação de energia elétrica advinda de empreendimentos de geração a partir de fontes alternativas, tais como usinas de biomassa, energia eólica, solar, PCH ou sistemas de cogeração qualificada.

As geradoras estatais, tais como as geradoras privadas, poderão vender energia elétrica aos consumidores livres, contudo as estatais deverão fazê-lo por meio de processos públicos que garantam a transparência e igualdade de acesso aos interessados.

Compras de Energia Elétrica conforme a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

Em 30.07.2004, o Governo Federal instituiu a regulamentação que rege a compra e a venda de energia no ACR e no ACL, e disciplina as autorizações e concessões para projetos de geração de energia, incluindo regras relacionadas aos procedimentos de leilões e ofertas, a forma dos contratos de compra de energia e o método de repasse aos consumidores finais, entre outros.

A regulamentação determina que todos os agentes compradores de energia elétrica devem contratar a totalidade da sua demanda conforme as diretrizes do novo modelo. Por outro lado, os agentes vendedores devem demonstrar que a energia elétrica disponibilizada para venda tem como respaldo

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

(lastro) suas próprias instalações de geração existentes ou contratos de compra de energia. Os agentes vendedores que não cumprirem estas exigências estarão sujeitos às penalidades por insuficiência de lastro.

Os Leilões de Energia

As distribuidoras devem contratar 100% da sua demanda esperada de energia elétrica para suas respectivas áreas de concessão. Para cumprir essa finalidade, as distribuidoras devem realizar aquisições de energia nos leilões regulados pela Aneel (conforme mencionado anteriormente existem algumas situações excepcionais onde o suprimento de energia elétrica à distribuidora não requer a realização dos leilões regulados, quer por ser a compra da energia compulsória – caso de Itaipu – quer por ser autorizada a contratação por meio de chamada pública – Geração Distribuída, fontes eólicas, PCH, biomassa), seja para a aquisição junto a projetos de geração já existentes ou novos.

Os leilões de energia para os novos projetos de geração serão realizados de 3 a 7 anos antes da data de entrega inicial (chamados de leilões "A-3", "A-4", "A-5", "A-6" e "A-7"), conforme mudanças no mecanismo de contratação do mercado regulado quando foi sancionado a Lei 13.360, de 17.11.2016, resultante da Medida Provisória 735 de 2016.

Haverá também leilões de energia das instalações de geração existentes realizados cinco anos antes da data da entrega inicial até meses antes da data de entrega (ano "A" e "A-1").

Cada agente vendedor que contrate a venda de energia por meio do leilão firmará um CCEAR com cada distribuidora, proporcionalmente à demanda declarada na intenção de compra da distribuidora. Os CCEAR dos leilões de energia nova têm prazos que variam de 15 (quinze) a 30 (trinta) anos, e os CCEAR dos leilões de energia existente têm prazo variado entre poucos meses até 15 (quinze) anos. Contratos decorrentes dos leilões de ajuste estarão limitados ao prazo de 2 (dois) anos.

Após a conclusão de cada leilão, as geradoras e as distribuidoras celebram CCEAR estabelecendo os termos, condições, preços e montantes de energia contratada. As distribuidoras apresentam garantias em benefício das geradoras, podendo optar entre fiança bancária, dação de recebíveis em um montante equivalente a 100% da média do valor das últimas três faturas relativas ao CCEAR e cessão de Certificados de Depósito Bancários (CDB).

Leilões de Ajuste

Os leilões de ajuste estão previstos no artigo 26 do Decreto nº 5.163, de 30.07.2004, e na Resolução Normativa Aneel nº 411, de 28.09.2010, tendo por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das distribuidoras, até o limite de 5% dessa carga.

Leilão de Energia de Reserva

Os leilões de energia de reserva têm por objetivo a venda de energia de reserva destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Leilões de Fontes Alternativas

Os leilões de fontes alternativas, regulamentados por meio do Decreto nº 6048, de 27.02.2007, o qual altera, parcialmente, a redação do Decreto n.º 5.163, de 30.07.2004, foram criados com o objetivo de ser um dos mecanismos para atender o mercado consumidor das distribuidoras.

Limitação de Repasse de Custos de Aquisição

No que se refere ao repasse dos custos de aquisição de energia elétrica dos leilões às tarifas dos consumidores finais, o Governo estabeleceu um mecanismo denominado Valor Anual de Referência (VR), que é uma média ponderada dos custos de aquisição de energia elétrica para um ano "A", por todas as distribuidoras, decorrentes dos leilões "A-5" e "A-3" e dos Projetos Estruturantes.

O VR é um incentivo para que as distribuidoras façam a aquisição das suas necessidades de energia elétrica nos leilões, com maior prazo de antecedência possível.

O VR é aplicado como limite de repasse às tarifas dos consumidores, conforme critérios estabelecidos em Decreto.

Contratos Firmados anteriormente à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico determina que os contratos de aquisição de energia celebrados pelas distribuidoras, firmados e aprovados pela Aneel anteriormente à promulgação da referida Lei, não poderão ser alterados para a prorrogação dos prazos ou aumento nos preços ou volumes de energia já contratados.

A Desverticalização no âmbito do Novo Marco Regulatório

A desverticalização no setor de energia elétrica é um processo aplicável às empresas que atuam de forma verticalmente integrada, visando à segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e vem sendo implementada no Brasil desde 1995.

O processo de desverticalização tem como objetivos: (i) preservar a identidade de cada concessão, evitando a contaminação na formação dos custos e da base de remuneração da atividade de serviço público, permitindo a aferição do equilíbrio econômico-financeiro de cada concessão, ensejando a transparência da gestão e permitindo ao mercado e à sociedade o pleno conhecimento dos resultados da concessão; e (ii) efetivar e estimular a competição no setor elétrico nos segmentos nos quais a competição é possível (geração e comercialização), bem como aprimorar o sistema de regulação dos segmentos nos quais há monopólio de rede (transmissão e distribuição).

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico determina que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no SIN, não poderão desenvolver atividades: (i) de geração de energia (exceto geração distribuída); (ii) de transmissão de energia; (iii) de venda de energia a consumidores livres situados fora de sua área de concessão; e (iv) de participação em outras sociedades, direta ou indiretamente, ressalvado quando para captação, aplicação e gerência de recursos financeiros necessários a prestação do serviço e quando disposto nos contratos de concessão, ou atividades estranhas ao objeto social, exceto nos casos previsto em lei e nos respectivos contratos de concessão.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Tais restrições não se aplicam:

- ao fornecimento de energia a sistemas elétricos isolados;
- ao atendimento de seu próprio mercado desde que inferior a 500 GWh / ano; e
- na captação, aplicação ou empréstimo destinados à própria distribuidora ou a sociedade do mesmo grupo econômico, mediante prévia anuência da Aneel.

Da mesma forma, as geradoras ou as transmissoras que atuem no SIN não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN.

As distribuidoras, transmissoras e geradoras de energia elétrica tiveram que se adaptar às regras da referida desverticalização até setembro de 2005. Esse prazo poderia ser prorrogado pela Aneel, uma única vez, se efetivamente comprovada a impossibilidade do cumprimento das disposições decorrentes de fatores alheios à vontade das concessionárias, permissionárias e autorizadas.

Dação como Garantia Financeira de Financiamento

A Lei nº 10.604, de 17.12.2002, estabeleceu que as concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica somente poderão oferecer os direitos emergentes da concessão, permissão ou autorização e qualquer outro ativo vinculado à prestação de serviço público, em garantia de empréstimo, financiamento ou qualquer outra operação vinculada ao objeto da respectiva concessão e, excepcionalmente, poderão oferecer garantias a financiamentos de empreendimentos de geração de energia elétrica de que participem direta ou indiretamente, outorgados antes da vigência da lei em questão.

A Resolução Aneel nº 521, de 17.12.2002 determinou que as concessionárias de serviço público de energia elétrica, interessadas em constituir garantias em favor de empreendimentos de geração de energia elétrica, com outorga já concedida, encaminhem solicitação de autorização à Aneel, indicando o valor, o prazo e as demais condições da operação. Referidas garantias somente poderão ser constituídas para lastrear financiamento dos bens e serviços destinados à implantação dos empreendimentos de geração de que se trata e desde que esses pertençam ao mesmo grupo controlador da concessionária de serviço público de energia elétrica garantidora.

Essa modalidade de garantia será autorizada para o período correspondente à construção da obra, extinguindo-se 180 (cento e oitenta) dias após sua entrada em operação comercial, caracterizada pela operação da última Unidade Geradora, respeitada a data prevista no cronograma de implantação da usina aprovado pela Aneel. Referida Resolução também estabelece a metodologia para cálculo dos limites a serem respeitados pelas concessionárias: (i) em função do endividamento em relação ao passivo total; ou (ii) em função da geração interna de recursos apurados anualmente, no período abrangido pela garantia pretendida.

Deverá constar da contratação pleiteada a expressa renúncia dos agentes financiadores a qualquer ação ou direito contra a Aneel e o Poder Concedente, em decorrência de desatendimento pelas concessionárias dos compromissos assumidos, ressalvando-se ainda, no instrumento de contratação que, o uso do produto da eventual indenização dos bens reversíveis para pagamento aos financiadores estará limitado ao valor dos débitos não liquidados.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Garantias Financeiras para comercialização da energia

Mensalmente, a CCEE calcula e exige que todos os agentes aportem garantias financeiras com base na análise de sua exposição no Mercado de Curto Prazo (MCP) em um horizonte de seis meses. No cálculo é considerado o resultado do agente no MCP referente ao último mês contabilizado e as exposições nos cinco meses subsequentes, em função de dados preliminares e dados de geração e consumo declarados pelo agente para esses meses.

Caso um agente vendedor não aporte integralmente a garantia exigida, seus contratos de venda não serão integralmente contabilizados no mês, o que pode expor seus compradores ao PLD.

Qualquer agente que não aporte integralmente a garantia exigida terá iniciado seu processo de desligamento da CCEE.

Remuneração das Geradoras

Ao contrário das distribuidoras, as geradoras não têm fixação de tarifas para prestação de seus serviços nem a garantia de equilíbrio econômico-financeiro estabelecido em suas outorgas e contratos de concessão.

As geradoras podem vender sua energia: (i) para as distribuidoras, por meio de leilões públicos regulados pela Aneel, os chamados "leilões regulados"; (ii) para distribuidoras, por meio de leilões próprios da distribuidora, quando se trata de geração distribuída; ou (iii) com seus consumidores finais no ACL, por meio de agentes comercializadores, com preços e condições de fornecimento livremente negociados.

A capacidade de comercialização de energia de um agente de geração, em geral, não está associada à sua geração efetiva, mas sim à sua garantia física, definida pelo MME. Para cada tipo de empreendimento (hidrelétrico, termelétrico, eólico, etc.) estão definidos critérios específicos para cálculo e revisão de sua garantia física.

Como exemplo, a garantia física de empreendimentos de geração hidrelétrica é estabelecida pelo MME com base em modelos computacionais que fazem uso do tratamento estatístico do histórico de afluências na região em questão, fluxos de água dos rios e níveis de água no reservatório de cada usina em um período plurianual.

O valor da garantia física dos empreendimentos hidrelétricos poderá será revisto a cada cinco anos pela Aneel ou na ocorrência de fatos relevantes, até o limite de 5% do valor estabelecido na última revisão, limitadas a 10% do valor constante dos respectivos contratos celebrados com o Poder Concedente.

Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

O MRE é um mecanismo criado para distribuir o risco hidrológico entre os empreendimentos de geração hidrelétrica. Todas as geradoras hidrelétricas com despacho centralizado são membros compulsórios do MRE, sendo que, adicionalmente, as PCHs podem aderir ao Mecanismo mediante determinadas condições. O MRE transfere o excedente de produção daquelas plantas que produziram acima de sua garantia física para outros membros que registraram geração abaixo de suas respectivas garantias físicas. As transferências de energia no âmbito do MRE são remuneradas por uma tarifa denominada "Tarifa de Energia de Otimização (TEO)", que cobre os custos médios de operação e manutenção das usinas hidrelétricas. A usina de Itaipu tem uma TEO própria.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Alocação do MRE

O MRE é alocado por meio de um processo de quatro etapas, detalhadas abaixo:

1. aferição se a produção total líquida dentro do MRE alcança os níveis totais de garantia física dos membros do MRE como um todo;
2. aferição se alguma geradora gerou volumes acima ou abaixo de seus volumes de garantia física;
3. as geradoras que tenham produzido acima de seus respectivos níveis de garantia física transferem compulsoriamente o adicional da energia às geradoras que tenham gerado abaixo da garantia física. Esta alocação do adicional da energia gerada, designada de energia otimizada, é feita, primeiramente, entre as geradoras dentro de um mesmo submercado e, depois, entre os diferentes submercados, de forma a assegurar que todos os membros do MRE atinjam seus respectivos níveis de garantia física; e
4. (i) se, após a etapa (3) acima, todos os membros do MRE atingirem seus níveis de garantia física e houver saldo de energia produzida, o adicional da geração líquida, designada de "Energia Secundária", deve ser alocado entre os geradores dos diferentes submercados.

   (ii) se, após a etapa (2) ou (3) acima, todos os membros do MRE não tiverem atingido seus níveis de garantia física, a energia faltante será comprada pelos membros do MRE ao PLD.

As geradoras participantes do MRE que produziram energia excedente além de seus níveis de garantia física são compensadas por custos variáveis de operação e manutenção (O&M) e custos com o pagamento de *royalties* pelo uso da água. Na impossibilidade de gerar os níveis de garantias físicas estabelecidos, as geradoras devem pagar custos de O&M e custos com os "*royalties*" pelo uso da água às geradoras que produziram acima de seus respectivos níveis de garantia física durante o mesmo período.

Em situações nas quais as geradoras do MRE, em conjunto, não tenham produção líquida suficiente para atingir os níveis de garantia física do MRE, a garantia física alocada é diminuída de forma a refletir os números efetivos de geração do MRE. Isto é, as geradoras recebem um nível de energia alocada que é baseado na porcentagem do seu nível de garantia física em relação ao nível de garantia física do MRE como um todo, multiplicado pela geração efetiva. Ainda que algumas geradoras do MRE gerem acima de seus níveis de garantia física, se o MRE como um todo não for capaz de atingir os níveis totais de garantia física, aquelas geradoras receberão, ainda assim, níveis de garantia física alocada, que estarão abaixo de seus níveis de garantia física.

Caso as geradoras do MRE, em conjunto, não tenham produção líquida suficiente para atingir os níveis de garantia física, as geradoras do MRE deverão comprar energia ao PLD na quantidade suficiente para atingir seus respectivos níveis de garantia física no mercado local. O mecanismo do MRE tenta assegurar que todos os membros atinjam seus respectivos níveis de garantia física, independentemente do montante contratado.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Repactuação do Risco Hidrológico

A Lei nº 13.203, de 08.12.2015, dispôs sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica relativo à energia contratada nos âmbitos do ACR e ACL, mediante pagamento de prêmio de risco pelos geradores em favor dos consumidores. As regras da repactuação estabelecem opções de escolha do nível de risco hidrológico a ser assumido pelos geradores que, em contrapartida, assumem o compromisso de pagar um prêmio de risco definido pela Aneel ao longo do prazo do contrato de venda de energia. Tal mecanismo de contratação possibilita a limitação da exposição financeira dos geradores hidrelétricos na CCEE.

Energia Secundária

A energia total excedente, após a aplicação das etapas anteriores do MRE, é distribuída proporcionalmente às garantias físicas de seus participantes, sendo denominada "Energia Secundária". Essa energia não pode ser utilizada como lastro de venda em contratos bilaterais ou regulados, sendo necessariamente liquidada ao PLD no âmbito da CCEE.

Generation Scaling Factor (GSF)

O GSF deriva de um índice entre o montante total de energia hidrelétrica produzida por todos os participantes do MRE e as respectivas energias asseguradas. Um GSF inferior a 1 significa que a produção da geração hidrelétrica será menor do que a garantia física alocada e, como tal, as empresas de energia hidrelétrica estariam expostas ao MCP. A repactuação do risco hidrológico possibilitou mitigar o efeito do GSF para diferentes níveis de risco.

Incentivos a Fontes Alternativas de Energia

Desde a promulgação da Lei nº 10.438, de 26.04.2002, vêm sendo criados alguns incentivos às fontes alternativas de geração de energia elétrica, tais como: (i) o Proinfa, administrado pelo MME, que garante aos empreendimentos habilitados a compra, pela Eletrobras, da energia elétrica gerada pelo prazo de 20 (vinte) anos e apoio financeiro do BNDES; (ii) redução nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica (na produção e no consumo), com desconto não inferior a 50%; (iii) condição especial para migração para o ambiente de contratação livre de consumidores com carga entre 500 kW e 3 MW (consumidores especiais), desde que tais consumidores adquiram energia elétrica de geradores a partir de fontes alternativas de energia elétrica, aumentando assim o mercado consumidor desses produtores; e (iv) Sistema de Compensação de Energia Elétrica (*net meetering*) para micro e minigeradores conectados aos sistemas de distribuição.

Encargos Setoriais

Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD)

A TUSD é paga pelas geradoras e pelos consumidores livres pelo uso do sistema da distribuidora à qual a geradora ou o consumidor livre estejam conectados e é reajustada anualmente, levando-se em conta a variação de seus componentes. A TUSD compreende os custos de operação e manutenção da rede, encargos setoriais, remuneração dos investimentos e suas depreciações. Atualmente, a TUSD é composta de duas partes, uma denominada TUSD Encargos, calculada de acordo com o uso de energia elétrica, e a outra, denominada TUSD Fio, cobrada pela demanda contratada. O encargo mensal a ser pago pelo respectivo agente conectado ao sistema de distribuição, por ponto de conexão, é calculado pela multiplicação do montante de uso, em kW, pela tarifa estabelecida pela Aneel, em R$/kW.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Os empreendimentos de geração a partir de fontes alternativas, respeitadas as condições legais, podem receber descontos na TUSD, variando entre 50% e 100%. Tais descontos são aplicáveis tanto à TUSD paga pelo empreendimento quanto à paga pelos consumidores que adquirem energia desses empreendimentos.

Os descontos oferecidos aos geradores de energia alternativa e seus respectivos consumidores são contabilizados em separado pelas distribuidoras e considerados na revisão ou reajuste tarifário subsequente à concessão do desconto, de forma a não impactar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias.

Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST)

A TUST é paga por distribuidoras, geradoras e consumidores livres pela utilização da rede básica e é reajustada anualmente pela Aneel de acordo com :(i) a inflação; e (ii) as receitas anuais permitidas para as transmissoras, incluindo o custo de expansão, determinadas pela Aneel.

Em conformidade com critérios estabelecidos pela Aneel, os proprietários das diferentes partes da rede de transmissão transferiram a coordenação da operação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários do sistema de transmissão. Os usuários da rede, incluindo as geradoras, assinam contratos com o ONS que lhes conferem o direito de usar a rede de transmissão em troca do pagamento das tarifas divulgadas.

Tarifa de Transporte de Itaipu

A UHE Itaipu possui uma grade de transmissão operada em corrente alternada e contínua, que não é considerada parte da rede básica ou do sistema de transmissão intermediário. O uso deste sistema é remunerado por uma tarifa específica denominada "Transporte de Itaipu", pago pelas empresas detentoras de quotas da energia produzida pela UHE Itaipu, na proporção de suas quotas.

Cobrança pela Utilização de Recursos Hídricos "Royalties"

Os titulares de concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico devem pagar, a título de compensação pela utilização de recursos hídricos, 6,75% sobre o valor da energia elétrica produzida. O pagamento é devido aos estados, ao Distrito Federal e aos municípios em cujos territórios se localizem o aproveitamento ou que tenham áreas alagadas por águas do respectivo reservatório e a órgãos da Administração Direta da União.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia (TFSEE)

A TFSEE foi instituída pela Lei nº 9.427, de 26.12.1996, e regulamentada pelo Decreto nº 2.410, de 28.11.1997. Em 2013, foi modificada pela Lei nº 12.783/2013. Trata-se de taxa anual, diferenciada em função da modalidade de serviço e proporcional ao porte da concessão, permissão ou autorização (aqui incluídas a produção independente e a autoprodução de energia).

A TFSEE alcança 0,4% do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado e deve ser recolhida diretamente à Aneel, em doze quotas mensais.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Reserva Global de Reversão (RGR)

A RGR foi concebida em 1971 para prover os recursos necessários para ressarcir agentes quando do encerramento ou encampação de sua concessão. A partir de fevereiro de 1999, a Aneel instituiu a cobrança de uma taxa exigindo que todas as distribuidoras e determinadas geradoras que operassem sob o regime de serviços públicos fizessem contribuições mensais à RGR, a uma taxa anual equivalente a 2,5% dos ativos fixos da empresa em operação, porém não podendo exceder 3% do total de sua receita operacional em qualquer exercício.

A Lei nº 12.783, de 11.01.2013, desobrigou, a partir de 01.01.2013, o recolhimento da quota anual da RGR: (i) as concessionárias e permissionárias de distribuição; (ii) as concessionárias de transmissão licitadas a partir de 12.09.2012; e (iii) as concessionárias de transmissão e geração prorrogadas ou licitadas nos termos dessa lei.

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

A CDE foi criada para apoiar: (i) o desenvolvimento da produção de energia em todo o País; (ii) a produção de energia por meio de fontes alternativas de energia (eólica, carvão mineral, gás e biomassa); e (iii) objetivos sociais tais como a universalização dos serviços de energia em todo o País, a redução do custo da eletricidade para cidadãos de baixa renda e a preservação da indústria de carvão mineral na Região Sul do Brasil. É paga por todos os consumidores finais de energia por meio dos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Para as usinas termelétricas que utilizam carvão mineral produzido no Brasil, a referida Lei requer que a CDE seja utilizada para subvencionar até 100% do custo do combustível. De acordo com a legislação aplicável, uma quantidade mínima de compra de carvão deve ser observada pelas usinas a fim de garantir determinados níveis de produção de carvão mineral nacional. É importante notar que a legislação da CDE determina que novas usinas somente podem ser acrescidas à CDE se disporem de suficiente capacidade financeira para cobrir as respectivas despesas adicionais.

Adicionalmente, as usinas movidas a carvão mineral nacional contribuem para a diversificação das fontes de energia no Brasil e impede a necessidade de se importar carvão, contribuindo, assim, para a balança de pagamentos. É importante ressaltar que a CDE não é uma subvenção mantida pelo erário público, mas sim é um encargo pago por todos os consumidores finais de energia elétrica.

Em 17.07.2012, a Aneel publicou a Resolução nº 500, que estabelece os procedimentos para reembolso do custo de combustíveis de empreendimento que utilize carvão mineral nacional, por intermédio da CDE. Nesta resolução, o critério do custo do combustível dependerá do nível de eficiência da central geradora.

Contribuição para P&D

As distribuidoras, geradoras e transmissoras devem investir a cada ano um mínimo de 1% de sua receita operacional líquida em P&D. PCH, projetos de energia solar, eólica e Biomassa estão isentos de tal exigência.

Conta Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC)

A CCC é uma subvenção econômica paga por todos os consumidores de energia para cobertura do custo do combustível utilizado para produção de energia elétrica nos sistemas isolados. Por meio da Lei nº 12.783, de 11.01.2013, os recursos para a cobertura desses subsídios passaram a ocorrer por meio do fundo setorial da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), e não mais por arrecadação direta de quotas.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Encargos por Segurança Energética (ESS-SE)

O ESS-SE destina-se a custear as usinas termelétricas despachadas por segurança energética em função de decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

Até março de 2013, as usinas que eram despachadas fora da ordem de mérito econômico não eram consideradas na formação do PLD, e os custos correspondentes eram pagos exclusivamente pela carga, ou seja, distribuidores (com repasse aos consumidores cativos) e consumidores livres.

A Resolução CNPE 03/2013, de 06.03.2013, modificou a forma de rateio desses custos, incluindo os demais agentes, geradores e comercializadores, no pagamento dos mesmos.

Desde 01.08.2013, foram incorporados mecanismos de aversão ao risco hidrológico aos modelos utilizados no processo de formação do PLD. Assim, os modelos de despacho e formação de preço tendem a antecipar o despacho termelétrico, incorporando o custo dessas usinas ao PLD. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) continua com a prerrogativa de despachar termelétricas fora da ordem de mérito para garantir a segurança energética, sendo esse custo adicional rateado entre todos os agentes de mercado na proporção de sua energia comercializada.

Esta alteração de regra impôs custos adicionais aos geradores e comercializadores, que no entendimento destes é indevido, o que motivou questionamento jurídico das novas regras de parte de associações representativas de geradores e comercializadores. Atualmente, geradores e comercializadores estão isentos da cobrança deste encargo, por força de liminar judicial que aguarda seu trânsito em julgado.

Inadimplemento de Encargos Setoriais

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que a falta de pagamento da contribuição à RGR, ao Proinfa, à CDE, à CCC, de outros pagamentos devidos em virtude de compra de energia elétrica no ACR ou da UHE Itaipu, impedirá a parte inadimplente de receber reajustes de tarifas (exceto a revisão extraordinária) ou de receber recursos advindos da RGR, da CDE ou da CCC.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

b. política ambiental da Companhia e custos incorridos para o cumprimento da regulação ambiental e, se for o caso, de outras práticas ambientais, inclusive a adesão a padrões internacionais de proteção ambiental

Princípios e Gestão Ambiental

A gestão ambiental desenvolvida na Companhia considera o equilíbrio entre a atuação da Companhia e a conservação ambiental, a fim de reduzir o impacto ao meio ambiente e promover o uso sustentável dos recursos naturais, pautada pelos princípios e diretrizes estabelecidos em suas Políticas de Gestão Sustentável e sobre Mudanças Climáticas.

Para assegurar o cumprimento dessas diretrizes e promover a adequada gestão ambiental, a Companhia conta com um sistema integrado de gestão que contempla a qualidade e o meio ambiente e que, em 2009, foi expandido também à gestão da responsabilidade social e da saúde e segurança do trabalho. Nesse sistema, procedimentos, ferramentas e programas ambientais dão a base para o controle de riscos e identificação de oportunidades de melhorias operacionais de processos e serviços.

A Companhia é signatária e participou da elaboração do Código de Ética Socioambiental do Instituto Acende Brasil, que apresenta princípios para construção e operação de usinas, respeitando as dimensões social, ambiental e econômica, com o objetivo de promover a transparência e sustentabilidade do setor elétrico:

I – Redução e **controle dos impactos** sobre o meio ambiente.

II – **Conservação** da biodiversidade e dos recursos naturais.

III – **Respeito** às comunidades.

IV – **Transparência e diálogo**.

Com o objetivo de sistematizar a gestão da energia e, consequentemente, melhorar seu desempenho energético, no final de 2014 a Companhia conquistou a certificação NBR ISO 50001 (Sistemas de Gestão da Energia) para o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.

Assim, a Política ENGIE Energia de Gestão Sustentável garante a condução da produção de energia elétrica em conformidade com os requisitos legais, tanto aqueles comuns a todas as usinas quanto aos específicos de cada empreendimento. Além disso, todas as comunicações das partes interessadas referentes à qualidade, ao meio ambiente, à responsabilidade social, à saúde e segurança do trabalho e à gestão da energia são inseridas e gerenciadas pelo sistema para que sejam devidamente acompanhadas e respondidas.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Diretrizes do Sistema Integrado de Gestão da Qualidade, Meio Ambiente, Responsabilidade Social, Saúde e Segurança do Trabalho e Gestão da Energia (SIG).

Operacional	Maximizar a geração de energia, observando o planejamento do ONS, preservando as condições ambientais e garantindo a segurança dos aproveitamentos.
Ambiental	Gerar energia, em observância às normas de segurança, ao uso racional e preservação dos recursos naturais, prevenir a poluição e controlar os riscos ambientais, atuando, primordialmente, de forma preventiva.
Patrimonial	Utilizar estritamente as áreas necessárias aos empreendimentos, realocar áreas remanescentes para uso social e ambiental, detectando e impedindo seu uso irregular.
Relacionamento com a sociedade	Participar da vida das comunidades localizadas nas áreas de influência dos empreendimentos, procurando identificar e satisfazer suas expectativas, disponibilizando mecanismos de comunicação abertos e permanentes.
Saúde e segurança no trabalho	Preservar a integridade física e psíquica de todos os empregados, prestadores de serviço, fornecedores, clientes e visitantes, por meio do reconhecimento, avaliação e controle dos perigos e riscos existentes, melhorando continuamente os processos, equipamentos e ambiente de trabalho.
Mudanças climáticas	Priorizar as fontes renováveis de energia em sua matriz energética e em seus processos, investir em Pesquisa & Desenvolvimento, desenvolver projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e outras soluções sustentáveis, de forma a atuar como promotora do desenvolvimento sustentável.
Responsabilidade Social	Promover o desenvolvimento sustentável, a melhoria da qualidade de vida e a inclusão social, priorizando a infância e adolescência, a edução e a valorização sociocultural nas regiões onde atua, com ética e integridade, transparência e diálogo com as partes interessadas.
Gestão da Energia	Melhorar continuamente o desempenho energético do seu processo de geração, garantindo a disponibilidade e a viabilidade de recursos e apoiando a aquisição de produtos, serviços e projetos para atingir metas energéticas mais eficientes.

Aspectos e impactos ambientais

Os aspectos e impactos ambientais decorrentes das atividades, produtos e serviços da Companhia são identificados de acordo com procedimentos definidos pelo SIG, e geridos com foco na prevenção ou mitigação baseada em processos e critérios de três esferas de gestão, conforme a Política de Gestão Sustentável e os objetivos e metas da Companhia:

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Gestão dos aspectos e impactos ambientais

Controle operacional	- Definição de critérios e procedimentos. - Implantação de estruturas físicas e de controle, como barreiras de contenção para conter vazamentos, sistemas separadores água-óleo, entre outros.
Atendimento a emergências	- Identificação de possíveis situações de emergência e desenvolvimento de Planos de Atendimento a Emergências Ambientais, que permitem a intervenção necessária, no momento mais oportuno, para impedir ou minimizar os impactos ao meio ambiente.
Medição e monitoramento	- Definição de Planos de Monitoramento Ambiental para acompanhamento daquelas atividades com potencial de gerar aspectos e impactos significativos.

Certificações e conformidade legal

Todas as usinas do parque gerador operado pela Companhia contam com as autorizações e licenças ambientais exigidas pelos órgãos competentes, cumprindo as condicionantes aplicáveis nas três fases do projeto: Licença Ambiental Prévia (LP) (avaliação de viabilidade do projeto), Licença Ambiental de Instalação (LI) e Licença Ambiental de Operação (LO).

Constantemente, a Companhia avalia e ajusta suas operações e procedimentos, a fim de atender aos padrões legais e alcançar os compromissos voluntários que assume.

Além da conformidade legal, as 14 maiores usinas operadas pela Companhia, equivalentes a 84% da capacidade instalada total do parque gerador, são certificadas conforme os requisitos da NBR ISO 14001-2004 – Sistema de Gestão Ambiental, além da NBR ISO 9001-2008 (Sistema de Gestão da Qualidade) e OHSAS 18001-2007 (Sistema de Gestão de Saúde e Segurança no Trabalho). Em novembro de 2013, essas 14 Usinas foram recertificadas pelo Organismo Certificador de acordo com essas três normas, por mais três anos.

Essas certificações refletem o constante trabalho de equipe em busca da excelência dos processos e representam importantes ganhos, com a adoção das melhores práticas na gestão do meio ambiente.

A ISO 14001 é uma, norma internacional que estabelece os requisitos necessários para a Gestão Ambiental de um empreendimento, com ênfase na avaliação dos aspectos ambientais e respectivos impactos associados, melhoria contínua do desempenho da organização na prevenção e controle da poluição, atendimento à legislação ambiental e no gerenciamento das situações de emergência.

As usinas que ainda não possuem certificação, mas que operam dentro desses padrões, são: as PCHs Rondonópolis, José Gelazio da Rocha e Areia Branca, as eólicas Beberibe, Pedra do Sal, Trairí, Mundaú, Guajiru e Fleixeiras, a Usina Fotovoltaica Cidade Azul, a termelétrica Ibitiúva Bioenergética e a Usina Termelétrica Ferrari.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Percentual de Certificação (NBR ISO 14.001)	
Capacidade Instalada Líquida Total – MW	8.507
Capacidade Instalada Líquida nas Usinas Certificadas - MW	8.163
Geração Líquida Total em 2016 - MWh	43.494.650
Geração Líquida nas Usinas Certificadas em 2016 - MWh	42.080.173
Percentual de Certificação NBR ISO 14.001 (capacidade instalada) - %	**96,0**
Percentual de Certificação NBR ISO 14.001 (geração) - %	**96,7**

Notas: Não foram consideradas neste cálculo as Usinas em fase de Implantação/Projeto.

Objetivos, Metas e Programas de Gestão Ambiental

Observando os princípios de sua Política de Gestão Sustentável, a Companhia define periodicamente seus objetivos e metas ambientais, que originam Programas de Gestão Ambiental. Os programas determinam as ações a desenvolver, bem como os responsáveis pela implementação das ações e os prazos para sua execução, com o intuito de melhorar o desempenho ambiental dos empreendimentos no desenvolvimento de suas atividades.

Programas e projetos ambientais desenvolvidos nas usinas

- **estudos socioambientais para implantação de novos empreendimentos:** desenvolvidos para avaliar diferentes aspectos e possíveis impactos socioambientais previamente à implantação de novas usinas, são focados na flora e na fauna terrestre e aquática, na qualidade das águas superficiais e subterrâneas e no efeito erosivo, entre outros temas. Esses estudos são submetidos a consultas públicas e à análise dos órgãos competentes, a fim de garantir a observância de todos os aspectos relevantes para as partes interessadas.
- **Semanas do Meio Ambiente e Sustentabilidade – SEMAS**: realizadas nas Regionais do Rio Iguaçu, Rio Uruguai, Rio Tocantins e Jorge Lacerda, os eventos são abertos aos empregados e à comunidade, com o objetivo de promover conscientização ambiental e, de modo mais abrangente, os princípios da sustentabilidade.
  - **programa de plantio e doação de mudas:** desenvolvido nas áreas do entorno das usinas, tem como objetivo recuperar a vegetação das Áreas de Preservação Permanente (APP), por meio do plantio de mudas. A doação de mudas de espécies nativas à comunidade colabora para a formação de multiplicadores do reflorestamento na região, promovendo, também, a conscientização sobre a importância da conservação ambiental. Em 2016 foram plantadas e doadas 340,3 mil mudas, cerca de 136,1% da meta anual, e atendidos em torno de 92,4 mil visitantes nas usinas e pessoas pelo Programa de Educação Ambiental, cerca de 92,4% da meta anual.
- **programa de conservação de nascentes:** a Companhia também desenvolve projetos de nascentes, em parceria com organizações governamentais e do terceiro setor. Até 2016, 1.358 nascentes foram preservadas, beneficiando 1.300 famílias em 51 comunidades na região das usinas hidrelétricas Salto Osório e Salto Santiago. Além disto, somente no ano de 2016, foram preservadas mais 30 nascentes em São Jorge D'Oeste, 8 nascentes em Quedas do Iguaçu e 216 nascentes em Rio Bonito do Iguaçu, todas no estado do Paraná (PR). Iniciativas semelhantes são desenvolvidas em outras regiões, como na das Usinas Hidrelétrica Machadinho, Itá, Passo Fundo, Estreito, Ponte de Pedra e São Salvador.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- **promoção da biodiversidade e parques ambientais:** como parte da compensação ambiental pela implantação dos empreendimentos, a Companhia financia e apoia, por meio de programas e parcerias, a criação e manutenção de unidades de conservação ambiental com o objetivo de conservar a biodiversidade em áreas do entorno de seus reservatórios, dentre os quais se destacam:

  - **Parque Ambiental Jorge Lacerda:** inaugurado em outubro de 2013, na cidade de Capivari de Baixo, no estado de Santa Catarina (SC), o parque tem por objetivo transformar em modelo de conservação uma área antes degradada. O projeto foi desenvolvido pela Companhia em parceria com a Fundação de Apoio à Educação, Pesquisa e Extensão da Unisul (Faepesul). A ideia é oferecer à população eventos culturais, educação ambiental, recreação, oficinas de arte, exibição de audiovisuais, dentre outros.

  - **Parque Estadual Fritz Plaumann:** localizado em Concórdia, no estado de Santa Catarina (SC), foi implantado em parceria com empresas privadas, a Fundação do Meio Ambiente de Santa Catarina (FATMA) e a sociedade civil, viabiliza a proteção e o uso público da mais importante área da remanescente Floresta Estacional Decidual (Floresta do Rio Uruguai). O parque é gerido por uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público (OSCIP), responsável pela equipe e manutenção das áreas da unidade de conservação, criada com esse objetivo e que conta com a participação da Companhia.

  - **Parque Natural Municipal Mata do Rio Uruguai Teixeira Soares**: o Parque, parte da compensação ambiental da implantação da UHE Itá, é localizado no município de Marcelino Ramos (RS), conta com uma área de 426,1 hectares e visa aumentar as áreas protegidas por meio da educação ambiental e da adequação de atividades de turismo ecológico e rural, entre outros projetos de desenvolvimento integrado aos objetivos da conservação ambiental. O Parque foi inaugurado em agosto de 2015.

- **Centro de Divulgação Ambiental (CDA) da UHE Itá:** no Centro, localizado em Itá, no estado de Santa Catarina (SC), são desenvolvidos projetos educativos voltados à comunidade, que incluem exposições temáticas, biblioteca, videoteca e arquivos fotográficos que apresentam informações socioambientais sobre a região e os programas desenvolvidos pela usina. Desde o início das atividades do CDA, já foram atendidas mais de 230 mil pessoas.

- **programa de relacionamento com a comunidade:** a Companhia desenvolve uma série de iniciativas de relacionamento com as comunidades do entorno das suas usinas, com o objetivo de apresentar suas atividades e informar a população sobre conservação ambiental e desenvolvimento social.

- **Reservatórios:**

A área dos reservatórios das usinas hidrelétricas que a Companhia opera e seus entornos são de responsabilidade jurídica da Companhia e de suas controladas, que conta com equipes de vigilância ambiental e sociopatrimonial e mantém acordos de cooperação com a Polícia Ambiental local para os trabalhos de fiscalização.

Além disso, a Companhia incentiva o uso múltiplo dessas áreas pelas comunidades, estabelecendo parcerias com municípios para criação de praias artificiais, áreas reservadas à pesca, motonáutica e outras formas de lazer, bem como o recurso de irrigação para agropecuária.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

O item "biodiversidade regional", descrito em cada usina, apresenta quantitativamente a diversidade de espécies em cada área/região. Exceto quando especificada a fonte, os dados sobre biodiversidade foram levantados no Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e no Relatório de Impacto ao Meio Ambiente (RIMA) de cada usina.

Perfil dos Reservatórios

UHE Itá

Localização: entre os municípios de Itá (SC) e Aratiba (RS).

Área do reservatório: 142 km².

Área de Preservação Permanente (APP): 22,56 km².

Biodiversidade regional: 27 espécies de mamíferos, 94 de aves, 31 de répteis, 11 de anfíbios, 40 de peixes e 60 de flora (arbóreas).

Unidades de Conservação: Parque Estadual Fritz Plaumann (SC), de 7,41 km², Parque Municipal Teixeira Soares (RS), de 4,61 km², e Parque Municipal de Preservação Ambiental de Severiano de Almeida (RS), de 0,15 km².

UHE Machadinho

Localização: entre os municípios de Piratuba (SC) e Maximiliano de Almeida (RS).

Área do reservatório: 79 km².

Área de Preservação Permanente (APP): 44,05 km².

Biodiversidade regional: 52 espécies de mamíferos, 192 de aves, 63 de peixes, pelo menos duas espécies relevantes de répteis e 522 de flora.

Unidades de Conservação: Parque Florestal Estadual Espigão Alto (RS), com 13,33 km .

UHE Cana Brava

Localização: município de Cavalcante (GO).

Área do reservatório: 139 km².

Área de Preservação Permanente (APP): 3,2 km².

Biodiversidade regional: 92 espécies de mamíferos, 304 de aves, 98 de peixes, 41 espécies de anfíbios, 77 de répteis (Fonte: *Systema Naturae* Consultoria Ambiental Ltda.).

Unidades de Conservação: não mensurado.

UHE Passo Fundo

Localização: município de Entre Rios do Sul (RS).

Área do reservatório: 151 km².

Área de Preservação Permanente (APP): 4,11 km².

Biodiversidade regional: 18 espécies de mamíferos, 122 de aves, 14 de répteis, 10 de anfíbios, 44 de peixes e 20 de flora (Fonte: PLUS – Plano de Uso e Ocupação das Águas e Entorno do Reservatório da UHE Passo Fundo).

Unidades de Conservação: Parque Estadual Rondinha, com 10 km², e Reserva Municipal da Sagrisa, com 4 km².

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

UHE Salto Santiago

Localização: entre os municípios de Rio Bonito do Iguaçu e Saudade do Iguaçu (PR).

Área do reservatório: 208 km².

Área de Preservação Permanente (APP): a legislação da época da implantação da Usina não estabelecia a obrigatoriedade de se adquirir áreas para a formação de APP.

Biodiversidade regional e Unidades de Conservação: 14 espécies mamíferos, 302 espécies aves, 14 espécies de anfíbios, 39 espécies de peixes.

UHE Salto Osório

Localização: entre os municípios de São Jorge d'Oeste e Quedas do Iguaçu (PR).

Área do reservatório: 55 km².

Área de Preservação Permanente (APP): a legislação da época da implantação da Usina não estabelecia a obrigatoriedade de se adquirir áreas para a formação de APP.

Biodiversidade regional e Unidades de Conservação: 13 espécies mamíferos, 303 espécies aves, 09 espécies de anfíbios, 39 espécies de peixes.

UHE Ponte de Pedra

Localização: entre os municípios de Itiquira (MT) e Sonora (MS).

Área do reservatório: 14,5 km².

Área de Preservação Permanente (APP): 7,8 km².

Biodiversidade regional: 80 espécies de mamíferos, 249 de aves, 58 de répteis, 17 de anfíbios e 9 de invertebrados.

Unidades de Conservação: o reservatório da usina é adjacente ao Parque Estadual da Serra de Sonora, com aproximadamente 79 km².

PCH José Gelazio da Rocha

Localização: Rondonópolis (MT).

Área do reservatório: 0,27 km².

Área de Preservação Permanente (APP): não foi estabelecida pela legislação no entorno do reservatório da Usina.

Biodiversidade regional: 80 espécies de mamíferos, 249 de aves, 58 de répteis, 17 de anfíbios e 9 de invertebrados.

Unidades de Conservação: Parque Estadual Dom Osório Stoffel, com 64,22 Km².

PCH Rondonópolis

Localização: Rondonópolis (MT).

Área do reservatório: 0,024 km².

Área de Preservação Permanente (APP): não foi estabelecida pela legislação no entorno do reservatório da Usina.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Biodiversidade regional: 80 espécies de mamíferos, 249 de aves, 58 de répteis, 17 de anfíbios e nove de invertebrados.

Unidades de Conservação: Parque Estadual Dom Osório Stoffel, com 64,22 Km².

PCH Areia Branca

Localização: Caratinga e Ipanema (MG).

Área do reservatório: 1,36 km².

Área de Preservação Permanente (APP): 112,71 há no reservatório da Usina.

Biodiversidade regional: 17 espécies de mamíferos, 191 de aves, 16 de répteis e 20 de anfíbios.

Unidades de Conservação: não há na área diretamente afetada.

UHE São Salvador

Localização: entre os municípios de São Salvador do Tocantins e Paranã (TO).

Área do reservatório: 104 km².

Área de Preservação Permanente (APP): 47,53 km².

Biodiversidade regional: 26 espécies de mamíferos, 242 de aves, 38 de répteis, 29 de anfíbios e 209 de peixes.

Unidades de Conservação: não mensuradas.

UHE Estreito

Localização: entre os municípios de Estreito (MA), Aguiarnópolis e Palmeiras do Tocantins (TO).

Área do reservatório: 555,0 km².

Área de Preservação Permanente (APP): 125,0 km².

Biodiversidade regional: duas espécies de mamíferos aquáticos, 164 de aves, 21 de répteis, 38 de anfíbios e 50 de peixes.

Unidades de Conservação: o reservatório é adjacente à Unidade de Conservação Monumento Natural das Árvores Fossilizadas, com 356,3 km².

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Indicadores Ambientais Consolidados

Emissões

Gestão

A Companhia monitora constantemente suas emissões e, assim, desenvolve e aplica diversas técnicas, práticas e processos que as minimizem, tais como:

- uso de precipitadores eletrostáticos nas unidades do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, que retêm mais de 99,0% das emissões do material particulado.
- redução da formação e emissão de dióxido de enxofre por meio do controle do teor de enxofre no carvão e óleos combustíveis.

Contexto

As principais emissões atmosféricas originadas pelas usinas da Companhia, resultantes do processo de geração de energia nas termelétricas, são:

- Dióxido de Carbono (CO_2)
- Dióxido de Enxofre (SO_2)
- Óxido de Nitrogênio (NOx)
- Material Particulado (MP)

- destinação de 100% das cinzas resultantes da combustão de carvão mineral retidas nos equipamentos para a produção de cimento.
- destinação de 100% das cinzas resultantes da combustão de biomassa (resíduas de madeira e bagaço de cana) retidas nos equipamentos para a agricultura e silvicultura.
- implantação de sistema (*software*) para estimativa das emissões de CO_2 em viagens aéreas junto à agência de turismo contratada para este serviço.
- implantação de sistema de videoconferência em todas as usinas ou unidades regionais com o objetivo de reduzir o número de deslocamentos e, consequentemente, as emissões de Gases de Efeito Estufa.
- elaboração, desde 2010, do Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa de toda a Companhia conforme as diretrizes do GHG Protocol Brasileiro e asseguração das informações contidas no documento por terceira parte. O inventário de 2016 foi publicado na íntegra no site da Companhia como um anexo do Relatório de Sustentabilidade 2016.

Nota: A Companhia aprovou, no ano de 2011, sua Política sobre Mudanças Climáticas. Este documento consolida todas as ações da Companhia neste tema e demonstra as intenções e compromissos relacionados, o qual se encontra disponível no *website* da Companhia.

Indicadores

Em 2016, as emissões atmosféricas de dióxido de carbono (CO_2) referente ao uso de combustíveis fósseis nas Usinas Termelétricas da Companhia totalizaram 4.840.417,85 toneladas – valor que corresponde a uma redução de 20,5% em relação a 2015, em especial, pela menor geração de energia nas Usinas Termelétricas à combustível fóssil.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)

A Unidade de Cogeração Lages (UCLA) gera energia a partir de resíduos de madeira oriundos de diversas indústrias madeireiras, evitando seu descarte na natureza e, assim, contribuindo para evitar as emissões de metano – um gás com Potencial de Aquecimento Global (PAG) 25 vezes maior que o do dióxido de carbono – provenientes da sua decomposição.

Registrada junto ao Comitê Executivo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, como atividade que atende aos requisitos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, a Usina está habilitada a gerar créditos de carbono, conforme estabelecido pelo Protocolo de Kyoto, para comercialização pela Lages Bioenergética.

Uma missão do Banco Mundial realizou uma visita às instalações da UCLA, em maio de 2012, com o objetivo de verificar se o projeto vem atendendo às normas do MDL e às políticas de salva-guardas do próprio Banco, uma que são clientes dos créditos do Projeto Lages.

MDL da Unidade de Cogeração Lages

- 6 certificações até 2013, com a emissão de 1.794.133 RCE, sendo: 277.768 RCE geradas entre novembro de 2004 e maio de 2006, 274.958 RCE entre junho de 2006 e maio de 2007, 247.668 RCE entre junho de 2007 e maio de 2008, 157.914 RCE entre junho de 2008 e maio de 2009, 443.651 RCE entre junho de 2009 e maio de 2011 e 392.174 RCE entre junho de 2011 e dezembro de 2012.

- Estimativa de emissão de 745.357 RCE em 2016, as quais estão em processo de verificação (7ª certificação) e foram geradas entre janeiro de 2013 e outubro de 2014.

- Do total de RCE emitidas até o momento (1.794.133 RCE), 1.358.387 RCE foram comercializadas com diferentes organizações, 105.000 RCE foram doadas para compensação das emissões da Copa do Mundo de 2014, 5.000 RCE foram doadas para compensação das emissões da Conferência Rio+20, 35.881 RCE (equivalente a 2% do total de RCE emitidas) foram entregues compulsoriamente no momento das emissões a um fundo para atenuação dos efeitos climáticos, gerido pela ONU, e 289.865 RCE continuam em estoque disponíveis para comercialização ou compensação de emissões.

No ano de 2011, 2012 e 2013 foram aprovados, nesta ordem, os processos da 4ª, 5ª e 6ª verificação (auditoria) do projeto Lages Methane Avoidance Project, referentes, respectivamente, aos períodos de junho de 2008 a maio de 2009, de junho de 2009 a maio de 2011 e de junho de 2011 a dezembro de 2012.

Em 2013, foi realizada a 6ª verificação das Reduções Certificadas de Emissões (RCEs) do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) da UCLA. Assim, em novembro foram emitidas 392.174 RCEs, referente ao período de 1° de junho de 2011 a 31 de dezembro de 2012, geradas por esse projeto. Ainda no ano, a Companhia elaborou o 3º Relatório de Execução do projeto, entregue ao Banco Mundial, comprovando o atendimento aos compromissos de sustentabilidade e à política de salvaguarda estabelecida pelo Banco para aquisição das RCEs geradas.

A Companhia também obteve, em 2012, registro junto à UNFCCC dos quatro projetos de MDL que compõem o Complexo Eólico Trairi, no estado do Ceará. (CE) Assim, esses projetos estão aptos a gerar créditos de carbono respectivamente da ordem de:

- Trairi: 38.310 RCEs por ano;
- Guajiru: 50.695 RCEs por ano;
- Mundaú: 41.086 RCEs por ano; e
- Fleixeiras I: 45.876 RCEs por ano.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Consumo de Energia Direta

Gestão

O processo produtivo da Companhia consome energia elétrica gerada em parte pelo próprio empreendimento e em parte proveniente do SIN, especialmente nos períodos em que as usinas prestam suporte ao SIN. O suporte de reativo é um dos serviços suplementares prestados por alguns agentes ao SIN, denominados "Serviços Ancilares", que visa promover a qualidade e estabilidade do sistema. Para promover esse suporte, as unidades geradoras de algumas hidrelétricas operam como compensadores síncronos em determinadas ocasiões, consumindo energia ativa e gerando simultaneamente o suporte de energia reativa requerido pelo sistema. O consumo de energia direta proveniente de combustíveis fósseis, por sua vez, se dá principalmente em suas termelétricas, conforme apresentado no item "combustíveis".

O consumo de combustíveis fósseis relacionado ao consumo de energia elétrica indireta decorre, principalmente, do transporte de empregados. Por isso, as iniciativas da gestão do consumo de energia desenvolvidas pela Companhia são focadas em medidas como a maior utilização de carros bicombustíveis, priorizando o álcool em sua frota de veículos, e a realização de teleconferências, a fim de minimizar o deslocamento de seus empregados, reduzindo a emissão de Gases do Efeito Estufa (GEE).

Além disto, conforme mencionado anteriormente, a Companhia obteve a certificação NBR ISO 50001 (Sistemas de Gestão da Energia) para o CTJL no final de 2014. No âmbito dessa certificação, há uma meta de aumentar em 7,5% a eficiência energética do CTJL, reduzindo em 7,5% as emissões de CO2, até 2017, considerando o ano de 2012 como ano base.

Indicadores

Em 2016, a Companhia consumiu 150,7 GWh de energia da rede, que correspondem a 542,5 mil GJ na operação das usinas de seu parque gerador, para produzir 44.592,3 GWh, correspondentes a 160,5 milhões de GJ de energia elétrica. A tabela a seguir apresenta o total de energia consumido e produzido por tipo de usina.

Consumo e produção de energia em 2016

	Consumo de energia		Produção	
Tipo de usina	**GWh**	**GJ**	**GWh**	**GJ**
Não renováveis (fósseis)	64,0	230,4 mil	4.637,95	16,7 milhões
Renováveis	86,7	312,1 mil	39.954,37	143,8 milhões

Eficiência Energética

Em 2004, foi criado o Programa ENGIE Brasil Energia de Diagnóstico de Eficiência Energética, fruto da política de fidelização de clientes e de seu foco no desenvolvimento sustentável. O serviço é oferecido gratuitamente à sua carteira de clientes do mercado livre. Em 2016, três diagnósticos foram realizados e, em média, 15,3% de potencial de redução no consumo de energia foi identificado. Se fossem implantadas todas as oportunidades de melhoria apontadas pelo Programa, isso representaria uma economia total na ordem de R$ 4,7 milhões.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

O objetivo do trabalho desenvolvido pela Companhia é ajudar o cliente industrial a identificar possibilidades de redução do consumo de energia em seu processo produtivo, diminuindo custos e aumentando sua competitividade e a confiabilidade do sistema de energia. Por outro lado, a eventual energia não consumida em função da implantação de ações sugeridas pelo Diagnóstico de Eficiência Energética é vendida para outros clientes, permitindo a ampliação e a diversificação da carteira de clientes livres da Companhia.

Recentemente também foi criado pela Companhia um grupo interno para gestão de energia, cujos trabalhos estão sendo focados especialmente em melhorias na área de eficiência energética. Este grupo vem trabalhando com base nos princípios da NBR ISO 50001, e tem concentrado suas atividades inicialmente nas Usinas Termelétricas.

Água

Gestão

A maioria das unidades termelétricas da Companhia conta com sistemas de efluentes líquidos que operam em regime fechado, evitando o lançamento de poluentes nos rios e possibilitando a reutilização da água. Assim, há uma redução média estimada de 50% do consumo. As unidades que ainda não contam com sistema fechado tratam os efluentes (tratamento físico-químico de sedimentação e neutralização) antes de lançá-los ao corpo receptor e dispõem de bacias de contenção nos reservatórios de combustíveis para evitar a poluição das águas decorrente de possíveis vazamentos.

Em 2010, foi concluída a implementação do fechamento do Sistema de Arraste de Cinzas Pesadas no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, o que vem proporcionando uma redução média no consumo de água industrial da usina em aproximadamente 95%.

Contexto

Mais de 99% do consumo de água e dos efluentes líquidos gerados pela Companhia é procedente das usinas termelétricas. Nas hidrelétricas, a Companhia monitora constantemente a qualidade da água dos reservatórios e dos rios do entorno.

Nas hidrelétricas, a Companhia mantém metas mais rigorosas do que os padrões estabelecidos pela legislação para redução da concentração de óleos e graxas nos efluentes dos poços de drenagem e treina e capacita seus profissionais acerca da coleta e análise de efluentes, com o objetivo de evitar a contaminação dos corpos d'água.

Nesse sentido, foi concluída na UHE Machadinho a substituição do sistema de lubrificação a óleo mineral das bombas e tanques de drenagem por lubrificação a água, evitando os riscos de derramamentos ou vazamentos de óleo. As UHE Passo Fundo, Machadinho, Cana Brava e Itá contam ainda com um controle dos efluentes dos poços de drenagem, por meio de um sistema que separa a água do óleo dos efluentes gerados na casa de máquinas.

A Companhia possui um sistema implantado para utilização da água de drenagem das galerias de inspeção da barragem, nas UHE Salto Osório, Itá e Machadinho, diminuindo o uso de produtos químicos no tratamento da água nestas Usinas.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Resíduos Perigosos

Gestão

A gestão de resíduos perigosos contempla o acondicionamento, o armazenamento interno temporário, o transporte e a destinação final obedecendo às regulamentações do licenciamento ambiental, às normas da ONU e os demais requisitos legais aplicáveis.

A Companhia adota medidas preventivas contra vazamentos - como a utilização de fichas de segurança de produtos químicos, a implantação de barreiras de contenção e a sinalização adequada dos veículos – e contrata apenas empresas devidamente habilitadas e licenciadas dentro do território nacional para esse tipo de transporte.

Contexto

Os resíduos perigosos oriundos da atividade da Companhia são os resíduos combustíveis (borras de tanque e tintas, entre outros) e são destinados ao coprocessamento pela indústria de cimento. O óleo lubrificante usado vai para o rerrefino e é transformado em óleo básico, principal matéria-prima da fabricação do lubrificante acabado.

Resíduos Não Perigosos

Gestão

A Companhia se empenha para reaproveitar, reutilizar ou reciclar seus resíduos não perigosos, a fim de evitar o impacto ambiental de seu descarte e da extração de novos materiais da natureza.

As cinzas leves resultantes da queima do carvão mineral para geração de energia elétrica correspondem a aproximadamente 49,2% do volume total de resíduos destinados em 2016, e são vendidas à indústria cimenteira como insumo do cimento pozolânico, substituindo o calcário em sua composição.

As cinzas pesadas são aproveitadas como base para a pavimentação asfáltica de rodovias e como neutralizadoras da acidez do solo na recuperação de depósitos de rejeitos de carvão, devido ao seu pH alto.

Contexto

Os principais resíduos não perigosos gerados pela Companhia são as cinzas, originadas no processo de combustão das usinas termelétricas a carvão e biomassa, além de papéis, plásticos, vidro e sucata metálica ferrosa e não ferrosa.

As cinzas são divididas em leves, que são arrastadas com os gases de combustão e retidas nos precipitadores eletrostáticos ou filtros de manga, pesadas, que permanecem no fundo da caldeira.

Parte das cinzas pesadas provenientes da UTE Charqueadas volta à cava da mina e é aplicada na recuperação ambiental da área onde o carvão mineral foi extraído.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Indicadores

Em 2016, 98,1% do volume total de resíduos não perigosos foram reciclados, reutilizados, ou ainda reaproveitados em processos de compostagem e pavimentação de estradas.

Destinação dos Resíduos em 2016 (em toneladas)

	PCHs	Biomassa	Solar	UHEs	Eólicas	UTEs	TOTAL
Cinzas Leves (Evacuado)	-	4.028,9	-	-	-	879.298,1	883.327,0
Cinzas Leves (Recuperado)	-	4.028,9	-	-	-	879.298,1	883.327,0
% de Recuperação	**-**	**100,0**	**-**	**-**	**-**	**100,0**	**100,0**
Cinzas Pesadas (Evacuado)	-	106.039,1	-	-	-	345.900,9	451.940,0
Cinzas Pesadas (Recuperado)	-	106.039,1	-	-	-	345.900,9	451.940,0
% de Recuperação	**-**	**100,0**	**-**	**-**	**-**	**100,0**	**100,0**
Gesso (Evacuado)	-	-	-	-	-	14.131,3	14.131,3
Gesso (Recuperado)	-	-	-	-	-	14.131,3	14.131,3
% de Recuperação	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**100,0**	**100,0**
Lodo de Esgoto (Evacuado)	-	29,0	-	63,1	-	958,3	1.050,4
Lodo de Esgoto (Recuperado)	-	-	-	-	-	-	-
% de Recuperação	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Outros Resíduos Não Perigosos (Evacuado)	3,5	9,9	-	1.112,8	30,9	2.315,5	3.472,6
Outros Resíduos Não Perigosos (Recuperado)	3,0	4,8	-	1.026,6	24,0	1.948,2	3.006,6
% de Recuperação	**87,6**	**48,1**	**-**	**92,3**	**77,7**	**84,1**	**86,6**
Outros Resíduos Perigosos (Evacuado)	1,7	2,4	-	197,7	21,4	260,2	483,3
Outros Resíduos Perigosos (Recuperado)	1,2	0,9	-	131,4	-	244,1	377,6
% de Recuperação	**72,7**	**38,5**	**-**	**66,5**	**-**	**93,8**	**78,1**

Combustíveis

Gestão

A Companhia desenvolve continuamente pesquisas e estudos para a geração de energia por meio de fontes renováveis, a fim de minimizar o consumo de combustíveis fósseis, fonte esgotável e de maior impacto ambiental.

Contexto

A Companhia consome combustíveis derivados do petróleo (óleo diesel e combustível), carvão mineral e gás natural, para geração de energia nas usinas termelétricas, e resíduos de madeira e bagaço de cana-de-açúcar para a produção de energia das usinas de biomassa.

Além das fontes hídricas, que correspondem à maior parte do portfolio, a Companhia conta com dez parques eólicos e três usinas termelétricas de biomassa que dispensam o uso de combustíveis fósseis e são abastecidas por resíduos de madeira (Unidade de Cogeração Lages) e por bagaço de cana-de-açúcar (UTE Ibitiúva Bioenergética e UTE Ferrari). Assim, o impacto ambiental é reduzido ao evitar a extração de recursos naturais não-renováveis e o descarte de resíduos, além da redução das emissões de gases de efeito estufa.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Indicadores

Em 2016, o consumo em combustíveis fósseis nas usinas termelétricas operadas pela Companhia foi de 14,1 mil GWh (50,7 milhões de GJ). A tabela a seguir apresenta o consumo de combustíveis em GJ nos anos de 2016 e 2015.

Consumo de combustíveis (em GJ)

Materiais	2016	2015
Carvão mineral	48.770.776	58.370.843
Óleo diesel	174.667	198.906
Óleo combustível	63.500	112.604
Gás natural	1.681.787	13.643.510
Biomassa de madeira	1.320.807	2.441.766
Biomassa de cana-de-açúcar	9.682.965	8.635.210
Total de consumo	61.694.503	83.402.839

Biodiversidade

A Companhia monitora continuamente as áreas do entorno de seus reservatórios, desenvolvendo programas voltados à conservação da flora e da fauna. Aliados a iniciativas de manejo, esses programas garantem a biodiversidade e as condições ambientais necessárias à conservação e ao desenvolvimento das espécies antes, durante e após a construção dos reservatórios.

Além disso, a Companhia investe em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento focados na conservação de espécies ameaçadas e em iniciativas de educação ambiental, para conscientizar as comunidades e a sociedade de maneira geral sobre a importância da conservação do meio ambiente.

Fauna

Durante a construção de uma usina hidrelétrica, a Companhia realiza o estudo e o salvamento dos animais da região no período de desmatamento e formação do reservatório e mantém faixas de preservação em suas bordas para o desenvolvimento da flora e fauna local.

As espécies que possam ser foco de problemas de saúde da população local também são monitoradas e controladas por meio de estudos e levantamentos periódicos – sobre insetos e caramujos transmissores de doenças e animais peçonhentos – e do desenvolvimento de programas de prevenção de acidentes.

Flora

A Companhia monitora a flora das regiões em que atua, coletando sementes e flores para estudo, catalogação e posterior produção de mudas. Assim, busca garantir a continuidade das espécies nativas por meio do reflorestamento e a recuperação da vegetação e da faixa ciliar das áreas do entorno das usinas e comunidades locais.

Ictiofauna

Por meio de projetos de pesquisa da ictiofauna, a Companhia busca compreender o equilíbrio dinâmico estabelecido ao longo da formação e maturidade dos lagos e, assim, adotar em cada usina o manejo específico que minimize os impactos desse processo sobre as espécies. Entre as principais iniciativas desenvolvidas, destaca-se o repovoamento dos rios por meio da reprodução em laboratório de alevinos de espécies nativas.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

A Companhia, por meio do Consórcio Itá, mantém um convênio com o Ibama para repovoamento de peixes na bacia do Rio Uruguai e, em pesquisa conjunta com o Laboratório de Peixes de Água Doce (Lapad) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), reproduz alevinos de espécies ameaçadas de extinção na região, como piracanjuba, dourado, curimbatá e piava, entre outros.

No ano de 2016 foram soltos 550 alevinos nativos nos reservatórios da Companhia no Rio Uruguai, na Usina Hidrelétrica Machadinho.

Custos e investimentos em gestão ambiental

Em 2016, a Companhia investiu R$ 37,3 milhões em melhorias para proteção ambiental, instalação de tecnologias mais limpas, pessoal, controle das emissões atmosféricas, educação e treinamento ambiental, certificação externa, serviços externos de gestão ambiental, pessoal alocado em atividades gerais de gestão ambiental e projetos de Pesquisa & Desenvolvimento.

c. dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades.

A Companhia possui dependência somente das concessões e autorizações do Poder Concedente para desenvolvimento das suas atividades profissionais. Vide informações mais detalhadas sobre o funcionamento das autorizações e concessões no item “7.5.a”, anteriormente mencionado.

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior

a) receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede da Companhia e sua participação na receita líquida total da Companhia

Em R$ milhões	Exercício social encerrado em 31 de dezembro					
	2016		2015		2014	
País	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total	Receita líquida	% do total
Brasil	6.442	100	6.512	100	6.473	100

b) receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total da Companhia

Não houve receita proveniente de clientes de países estrangeiros nos últimos 3 exercícios sociais.

c) receita total proveniente de países estrangeiros e sua participação na receita líquida total da Companhia

Não houve receita proveniente de clientes de países estrangeiros nos últimos 3 exercícios sociais.

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

A Companhia atua indiretamente no mercado externo, por meio de venda de energia elétrica no mercado interno para exportação. Essa atuação ocorre por meio de agentes exportadores, tais como a Cien, que negocia com a Argentina, e a Tradener Ltda., que negocia com o Uruguai. Desta forma a Companhia não está sujeita à regulação desses países.

7.8 - Políticas socioambientais

As políticas socioambientais da Companhia são um reflexo de sua missão, visão, valores e cultura organizacional, balizando a condução dos negócios e a relação com os diferentes públicos com os quais a Companhia interage. São elas:

- Política de Gestão Sustentável;

- Política de Mudanças Climáticas;

- Política de Engajamento com *Stakeholders*;

- Código de Meio-Ambiente.

Transversalmente, as demais políticas da Companhia também se relacionam direta ou indiretamente com questões socioambientais, a citar:

- Código de Ética;

- Política de Direitos Humanos;

- Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Ações;

- Política de Investimentos e Derivativos.

Todas as políticas acima citadas são públicas e podem ser encontradas no website da Companhia em http://www.engieenergia.com.br/wps/portal/internet/investidores/governanca-corporativa/codigos-e-politicas.

a) divulgação de informações sociais e ambientais

O principal meio de divulgação de informações sociais e ambientais da Companhia é o Relatório de Sustentabilidade, elaborado anualmente com base nas diretrizes e padrão da *Global Reporting Initiative* (GRI), metodologia internacionalmente reconhecida desde 2008. O Relatório de Sustentabilidade está disponível no website da Companhia e consolida suas informações de sustentabilidade e de suas controladas no período. Outros instrumentos são também utilizados, focados em públicos ou eventos específicos, com conteúdo mais sintetizados, a citar: Apresentações de Resultados Trimestrais, Relatórios da Administração, Programa de Visitas, informativo interno "Boas Novas", website, entre outros.

b) metodologia seguida na elaboração dessas informações

A Companhia adota as diretrizes da *Global Reporting Initiative* (GRI), versão G4, e tem aderido gradualmente à estrutura do Relato Integrado proposto pelo *International Integrated Reporting Council* (IIRC).

c) auditoria e revisão realizada por entidade independente

O Relatório de Sustentabilidade é verificado e assegurado por entidade independente. Em 2016, a empresa responsável pela verificação e asseguração foi a Ernst & Young Auditores Independentes.

d) página na rede mundial de computadores onde podem ser encontradas essas informações

O Relatório de Sustentabilidade está disponível no website da Companhia: http://www.engieenergia.com.br/wps/portal/internet/sustentabilidade/financas/relatorios-de-sustentabilidade.

7.9 - Outras informações relevantes

Conforme planejado, a Companhia deu início, em 2016, à desmobilização da Usina Termelétrica Charqueadas, no estado do Rio Grande do Sul (RS). Com capacidade instalada de 72 MW, a planta, após 50 anos de operação, foi considerada obsoleta, de modo que os investimentos necessários a uma eventual modernização, além de economicamente inviáveis, não seriam compatíveis com o modelo de negócios da Companhia, dada a perspectiva de descarbonização incorporada nos últimos anos. Assim, a Usina foi desligada em 25 de novembro de 2016 e a desativação efetiva de suas instalações deve ocorrer em 2017.

Em 23 de dezembro de 2016, o Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou a venda das usinas eólicas Beberibe (25,6 MW), no Ceará, e Pedra do Sal (18 MW), no Piauí, bem como da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca (19,8 MW), em Minas Gerais, para a Companhia Energética de Petrolina. A operação integra a estratégia da Companhia de priorizar a expansão em ativos que ofereçam maior grau de sinergia entre si. A conclusão da venda, a ser realizada no decorrer de 2017, está sujeita ao atendimento de determinadas condições previstas em contrato, incluindo a aprovação prévia do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

8.1 - Negócios extraordinários

A Companhia não adquiriu ou alienou nos últimos 3 exercícios sociais qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal de seus negócios.

As informações relativas às operações societárias ocorridas, tais como aquisições ou alienações, estão detalhadas no item "15.7".

8.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

Não houve qualquer alteração significativa na forma de condução dos negócios da Companhia nos últimos 3 exercícios sociais.

8.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais

Não há qualquer contrato relevante celebrado pela Companhia e/ou suas controladas com terceiros que não seja diretamente relacionado com suas atividades operacionais.

8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.

Não existem outras informações relevantes sobre este item "8".

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

Não existem outros bens relevantes do ativo não circulante além daqueles informados nos quadros 9.1.a, 9.1.b e 9.1.c.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
Usina Hidrelétrica São Salvador	Brasil	TO	Paranã	Própria
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	Brasil	MT	Itiquira	Própria
Usina Hidrelétrica Passo Fundo	Brasil	RS	Entre Rios do Sul	Própria
Usina Termelétrica Charqueadas	Brasil	RS	Charqueadas	Própria
Usina Termelétrica Pampa Sul	Brasil	RS	Candiota	Própria
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda	Brasil	SC	Capivari de Baixo	Própria
Usina Termelétrica William Arjona	Brasil	MS	Campo Grande	Própria
Usina de Cogeração Lages	Brasil	SC	Lages	Própria
Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca	Brasil	MG	Caratinga	Própria
Pequena Central Hidrelétrica Rondonópolis	Brasil	MT	Rondonópolis	Própria
Pequena Central Hidrelétrica Eng. José Gelazio da Rocha	Brasil	MT	Rondonópolis	Própria
Parque Eólico Beberibe (área alugada de terceiros)	Brasil	CE	Beberibe	Própria
Parque Eólico Pedra do Sal (área alugada de terceiros)	Brasil	PI	Parnaíba	Própria
Usina Termelétrica Ibitiúva Bioenergética	Brasil	SP	Pitangueiras	Própria
Usina Hidrelétrica Estreito (em consórcio)	Brasil	MA	Estreito	Própria
Parque Eólico Trairí (área alugada de terceiros)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Parque Eólico Fleixeiras I (área alugada de terceiros)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Parque Eólico Mundaú (área alugada de terceiros)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Parque Eólico Guajiru (área alugada de terceiros)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Usina Hidrelétrica Salto Osório	Brasil	PR	Quedas do Iguaçu	Própria
Usina Hidrelétrica Salto Santiago	Brasil	PR	Saudade do Iguaçu	Própria
Usina Hidrelétrica Itá (em consórcio)	Brasil	RS	Aratiba	Própria
Parque Eólico CLWP I (área alugada de terceiros)	Brasil	BA	Sento Sé e Umburanas	Própria
Usina Hidrelétrica Machadinho (em consórcio)	Brasil	SC	Piratuba	Própria
Usina Hidrelétrica Cana Brava	Brasil	GO	Cavalcante	Própria
Usina Termelétrica Ferrari	Brasil	SP	Pirassununga	Própria
Parque Eólico CLWP II (área alugada de terceiros)	Brasil	BA	Sento Sé e Umburanas	Própria
Parque Eólico CLWP III (área alugada de terceiros)	Brasil	BA	Sento Sé e Umburanas	Própria
Parque Eólico CLWP IV (área alugada de terceiros)	Brasil	BA	Sento Sé e Umburanas	Própria
Parque Eólico CLWP V (área alugada de terceiros)	Brasil	BA	Sento Sé e Umburanas	Própria

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
Parque Eólico CLWP VI (área alugada de terceiros)	Brasil	BA	Sento Sé e Umburanas	Própria
Parque Eólico CLWP VII (área alugada de terceiros)	Brasil	BA	Sento Sé e Umburanas	Própria
Parque Eólico CLWP XV (área alugada de terceiros)	Brasil	BA	Sento Sé e Umburanas	Própria
Parque Eólico CLWP XVI (área alugada de terceiros)	Brasil	BA	Sento Sé e Umburanas	Própria
Parque Eólico CLWP XVIII (área alugada de terceiros)	Brasil	BA	Sento Sé e Umburanas	Própria
Parque Eólico CLWP XXI (área alugada de terceiros)	Brasil	BA	Sento Sé e Umburanas	Própria
Parque Eólico Cacimbas (área alugada de terceiros)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Parque Eólico Ouro Verde (área alugada de terceiros)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Parque Eólico Santa Mônica (área alugada de terceiros)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Parque Eólico Estrela (área alugada de terceiros)	Brasil	CE	Trairi	Própria
Usina Fotovoltaica Assú V (área alugada de terceiros)	Brasil	RN	Assú	Própria

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	UHE Salto Santiago - ENGIE Brasil Energia	de 28.09.1998 a 27.09.2028	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Concessões	UHE Itá - ENGIE Brasil Energia/Consórcio Itá	de 28.12.1995 a 16.10.2030	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Concessões	UHE Salto Osório - ENGIE Brasil Energia	de 28.09.1998 a 27.09.2028	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Concessões	UHE Cana Brava - ENGIE Brasil Energia	de 27.08.1998 a 26.08.2033	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Concessões	UHE Estreito - Controlada CEE detém 40,07% / Ceste	de 26.11.2002 a 26.11.2037	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Concessões	UHE Machadinho - ENGIE Brasil Energia/Consórcio Machadinho	de 15.07.1997 a 14.07.2032	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Concessões	UHE São Salvador – ENGIE Brasil Energia	de 23.04.2002 a 22.04.2037	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Concessões	UHE Passo Fundo - ENGIE Brasil Energia	de 28.09.1998 a 27.09.2028	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Concessões	UHE Ponte de Pedra – ENGIE Brasil Energia	de 01.10.1999 a 30.09.2034	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Companhia Energética Estreito (CEE)	08.976.022/0001-01	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	A CEE é detentora de participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia (Ceste), criado em 05.11.2002 para a implantação e exploração da UHE Estreito.	99,990000

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
31/12/2016	5,740000	0,000000	0,00	Valor mercado		
31/12/2015	3,410000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2016	1.100.780.254,26
31/12/2014	0,410000	0,000000	0,00			

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Rentabilidade dos investimentos.

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. (EBC)	04.100.556/0001-00	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Comercialização de energia elétrica no mercado livre de negociação.	99,990000

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
31/12/2016	-41,500000	0,000000	299.999.928,57	Valor mercado		
31/12/2015	5467,710000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2016	136.805.837,51
31/12/2014	-96,790000	0,000000	226.461.627,86			

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Rentabilidade dos investimentos.

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
ENGIE Brasill Energias Complementares Participações Ltda. (ECP)	09.212.990/0001-04	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Participação no capital de outras sociedades que possuam projetos referente a geração de energias complementares.	99,990000

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
31/12/2016	19,590000	0,000000	0,00	Valor mercado		
31/12/2015	44,430000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2016	1.989.941.757,27
31/12/2014	40,620000	0,000000	0,00			

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Rentabilidade dos investimentos.

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21	1891-0	Controlada	Brasil	SP		Geração e comercialização de energia elétrica.	48,750000

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	**Valor contábil - variação %**	**Valor mercado - variação %**	**Montante de dividendos recebidos (Reais)**		**Data**	**Valor (Reais)**		
				Valor mercado				
31/12/2016	-10,800000	0,000000	29.250.000,00	**Valor contábil**	31/12/2016	254.654.839,74		
31/12/2015	-5,360000	0,000000	21.937.500,00					
31/12/2014	-6,650000	0,000000	25.350.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Rentabilidade dos investimentos.								
Lages Bioenergética Ltda. (Lages)	05.210.535/0001-00	-	Controlada	Brasil	SC	Lages	Geração e comercialização de energia elétrica.	99,990000
				Valor mercado				
31/12/2016	-1,850000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	31/12/2016	42.985.056,25		
31/12/2015	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2014	-26,020000	0,000000	26.000.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Rentabilidade dos investimentos.								
Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. (Pampa Sul)	04.739.720/0001-24	-	Controlada	Brasil	SC	Florianópolis	Participação em projetos de geração. Sem atividade até o momento.	99,990000
				Valor mercado				
31/12/2016	136,360000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	31/12/2016	833.923.991,38		
31/12/2015	2356,780000	0,000000	0,00					
31/12/2014	1159,710000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
Desenvolvimento de um novo negócio.								

9.2 - Outras informações relevantes

a) informações complementares ao quadro 9.1.a

Conforme planejado, a Companhia deu início, em 2016, à desmobilização da Usina Termelétrica Charqueadas, no Rio Grande do Sul. Com capacidade instalada de 72 MW, a planta, após mais de 50 anos de operação, foi considerada obsoleta, de modo que os investimentos necessários a uma eventual modernização, além de economicamente inviáveis, não seriam compatíveis com o modelo de negócios da Companhia, dada a perspectiva de descarbonização. Assim, a Usina foi desligada em 25 de novembro de 2016 e a desativação efetiva de suas instalações deve ocorrer em 2017.

Em reunião realizada em 23.12.2016, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a alienação das participações societárias detidas pela Companhia e pela sua controlada direta ECP nas sociedades : (i) Eólica Beberibe S.A; (ii) Eólica Pedra do Sal S.A.; e (iii) Hidrelétrica Areia Branca S.A. A conclusão da operação está sujeita ao atendimento de determinadas condições precedentes previstas no contrato de compra e venda de ações, incluindo a aprovação prévia do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e da Aneel.

b) informações complementares ao quadro 9.1.b

9.1.b.ii. eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos

Conforme mencionado anteriormente no item 7.5.a deste formulário, a Lei de Concessões estabelece, entre outras disposições, as condições que a concessionária deve cumprir ao fornecer serviços de energia, os direitos dos consumidores e as obrigações da concessionária e do Poder Concedente. Ademais, a concessionária deverá cumprir o regulamento vigente do setor elétrico. Os principais dispositivos da Lei de Concessões estão resumidos como segue:

- serviço adequado: a concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação, modicidade nas tarifas e acesso ao serviço;
- servidões: o Poder Concedente pode declarar os bens necessários à execução do serviço ou obra pública de necessidade ou utilidade pública para fins de instituição de servidão administrativa, em benefício de uma concessionária, sendo que, neste caso, a responsabilidade pelas indenizações cabíveis é da concessionária;
- responsabilidade objetiva: a concessionária é responsável por todos os danos diretos ou indiretos resultantes da prestação de seus serviços, independentemente de sua culpa;
- alterações na participação controladora: o Poder Concedente deve aprovar qualquer alteração direta ou indireta de participação controladora na concessionária;
- intervenção pelo Poder Concedente: o Poder Concedente poderá intervir na concessão, por meio de processo administrativo, a fim de garantir o desempenho adequado dos serviços e o cumprimento integral das disposições contratuais, regulatórias e legais pertinentes, caso a concessionária deixe de cumprir com suas obrigações;

9.2 - Outras informações relevantes

- término antecipado da concessão: o término do contrato de concessão poderá ser antecipado por meio de encampação, caducidade, rescisão, anulação e/ou falência ou extinção da empresa concessionária e falecimento ou incapacidade do titular, no caso de empresa individual; sendo que a encampação consiste no término prematuro de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público, mediante indenização; a caducidade consiste na retomada da atividade e de bens concedidos pelo Poder Concedente após processo administrativo com todos os direitos e garantias atinentes ao "devido processo legal", no qual reste comprovado que a concessionária, sem justificativa: (i) deixou de prestar serviço de forma adequada ou completa, tendo por base as normas, critérios, indicadores e parâmetros definidores da qualidade do serviço; (ii) deixou de cumprir adequadamente com suas obrigações estipuladas no contrato de concessão ou disposições legais ou regulamentares concernentes à concessão; (iii) paralisou o serviço ou concorreu para tanto, ressalvadas as hipóteses decorrentes de caso fortuito ou de força maior; (iv) não tem mais capacidade técnica financeira ou econômica para fornecer serviços adequados; (v) não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo Poder Concedente; (vi) não atendeu intimação do Poder Concedente no sentido de regularizar a prestação do serviço; e (vii) foi condenada em sentença transitada em julgado por sonegação de tributos, inclusive contribuições. A concessionária tem direito à indenização, a *posteriori*, por seus investimentos em ativos reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados, após dedução de quaisquer multas e danos devidos pela concessionária. Por fim, a rescisão contratual pode ser feita de comum acordo entre as partes ou em decorrência de decisão judicial irrecorrível, proferida em processo interposto pelo concessionário;
- reversão no advento do termo contratual: a reversão no advento do termo contratual será feita com a indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido; e
- produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor: no final do prazo da concessão ou autorização, os bens e as instalações realizados para a geração independente e para a autoprodução de energia elétrica em aproveitamento hidráulico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados. Para determinação do montante da indenização a ser paga, serão considerados os valores dos investimentos posteriores, aprovados e realizados, não previstos no projeto original e a depreciação apurada por auditoria do Poder Concedente. No caso de Usinas Termelétricas, não será devida indenização dos investimentos realizados, assegurando-se, porém, ao produtor independente ou ao autoprodutor remover as instalações.

9.1.b.iii. possíveis consequências da perda de tais direitos para a Companhia

Os Contratos de Concessão dispõem que cada concessão poderá ser extinta antes do seu vencimento: (i) em caso de encampação pelo Poder Concedente por motivo de interesse público; (ii) em caso de caducidade da concessão (nos termos dos Contratos de Concessão); ou (iii) no caso de descumprimento pela Companhia de suas obrigações previstas nos Contratos de Concessão e na legislação e regulamentação aplicáveis, caso em que será declarada a extinção da concessão. A Companhia também pode requerer a extinção das concessões em caso de descumprimento pelo Poder Concedente de suas obrigações, mas para tanto é necessária uma ação judicial específica.

9.2 - Outras informações relevantes

A indenização a que a Companhia tem direito no caso de extinção da concessão pode não ser suficiente para recuperar o valor integral de certos ativos. Além disso, caso qualquer dos contratos de concessão seja rescindido em virtude de descumprimento das obrigações da Companhia, o valor efetivo de compensação a ser paga pelo Poder Concedente pode ser reduzido de maneira significativa, por meio da imposição de multas ou outras penalidades. Assim, o término antecipado dos Contratos de Concessão, em conjunto ou individualmente, por qualquer motivo, teria efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia, bem como no preço de mercado dos valores mobiliários emitidos por ela.

Da mesma forma, de acordo com a legislação em vigor, no caso de descumprimento pela Companhia dos termos das autorizações que permitem o funcionamento de suas Usinas Termelétricas, bem como da legislação em vigor, a respectiva autorização pode ser cassada, fato que, em conjunto ou individualmente, por qualquer motivo teria efeito substancial adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos por ela.

Adicionalmente, cabe informar que a Companhia não tem nenhuma patente, licença, franquia ou contrato de tecnologia.

Em complemento ao quadro 9.1.b, segue a relação das autorizações detidas:

9.2 - Outras informações relevantes

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Autorizações	Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (Autorizações) - ENGIE Brasil Energia	de 28.09.1998 a 27.09.2028	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	UTE William Arjona (Autorizações) - ENGIE Brasil Energia	de 02.06.2000 a 28.04.2029	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha (Autorizações) – Controlada indireta Hidropower	de 19.12.2002 a 18.12.2032	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	PCH Rondonópolis (Autorizações) – Controlada indireta Tupan	de 19.12.2002 a 18.12.2032	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	PCH Areia Branca (Autorizações) – Controlada indireta Areia Branca (*)	de 03.05.2000 a 02.05.2030	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Unidade de Cogeração Lages (Autorizações) – Controlada Lages	de 30.10.2002 a 29.10.2032	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	UTE Ibitiúva Bioenergética (Autorizações) - Consórcio Andrade	de 06.04.2000 a 05.04.2030	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica Beberibe (Autorizações) – Controlada indireta Beberibe (*)	de 04.08.2003 a 03.08.2033	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica Pedra do Sal (Autorizações) – Controlada indireta Pedra do Sal (*)	de 02.10.2002 a 01.10.2032	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário

(*) O Conselho de Administração da Companhia aprovou a venda destas usinas em janeiro de 2017, porém a conclusão da operação depende da aprovação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), do BNDES e da ANEEL.

9.2 - Outras informações relevantes

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Autorizações	Eólica Trairí (Autorizações) – Controlada indireta Trairí	de 29.09.2011 a 28.09.2041	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica Fleixeiras I (Autorizações) – Controlada indireta Fleixeiras I	de 27.09.2011 a 26.09.2041	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica Mundaú (Autorizações) – Controlada indireta Mundaú	de 27.09.2011 a 26.09.2041	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica Guajiru (Autorizações) – Controlada indireta Guajiru	de 29.09.2011 a 28.09.2041	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	UTE Ferrari (Autorizações) – Controlada indireta Ferrari	de 27.07.2007 a 26.07.2042	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	UTE Pampa Sul (Autorizações) – Controlada Pampa Sul	de 31.03.2015 a 30.03.2050	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica Santa Mônica (Autorizações) – Controlada indireta Santa Mônica	de 26.01.2015 a 25.01.2045	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica Ouro Verde (Autorizações) – Controlada indireta Ouro Verde	de 23.01.2015 a 22.01.2045	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica Estrela (Autorizações) – Controlada indireta Estrela	de 05.02.2015 a 04.02.2045	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica Cacimbas (Autorizações) – Controlada indireta Cacimbas	de 05.02.2015 a 04.02.2045	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário

9.2 - Outras informações relevantes

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Autorizações	Eólica CLWP III (Autorizações) – Controlada indireta CLWP III	de 02.07.2015 a 02.07.2050	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica CLWP IV (Autorizações) – Controlada indireta CLWP IV	de 02.07.2015 a 02.07.2050	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica CLWP V (Autorizações) – Controlada indireta CLWP V	de 03.08.2015 a 03.08.2050	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica CLWP VI (Autorizações) – Controlada indireta CLWP VI	de 02.07.2015 a 02.07.2050	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica CLWP VII (Autorizações) – Controlada indireta CLWP VII	de 02.07.2015 a 02.07.2050	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Eólica CLWP XXI (Autorizações) – Controlada indireta CLWP XXI	de 03.08.2015 a 03.08.2050	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário
Autorizações	Central Fotovoltaica Assú V(Autorizações) – Controlada indireta Assú V	De 07.06.2016 a 07.06.2051	Vide descrição no item 9.2 deste formulário	Vide descrição no item 9.2 deste formulário

c) informações complementares ao quadro 9.1.c.

A Companhia considera como não aplicável o preenchimento do campo "Valor de mercado" no quadro 9.1.c em razão das sociedades relacionadas não possuírem ações negociadas em mercados organizados de valores mobiliários.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

a. condições financeiras e patrimoniais gerais

Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2016

O ano de 2016 foi marcado por momentos de mudanças na Companhia, com a finalidade de integração estratégica proposta por sua Controladora. O novo nome adotado – ENGIE e, por consequência, nova marca são parte desse processo para adequação à transição energética no setor de energia elétrica a nível global, que desenha o futuro deste âmbito em três eixos fundamentais: descarbonização, descentralização e digitalização.

As principais áreas de atuação da Companhia continuam sendo a geração centralizada, priorizando as fontes renováveis, e a comercialização de energia, ao mesmo tempo em que busca, cada vez mais, oferecer soluções integradas e inovadoras à pessoas, empresas e cidades. Em 2016, o ingresso no segmento de geração solar distribuída, por meio da controlada ENGIE Geração Solar Distribuída S.A., representa um passo importante nesse sentido.

Ao longo de 2016, a economia brasileira deu sequência à desaceleração registrada no ano anterior, sendo verificada instabilidade política e recessão econômica no País. O Produto Interno Bruto (PIB) sofreu retração de 3,6% quando comparado ao de 2015, sendo a primeira vez que o país registrou dois anos seguidos de retração no nível de atividade da economia – a série histórica oficial teve início em 1948. No ano passado, o recuo foi de 3,8%, o maior em 25 anos.

De acordo com o IBGE, o país fechou o ano com a inflação oficial de 6,29% – no teto da meta do governo, puxada principalmente pelos preços de alimentos. O déficit primário acumulado do setor público, segundo o Bacen, alcançou R$ 154,255 bilhões. Esse valor representa 2,4% do Produto Interno Bruto (PIB) e é o pior da série histórica. Em 2015, as contas do governo central haviam ficado negativas em R$ 114,741 bilhões ou 1,9% do PIB. O dólar comercial fechou 2016 em queda de 17,69% frente ao real, cotado a R$ 3,2497, a primeira queda anual desde 2010.

O contexto recessivo da economia refletiu diretamente na demanda de energia elétrica no país. Conforme a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo de eletricidade totalizou 460.001 GWh em 2016, queda de 0,9% em relação a 2015. O setor residencial representou 132.893 GWh deste total, sendo o único a registrar aumento no ano, de 1,4%. Por outro lado, o consumo médio nas residências termina o ano praticamente estável (160 kWh/mês frente aos 161 kWh/mês do fim de 2015). Os setores comercial e industrial registraram no ano consumo de 88.185 GWh (-2,5%) e 164,034 GWh (-2,9%), respectivamente. Por regiões, os destaques negativos ficam por conta do Sudeste e do Centro-Oeste, com quedas de 1,8% e 1,0% em comparação a 2015. Nordeste e Sul tiveram um resultado praticamente estável, ambos com -0,3% e a região Norte se destacou positivamente, com crescimento de 2,0%.

O cenário hidrológico de 2016 foi ainda mais restritivo do que em 2015 no que se refere a vazões afluentes às usinas hidrelétricas. Tanto o subsistema Norte quanto o Nordeste tiveram o segundo pior ano de seus respectivos históricos. Porém, as elevadas afluências no Sudeste e no Centro-Oeste em janeiro de 2016, associadas às afluências regulares no Sul na maior parte do ano e a uma significativa recessão no consumo de energia elétrica, acabaram fazendo com que o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) ficasse relativamente baixo no período.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

A Companhia, no ano de 2016, obteve lucro líquido consolidado de R$ 1.548 milhões, valor 3,1% ou R$ 47 milhões superior ao exercício de 2015. O EBITDA alcançado pela Companhia foi de R$ 3.176 milhões, um aumento de 2,0% ou R$ 61 milhões se comparado ao ano de 2015. A margem EBITDA avançou 1,5 p.p., passando de 47,8% em 2015 para 49,3% em 2016. Esse desempenho se deve, essencialmente, à combinação do que segue: (i) efeito negativo líquido das transações na CCEE em consequência principalmente: (i.i) da redução do efeito negativo do GSF; (i.ii) do menor excedente de energia liquidado na CCEE; (i.iii) da elevação da exposição termelétrica; (i.iv) da maior exposição à diferença de preço de submercado; e (i.v) da redução de receita no Mercado de Realocação de Energia – MRE; (ii) da queda do consumo e redução de quantidades contratadas com clientes industriais; (iii) do declínio no volume de compras de energia para revenda; e (iv) da redução do custo com combustível para geração de energia — em virtude do menor despacho termelétrico

Os fatores a seguir citados sustentam as condições patrimonial e financeira favoráveis da Companhia:

- Geração de lucro crescente – No ano de 2016, a Companhia apresentou crescimento consistente de seus resultados, mesmo diante do cenário de crise econômica. O lucro líquido consolidado do exercício de 2016 foi de R$ 1.548 milhões.
- Forte geração de caixa operacional – O EBITDA consolidado, cujo conceito é lucro líquido mais imposto de renda e contribuição social, despesas financeiras líquidas e depreciação e amortização, no ano de 2016 alcançou R$ 3.176 milhões. A margem EBTIDA atingiu 49,3%.
- Manutenção do baixo nível de endividamento – A relação "Endividamento total / EBITDA" em 31.12.2016 foi de 1,0 vez e o "Endividamento líquido / EBITDA", na mesma data, foi de 0,3 vez. Os empréstimos em dólares norte-americanos foram integralmente liquidados no ano de 2016 e estavam protegidos na sua totalidade contra a variação cambial através de operação de *swap* para o CDI.
- Classificação de risco (*rating*) – Em 2016, a agência Fitch Ratings rebaixou o Rating Internacional em moeda estrangeira da Companhia de "BBB-" para "BB+", ainda um nível acima do *rating* soberano, com perspectiva negativa. Não houve alteração no Rating Nacional de Longo Prazo, que permanece "AAA (bra)", com perspectiva estável.
- Reduzido nível de inadimplência – Resultado do rigoroso processo de análise de crédito e da diversificação do portfólio de clientes da Companhia.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Implantação de novas usinas – O plano de expansão da Companhia segue de acordo com o planejado e, em 31 de dezembro de 2016, há 762,8 MW em construção que devem estar em total operação até o início de 2019. O Complexo Eólico Santa Mônica, localizado no município de Trairi, estado do Ceará, é composto por quatro usinas, que adicionarão um total de 97,2 MW ao parque gerador da Companhia, das quais duas iniciaram operação comercial em 2016, a última parcial. A expectativa é que todo o Complexo esteja em operação ainda no primeiro semestre de 2017, adicionando 59,4 MW ao parque gerador. A Usina Termelétrica Pampa Sul, localizada no município de Candiota, estado do Rio Grande do Sul, utilizará como combustível para geração de energia o carvão mineral da jazida situada na região e terá capacidade instalada de 340 MW. Ao final de 2016, a obra atingiu progresso acumulado de 47%. O Complexo Eólico Campo Largo – Fase I, localizado nos municípios de Umburanas e Sento Sé, estado da Bahia, terá capacidade instalada de 326,7 MW. Em setembro de 2016, iniciaram-se os serviços na área do alojamento e em novembro, o Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (Inema) emitiu a Licença de Instalação do último parque do Complexo. A previsão é de que a operação comercial inicie parcialmente em 2018. A Central Fotovoltaica Assú V, com capacidade instalada de 36,7 MW, será implantado em Assú, estado do Rio Grande do Norte. O empreendimento está em fase de licenciamento ambiental, sendo que as obras terão início em 2017. A previsão é que a operação seja iniciada em dezembro do mesmo ano.
- Expansão – A Companhia vem diversificando sua matriz energética e os mercados regionais de atuação, com prioridade para fontes renováveis de energia. Assim, permanece atenta a oportunidades de expansão em diferentes regiões brasileiras, desde que compatíveis com os requisitos de sustentabilidade nas esferas econômica, social e ambiental. O grande marco do grupo ENGIE no Brasil no ano foi a inauguração, em dezembro, da Usina Hidrelétrica de Jirau, localizada no Rio Madeira, em Rondônia, com capacidade instalada total de 3.750 MW. A ENGIE Brasil Participações, controladora da Companhia, possui 40% de participação no empreendimento. O início do processo de transferência dessa participação para a Companhia está previsto para 2017, em uma operação que contará com o envolvimento do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas.
- Alienação de ativos – Em dezembro de 2016, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a venda das usinas eólicas Beberibe (25,6 MW), no Ceará, e Pedra do Sal (18 MW), no Piauí, bem como da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca (19,8 MW), em Minas Gerais, para a Companhia Energética de Petrolina. A operação integra a estratégia da Companhia de priorizar a expansão em ativos que ofereçam maior grau de sinergia entre si. A conclusão da venda, a ser realizada no decorrer de 2017, está sujeita ao atendimento de determinadas condições previstas em contrato, incluindo a aprovação prévia do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Em 15.02.2017, a Companhia comunicou a seus acionistas e ao mercado em geral que mandatou o Banco Morgan Stanley S.A. para prestar assessoria financeira em uma sondagem de mercado, não vinculante, visando identificar potenciais compradores para seus ativos de geração de energia a carvão: (i) Complexo Termelétrico Jorge Lacerda – com capacidade instalada de 857 MW; e (ii) Usina Termelétrica Pampa Sul – usina em construção que terá capacidade instalada de 340 MW e previsão de entrada em operação comercial no final de 2018. A potencial Operação está em linha com a estratégia de descarbonização da ENGIE em todo o mundo, focada em atividades de baixa emissão de carbono, como geração de energia renovável, gás natural e infraestrutura.

- Remuneração aos acionistas sem descapitalização financeira e alinhada às estratégias e aos planos de investimentos da Companhia – No ano de 2016 os dividendos propostos corresponderam a 100% do lucro líquido distribuível da Companhia.
- Permanência da Companhia no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBOVESPA – A Companhia participa desse índice desde a sua primeira edição em 2005.
- Valorização da cotação das ações da Companhia – As ações da Companhia apresentaram no ano de 2016 valorização de 9,9%, abaixo do Índice do Setor Elétrico (IEEX) e o Ibovespa em 45,6% e 38,9%, respectivamente.

Ao fim de 2016, a Companhia possuía capacidade instalada de 6.999,3 MW e operava um parque gerador de 8.720,0 MW. A capacidade instalada alcançada ao fim de 2016 representa uma redução de 45,0 MW em relação ao ano anterior. Tal redução se deu com a desmobilização dos ativos da Usina Termelétrica Charqueadas, representando 72 MW de capacidade instalada, em virtude, após 50 anos de operação, da inviabilidade econômica da usina aliada ao aumento do custo de combustível em razão da mudança do critério de reembolso estabelecido na legislação. Esse decréscimo foi parcialmente atenuado pelo início da operação comercial dos parques eólicos Santa Mônica e Cacimbas, o último parcialmente, cuja capacidade instalada é de 18,9 MW e 8,1 MW em 31 de dezembro de 2016, respectivamente, pertencentes ao Complexo Eólico Santa Mônica, composto também pelos parques eólicos Estrela e Ouro Verde, localizados no município de Trairi, estado do Ceará.

Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2015

O ano de 2015 foi marcado pelo agravamento da crise econômica no País. O Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), responsável pelo cálculo oficial do Produto Interno Bruto (PIB), apurou retração desse índice de 3,8%. A inflação, conforme o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), acumulada no ano foi de 10,7%, 4,2 pontos percentuais acima do teto da meta inflacionária fixada pelo Banco Central (Bacen), de 6,5%. Adicionalmente, o real foi substancialmente desvalorizado em relação ao dólar: a moeda americana foi cotada em R$ 3,92 ao final de 2015, representando alta de 47,5% em relação ao fechamento de 2014.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Como nos últimos anos, em 2015 o setor elétrico nacional sofreu influência da baixa hidrologia. O potencial hidrológico do país é indiscutível: em 2015, as usinas hidrelétricas representaram 65% da capacidade instalada. Associados a esse potencial estão o baixo custo de geração, além do nível reduzido de emissões atmosféricas da geração hidrelétrica quando comparada à geração térmica convencional. Entretanto, eventos climáticos extremos, frequentes nos últimos anos, apontam para a necessidade de ajustes no planejamento e na operação do setor elétrico brasileiro. A alteração que se observa no regime de chuvas demonstra que não é possível manter apenas a fonte hidráulica na base do sistema. Em 2015, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo de energia elétrica registrou queda de 2,5%, haja vista a redução da atividade econômica no País. Desta forma, os impactos negativos resultantes dos eventos climáticos foram reduzidos pela diminuição do consumo de energia elétrica.

A Companhia, no ano de 2015, obteve lucro líquido consolidado de R$ 1.501 milhões, valor 8,5% ou R$ 118 milhões superior ao exercício de 2014. O EBITDA alcançado pela Companhia foi de R$ 3.115 milhões, um aumento de 7,6% ou R$ 220 milhões se comparado ao ano de 2014. Esses resultados se devem, sobretudo, à estratégia adequada de redução da exposição aos altos preços do mercado de curto prazo no início do ano, de alocação mensal da energia contratada e de manutenção do parque gerador. O alcance desses números em um cenário de retração da economia e eventos climáticos adversos demonstra a resiliência da Companhia e a confiança que o mercado lhe confere.

Os fatores a seguir citados sustentam as condições patrimonial e financeira favoráveis da Companhia:

- Geração de lucro crescente – No ano de 2015, a Companhia apresentou crescimento consistente de seus resultados, mesmo diante do cenário de crise econômica. O lucro líquido consolidado do exercício de 2015 foi de R$ 1.501 milhões.
- Forte geração de caixa operacional – O EBITDA consolidado, cujo conceito é lucro líquido mais imposto de renda e contribuição social, despesas financeiras líquidas e depreciação e amortização, no ano de 2015 alcançou R$ 3.115 milhões. A margem EBTIDA atingiu 47,8%.
- Manutenção do baixo nível de endividamento – A relação "Endividamento total / EBITDA" em 31.12.2015 foi de 1,2 vezes e o "Endividamento líquido / EBITDA", na mesma data, foi de 0,4 vezes. Em 31.12.2015, a dívida denominada em moeda estrangeira – 34% do total, estava integralmente protegida contra a variação cambial por operações de *swap*.
- Classificação de risco (*rating*) – Em dezembro de 2015, a Fitch Ratings rebaixou o Rating Internacional em moeda estrangeira da Companhia de "BBB" para "BBB-", com perspectiva negativa, ato contínuo ao rebaixamento do *rating* soberano do Brasil. Não houve alteração no Rating Nacional de Longo Prazo, que permanece "AAA(bra)", com perspectiva estável. Em 17.02.2016, a Standard & Poor's rebaixou o *rating* de crédito corporativo de longo prazo, atribuído na Escala Nacional Brasil à Companhia, de "brAAA" para "brAA", o qual havia sido reafirmado em dezembro de 2015, em função do rebaixamento do *rating* soberano do País para "brAA-". Cabe ressaltar que apesar do rebaixamento do *rating* pela S&P, a companhia manteve seu *rating* um grau acima do *rating* soberano em moeda local. Ao mesmo tempo, essa agência reafirmou o *rating* de curto prazo "brA1". Posteriormente, a pedido da Companhia, os *ratings* foram retirados da agência Standard &Poor's.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Reduzido nível de inadimplência – Resultado do rigoroso processo de análise de crédito e da diversificação do portfólio de clientes da Companhia.
- Crescimento sustentado – Ao fim de 2015, a Companhia possuía capacidade instalada de 7.044,3 MW e operava um parque gerador de 8.765,0 MW, mantendo-se, desta forma, como a maior geradora privada de energia do Brasil. A capacidade instalada alcançada ao fim de 2015 representa um aumento de 17,1 MW em relação ao ano anterior. Tal crescimento se deu com a finalização das obras de expansão da Usina Termelétrica Ferrari, iniciadas em 2014, e a inclusão do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Eólico de Tubarão, os quais agregaram, respectivamente, 15,0 MW e 2,1 MW ao parque gerador da Companhia. A Companhia permanece atenta, diretamente ou por meio de sua controladora ENGIE Brasil Participações, a oportunidades de expansão em todo o Brasil, desde que atendam aos requisitos de viabilidade econômica e de conformidade com o conceito de sustentabilidade.
- Implantação de novas usinas – Conforme anteriormente citado, a Companhia está em processo de implantação do Complexo Eólico Santa Mônica, iniciado em 2015, que acrescentará 97,2 MW a capacidade instalada da Companhia e sua entrada em operação plena está prevista para o primeiro semestre de 2017. Em junho e outubro de 2015, a Companhia adquiriu os direitos de desenvolvimento das fases II e III-A do Complexo Eólico Santo Agostinho, compostas por 11 Sociedades de Propósito Específico (SPE) que acrescentarão à capacidade instalada da Companhia, aproximadamente, 250 MW. Ainda em junho de 2015, o Ibama emitiu Licença de Instalação para a Usina Termelétrica Pampa Sul, a qual terá capacidade instalada de 340 MW e, conforme retro mencionado, está em fase de implantação.
- Comercialização de energia em leilão promovido pela Aneel – A Companhia comercializou, em agosto de 2015, por meio do Complexo Eólico Santa Mônica, 46,0 MW médios no Leilão de Geração promovido pela Aneel, a preço médio de venda de R$ 188,45/MWh, pelo prazo de 20 anos. A energia negociada no leilão terá início de suprimento em 01.01.2018.
- Remuneração aos acionistas sem descapitalização financeira e alinhada às estratégias e aos planos de investimentos da Companhia – No ano de 2015 os dividendos propostos corresponderam a 55% do lucro líquido distribuível da Companhia.
- Permanência da Companhia no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBOVESPA.
- Valorização da cotação das ações da Companhia – As ações da Companhia apresentaram no ano de 2015 valorização de 2,3%, enquanto o índice do setor elétrico (IEE) e o Ibovespa retraíram, nesse mesmo período, 8,7% e 13,3%, respectivamente, reflexo das incertezas políticas e econômicas vivenciadas pelo Brasil.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2014

Em 2014, ano marcado por uma severa estiagem, a Companhia manteve sua trajetória de resultados consistentes. Seu EBITDA e lucro líquido consolidado foram de R$ 2.895 milhões e R$ 1.383 milhões, respectivamente, um pouco inferiores aos alcançados em 2013, que foram de R$ 3.043 e R$ 1.437, respectivamente, a despeito da considerável elevação dos custos nas transações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para repor a energia elétrica que não foi possível gerar. O crescimento destes custos decorreu, substancialmente, da maior exposição da Companhia na CCEE em razão, principalmente, dos efeitos do maior fator de ajuste da garantia física, o GSF (*Generation Scaling Factor*), que ocorre quando a geração das usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é inferior à garantia física das usinas. Esta exposição foi agravada pelo aumento substancial do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que passou do valor médio de R$ 258,19 em 2013 para R$ 675,81 em 2014.

A diversidade de suas fontes, aliada à gestão coordenada do planejamento e controle da oferta, do portfólio de contratos e da manutenção das usinas, permitiu à Companhia melhor enfrentar os desafios decorrentes da escassez de chuvas, confirmando a resiliência apontada pelo mercado como um dos seus principais diferenciais. Também contribuíram para o resultado esforços bem-sucedidos nas áreas tributária, regulatória e legal, que propiciaram ganhos não recorrentes, sem os quais o EBITDA e o lucro líquido consolidado teriam sido 13,0% e 17,7%, respectivamente, menores que os de 2013.

Os fatores a seguir citados sustentam as condições patrimonial e financeira favoráveis da Companhia:

- Geração de elevadas margens de lucro – O lucro líquido do exercício de 2014 atingiu R$ 1.383 milhões. Os efeitos dos eventos retro mencionados afetaram negativamente o lucro do exercício.
- Consistente geração de caixa operacional – O EBITDA consolidado alcançou R$ 2.895 milhões no ano de 2014, 4,9% inferior ao de 2013. A margem EBITDA ficou em 44,7%.
- Baixo nível de endividamento – A relação "Endividamento total / EBITDA" em 31.12.2014 foi de 1,4 vezes e o "Endividamento líquido / EBITDA", na mesma data, foi de 0,8 vezes. Do total da dívida no final do exercício de 2014, 29,9% estava denominada em moeda estrangeira, a qual estava integralmente protegida por operações de *swap* contra a variação cambial.
- Manutenção da classificação de risco (*rating*) – Fitch Ratings: (i) Internacional - "BBB", e (ii) Nacional de Longo Prazo e da Segunda Emissão de Debêntures - "AAA(bra)"; Standard & Poor's: (i) Crédito corporativo de longo prazo, na escala nacional Brasil – "brAAA", e (ii) Crédito corporativo de curto prazo – "brA-1".
- Reduzido nível de inadimplência – Essa condição é resultado do rígido processo de análise de crédito e da diversificação do portfólio de clientes da Companhia.
- Crescimento sustentado – A expansão total da capacidade instalada da Companhia no ano foi de 128,5 MW, por meio da aquisição do parque gerador da Usina Termelétrica Ferrari, localizada em São Paulo, de 65,5 MW, e da entrada em operação das centrais eólicas Fleixeiras I e Mundaú, no Ceará – ambas de 30,0 MW e pertencentes ao Complexo Eólico Trairi – e da Usina Eólica Solar Cidade Azul, de 3,0 MW de pico, em Santa Catarina.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Comercialização de energia em leilão promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) – A Companhia foi vitoriosa no leilão de energia nova para entrega a partir de 2019, promovido pela Aneel, em novembro de 2014, quando foram comercializados 386,9 MW médios de energia de três plantas: o Complexo Eólico Campo Largo (82,6 MW médios), a termelétrica a carvão Pampa Sul (294,5 MW médios) e a termelétrica a biomassa Ferrari (9,8 MW médios).
- Contratos de construção de usinas – Em 2014, a Companhia firmou contratos de construção das usinas pertencentes ao Complexo Eólico Santa Mônica, Usina Termelétrica Pampa Sul e Complexo Eólico Campo Largo.
- Remuneração aos acionistas sem descapitalização financeira e alinhada às estratégias e aos planos de investimentos da Companhia – No ano de 2014 os dividendos propostos corresponderam a 55% do lucro líquido distribuível da Companhia.
- Manutenção da Companhia no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBOVESPA.
- Desvalorização da cotação das ações da Companhia – Ao longo do ano, as ações da Companhia registraram desvalorização de 1,3%, em relação a 2013, refletindo as incertezas do cenário macroeconômico e do setor elétrico, enquanto as ações que compõem o Ibovespa recuaram 2,9%.

b. estrutura de capital

A Administração entende que a Companhia possui estrutura de capital com nível baixo de alavancagem financeira, o que possibilita a execução de sua estratégia de crescimento nos próximos anos.

O negócio da Companhia apresenta uma elevada geração operacional de caixa, principalmente em função de sua elevada margem, resultado da característica intensiva em capital da atividade de geração de energia e dos rígidos controles de custos e despesas realizados pela Administração da Companhia.

Os principais componentes da estrutura de capital da Companhia são os seguintes:

Valores em R$ milhões	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2014
Endividamento bruto[1]	3.089	3.759	3.989
(-) Caixa e equivalente de caixa e depósitos vinculados	1.996	2.544	1.751
Endividamento líquido	1.093	1.215	2.238
Endividamento de longo prazo (% do total do endividamento)	90,3%	67,4%	89,3%
Patrimônio líquido	6.614	6.642	5.655
Grau de alavancagem[2]	14,2%	15,5%	28,4%
Composição da estrutura de capital:			
- Capital próprio (patrimônio líquido / passivo total)	45,9%	43,4%	41,5%
- Capital de terceiros (passivo circulante e não circulante / passivo total)	54,1%	56,6%	58,5%

O reduzido nível de endividamento e a baixa alavancagem garantem uma situação de liquidez confortável à Companhia.

1 Contempla os empréstimos, os financiamentos e as debêntures, considerando os efeitos dos *hedges*.
2 Endividamento líquido / (Endividamento líquido + Patrimônio líquido)

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

A Companhia, considerando o seu perfil do endividamento e a sua posição de liquidez, em situações normais de mercado, possui plenas condições para honrar as obrigações de curto e médio prazo hoje existentes, bem como para continuar expandindo seus investimentos. Os Administradores entendem ainda que, em condições normais de mercado, a sólida geração de caixa confere à Companhia margem de conforto para honrar todas as obrigações de longo prazo existentes.

No quadro a seguir estão listados os principais indicadores de capacidade de pagamento da dívida utilizados pela Companhia.

Valores em R$ milhões	**31.12.2016**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
EBITDA	3.176	3.115	2.895
Despesa financeira bruta	753	752	553
Despesa financeira líquida	355	471	346
Endividamento bruto	3.089	3.759	3.989
Endividamento líquido	1.093	1.215	2.238
Endividamento líquido / EBITDA	0,3	0,4	0,8
Endividamento total / EBITDA	1,0	1,2	1,4
EBITDA / Despesa financeira bruta	4,2	4,1	5,2

Nos últimos três exercícios sociais a Companhia honrou suas obrigações assumidas com terceiros, tais como: fornecedores, dividendos, dívidas, concessões a pagar, entre outros.

A classificação de risco (*rating*) da Companhia em 31.12.2016 era feita pela Fitch Ratings.

Em 2016, a agência Fitch Ratings rebaixou o Rating Internacional em moeda estrangeira da Companhia de "BBB-" para "BB+", ainda um nível acima do *rating* soberano, com perspectiva negativa. A revisão da nota da Companhia foi reflexo do rebaixamento do *rating* soberano, divulgado pela Agência, em 05.05.2016. A redução da nota do Brasil reflete a contração econômica mais profunda que a antecipada, o fracasso do governo em estabilizar as perspectivas para as finanças públicas e as incertezas políticas que prejudicam a confiança doméstica e reduzem a governabilidade, assim como a eficiência política. Não houve alteração no Rating Nacional de Longo Prazo, que permanece "AAA(bra)", com perspectiva estável.

d. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

A Companhia utiliza linhas de crédito em instituições financeiras de primeira linha, com a finalidade de suprir uma eventual necessidade de caixa de curto e médio prazo.

Para os projetos de investimento da Companhia, além da utilização de parte de sua geração de caixa, a principal fonte de financiamento é o BNDES, diretamente e/ou por meio de Bancos Repassadores do BNDES. Estas instituições financeiras usualmente oferecem taxa de juros e prazos de pagamento compatíveis com o retorno dos projetos de geração de energia.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Caso o projeto de investimento não seja elegível para financiamento via BNDES, a Companhia pode recorrer a outras fontes de financiamento incentivadas, como o Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE), o Fundo Constitucional de Financiamento do Centro-Oeste (FCO), ao mercado de capitais, por meio da emissão de notas promissórias e/ou debêntures ou outras fontes de financiamento, visando à manutenção de uma estrutura de capital e liquidez adequados. A Companhia avalia constantemente alternativas de financiamento de suas operações.

Nos últimos 3 (três) exercícios sociais, a Companhia utilizou como principal fonte de financiamento para os seus projetos o BNDES e Bancos Repassadores. Nestes contratos, de maneira geral, há uma relação "padrão" para a obtenção destas linhas de créditos, que se situa na faixa de 30% de capital próprio e 70% para itens financiáveis.

e. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez

Em que pese a Administração não preveja qualquer situação de deficiência de liquidez, a Companhia possui linhas de crédito previstas (capital de giro, financiamento de longo prazo e fiança bancária) perante instituições financeiras de primeira linha no montante global de aproximadamente R$ 3,4 bilhões.

Em caso de necessidade de financiamento para capital de giro, a Companhia pretende utilizar linhas de crédito disponíveis no mercado junto a instituições financeiras de primeira linha. Para fins de financiamento de ativos não circulantes, a Companhia pretende utilizar prioritariamente recursos de financiamentos de longo prazo diretamente junto ao BNDES ou por meio de Bancos Repassadores.

Além disso, em razão do elevado *rating* atribuído pela agência de classificação de risco Fitch Ratings, a Companhia tem acesso rápido ao mercado de capitais para eventuais necessidades de levantamento de recursos financeiros.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

f. níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

As principais informações sobre as dívidas contratadas com Instituições Financeiras estão descritas a seguir:

(i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Principais condições das dívidas contratadas

		Condições de pagamento		Valores em R$ milhões		
Empresas / Bancos	**Juros**	**Vencimento**	**Principal e juros**	**31.12.2016**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Controladora:						
Moeda nacional						
Nordic Investment Bank	IPCA + 3,55% a.a.	10.2022	Principal: Mensais Juros: Trimestrais	157	172	161
BNDES – Modernização	TJLP + 2,26% a.a. (a)	07.2020	Principal: Mensais, após 08.2016 Juros: Trimestrais até 08.2016 e posteriormente mensais	203	191	127
BNDES – Usina São Salvador	TJLP + 2,7% a.a. (a)	10.2023	Mensais	112	126	142
Repasse BNDES (Bancos) (b)	TJLP + 3,25% a.a. (a)	10.2023	Mensais	226	255	286
Repasse Finame (Bancos)	3,68% a.a.	11.2024	Mensais	18	21	17
Moeda estrangeira (dólar)						
HSBC USA I	1,3882% a.a. com swap para 99,9% do CDI	08.2015	Principal: 08.2015 Juros: trimestrais	-	-	238
HSBC USA II	1,4294% a.a. com swap para 97% do CDI	03.2016	Principal: 03.2016 Juros: trimestrais	-	387	263
HSBC USA III	1,7871% a.a. com swap para 99% do CDI	10.2016	Principal: 10.2016 Juros: trimestrais	-	307	211
HSBC USA IV	1,8104% a.a. com swap para 98,6% do CDI	12.2016	Principal: 12.2016 Juros: trimestrais	-	191	132
HSBC USA V	1,8471% a.a. com swap para 97% do CDI	12.2016	Principal: 12.2016 Juros: trimestrais	-	38	-
Mizuho Bank	1,7260% a.a. com swap para 96,02% do CDI	12.2016	Principal: 12.2016 Juros: trimestrais	-	341	235
Bank of Tokyo	114,2857% Libor + 0,5486% a.a. com swap para 98% do CDI	12.2016	Principal: 12.2016 Juros: trimestrais	-	188	131

Continua na próxima página

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

		Condições de pagamento		Valores em R$ milhões		
Empresas / Bancos	**Juros**	**Vencimento**	**Principal e juros**	**31.12.2016**	**31.12.2015**	**31.12.2014**
Controladas:						
Hidropower - Banco do Brasil	8,08% a.a.	10.2017	Mensais	3	7	11
Companhia Energética Estreito						
BNDES – Crédito Social	TJLP	06.2018	Mensais	8	14	18
BNDES	TJLP + 1,89% a.a. (a)	09.2029	Mensais	692	736	785
Repasse BNDES (Bancos) (b)	TJLP + 2,95% a.a. (a)	09.2029	Mensais	470	499	534
Ibitiúva						
BNDES (Subcrédito B)	4,5% a.a.	01.2020	Mensais	13	17	21
BNDES (Subcrédito A e C)	TJLP + 2,05% a.a. (a)	01.2021	Mensais	15	19	22
Ferrari						
BNDES	TJLP + 1,91% a.a. (a)	06.2021	Mensais	19	23	27
BNDES Ampliação	TJLP + 1,76% a.a. (a)	07.2032	Principal: Mensais após 08.2016 Juros: Trimestrais até 07.2016 e posteriormente mensais	44	44	-
Repasse BNDES (Bancos) (b)	TJLP + 3,40% a.a. (a)	06.2021	Mensais	8	10	12
Projeto Trairí (c) – BNDES	TJLP + 2,51% a.a. (a)	07.2029	Mensais	296	315	337
Beberibe (d) **-** BNDES	TJLP + 3,5% a.a. (a)	12.2023	Mensais	-	74	80
Pedra do Sal (d) **–** BNDES	TJLP + 1,92% a.a. (a)	12.2023	Mensais	-	50	54
Areia Branca (d) **–** BNDES	TJLP + 2,5% a.a. (a)	06.2024	Mensais	-	41	45

(a) O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal.

(b) Os Bancos são os seguintes: Itaú Unibanco, Itaú BBA, Bradesco, Santander e Votorantim.

(c) Financiamento do Projeto Trairí, composto pelas seguintes empresas: Trairí, Mundaú, Guajiru e Fleixeiras I.

(d) A Companhia concluiu as negociações para a alienação das Usinas Eólicas Beberibe, Pedra do Sal e da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca. A operação foi aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia em 23 de dezembro de 2016, e integra a estratégia de otimização do parque gerador, permitindo a expansão em ativos com maior grau de sinergia entre si. A conclusão da operação está sujeita ao atendimento de determinadas condições precedentes.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Informações adicionais sobre os contratos de empréstimos e financiamentos de valores mais relevantes da Companhia e de suas controladas

Os saldos em 31.12.2016, 31.12.2015 e 31.12.2014 dos contratos abaixo listados se encontram na tabela do item f(i) anteriormente apresentada.

ENGIE Brasil Energia

- Nordic Investment Bank

Em janeiro de 2013, a Companhia assinou contrato de empréstimo junto ao Nordic Investment Bank (NIB), no montante de R$ 143 milhões, correspondentes a US$ 70 milhões. O recebimento ocorreu no dia 22.01.2013, no valor de R$ 142 milhões, líquido dos custos de captação de R$ 1 milhão. O prazo de amortização é de 10 anos, a partir de outubro de 2015, e os encargos financeiros sobre o empréstimo são IPCA + 3,55% ao ano.

- BNDES – Modernização

Em setembro de 2014, a Companhia assinou contrato com o BNDES, no valor de R$ 275 milhões, para financiamento da modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo. Em 31.12.2016, haviam sido liberados R$ 224 milhões. Do total do financiamento, R$ 273 milhões terão juros equivalentes a TJLP + 2,26% e amortizações mensais de agosto de 2016 a julho de 2020 e R$ 2 milhões terão juros correspondentes a TJLP e amortizações mensais de agosto de 2016 a julho de 2020.

- BNDES – Usina Hidrelétrica São Salvador e Repasse BNDES (Bancos)

Em março de 2007, a Companhia Energética São Salvador (“CESS”) contratou com o BNDES e Bancos Repassadores do BNDES – Itaú Unibanco, Bradesco, Santander e Votorantim – financiamento no valor inicial de R$ 570 milhões, para a construção da Usina Hidrelétrica São Salvador. A CESS foi incorporada em dezembro de 2013 pela Companhia.

- Empréstimos tomados em moeda estrangeira

A Companhia contratou, durante os anos de 2013, 2014 e 2015, empréstimos em moeda estrangeira com os bancos HSBC USA, Mizuho Bank e Bank of Tokyo.

Para proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros contra as oscilações do dólar norte-americano, a Companhia contratou operações de *swap* para a totalidade dos empréstimos contratados em moeda estrangeira, com a subsidiária brasileira da mesma instituição financeira. Com isso, será mantida uma posição ativa correspondente à variação do dólar mais juros e uma posição passiva equivalente a variação do CDI. O vencimento do principal e a amortização dos juros dos empréstimos e dos *swaps* ocorrerão exatamente nas mesmas datas. É válido destacar que a Política de Investimentos e Derivativos da Companhia estabelece que a utilização de instrumentos financeiros derivativos fica restrita à proteção de riscos (*hedge*) e deve ser mantida correlação estreita quanto ao perfil da dívida, volumes e prazos.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

As principais condições dos empréstimos e das operações de *swap* eram as seguintes:

		Valor		Empréstimo e posição ativa do *swap*	Posição passiva do *swap*	
Bancos	**Mês/Ano**	**US$ milhões**	**R$ milhões**	**Δ US$ + Juros (a.a.)**	**Δ do CDI**	**Vencimento**
HSBC USA I	08.2013	90	207	1,3882 %	99,9% do CDI	08.2015
HSBC USA II	03.2014	100	231	1,4294 %	97,0% do CDI	03.2016
HSBC USA III	10.2014	80	200	1,7871 %	99,0% do CDI	10.2016
HSBC USA IV	12.2014	50	128	1,8104%.	98,6% do CDI	12.2016
HSBC USA V	01.2016	10	27	1,8471%.	97,0% do CDI	12.2016
Mizuho Bank	12.2014	90	234	1,7260 %	96,02% do CDI	12.2016
Bank of Tokyo	12.2014	50	131	114,2857% da Libor + 0,5486%	98,0% do CDI	12.2016
		470	**1.158**			

Em função das características destes instrumentos financeiros, a Companhia aplicou as regras de contabilidade de *hedge* de valor justo para os seus registros. Assim, tanto o instrumento de *hedge* (*swap*) quanto o empréstimo objeto do *hedge* são mensurados pelo valor justo em contrapartida do resultado, protegendo integralmente a Companhia das oscilações do dólar norte-americano e da taxa de juros.

Os empréstimos em dólares norte-americanos e as respectivas operações de *swap* foram integralmente liquidados no ano de 2016.

Controladas consolidadas na ENGIE Brasil Energia

Os seguintes financiamentos com o BNDES e os Bancos Repassadores do BNDES foram contratados na modalidade *Project Finance*. Para tal, foram constituídas Sociedades de Propósitos Específicos (SPE) para a implantação dos respectivos projetos.

- Companhia Energética Estreito (CEE)

Em março de 2008, a subsidiária CEE assinou contrato de financiamento com o BNDES e com os Bancos Repassadores do BNDES – Itaú Unibanco, Bradesco e Votorantim – no valor original de R$ 1.358 milhões, para a construção da Usina Hidrelétrica Estreito.

- Complexo Eólico Trairí

Em maio de 2012, as controladas indiretas Mundaú, Guajiru, Fleixeiras I e Trairí assinaram financiamento junto ao BNDES destinado à implantação de seus parques eólicos, no estado do Ceará. O montante total financiado foi de R$ 358 milhões.

Garantias dos empréstimos e financiamentos

A Companhia mantém garantia para os empréstimos e financiamentos a seguir descritos. Para os demais empréstimos não há garantias concedidas pela Companhia.

- BNDES – Modernização

As garantias dadas para o contrato firmado com o BNDES para a modernização das usinas Salto Santiago, Passo Fundo e Jorge Lacerda A são cessão fiduciária das receitas provenientes de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR).

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- BNDES e Repasse BNDES (Bancos) – financiamento oriundo da Usina Hidrelétrica São Salvador, incorporado pela Companhia

Devido à incorporação, as garantias do respectivo financiamento foram substituídas por fiança bancária para a parcela do BNDES e para os bancos repassadores foi mantida apenas a conta centralizadora de recebíveis.

- BNDES e Repasse BNDES (Bancos) – Empreendimentos hidrelétricos

Os financiamentos de empreendimentos hidrelétricos têm estas garantias: (a) penhor de direitos emergentes da concessão; (b) penhor de direitos creditórios decorrentes dos contratos de compra e venda de energia elétrica; (c) conta reserva em montante equivalente a três meses do serviço da dívida ou fiança bancária; (d) conta reserva em valor correspondente a três meses das despesas contratuais de operação e manutenção, aplicável às usinas que contratam serviços de terceiros para a execução dessas atividades; e (e) caução da totalidade das ações.

Além dessas garantias, para o contrato da CEE, há também o penhor dos dividendos a serem pagos pela Companhia à sua controladora, ENGIE.

- BNDES – Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), Biomassa e Eólicos

As garantias dos projetos eólicos são estas: (a) alienação fiduciária de bens e equipamentos; (b) totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (c) recebíveis e conta reserva; e (d) fiança corporativa da Companhia.

(ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras

São representadas pelas debêntures emitidas pela Companhia. Em 31.12.2016, 31.12.2015 e 31.12.2014, a Companhia possuía vigentes estas emissões:

			Condições de Pagamento				
	Quantidade	Remuneração	Juros/variação monetária	Principal	Dez/16	Dez/15	Dez/14
5ª Emissão - série única	165.000	IPCA + 6,3% a.a.	Anualmente em dezembro	3 parcelas em 12.2022/23/24	194	181	163
6ª Emissão - Série 1	246.600	IPCA + 6,2621% a.a.	Anualmente em julho	3 Parcelas anuais a partir de 07.2021	251	-	-
6ª Emissão - Série 2	353.400	IPCA + 6,2515% a.a.	Anualmente em julho	3 Parcelas anuais a partir de 07.2024	359	-	-

Informações adicionais sobre as debêntures

- Quinta emissão de debêntures - Série única

Em dezembro de 2014, a Companhia emitiu 165.000 debêntures simples, não conversíveis em ações da emissora, de série única, da espécie quirografária, com valor nominal de R$ 1, perfazendo na data de emissão, o montante total de R$ 165 milhões. Estas debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 6,3% a.a., incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado. O pagamento dessa remuneração é anual, tendo ocorrido o primeiro em 15.12.2015. O principal será amortizado em 3 parcelas anuais, nas datas de 15.12.2022, 15.12.2023 e 15.12.2024.

A liquidação da oferta pública das debêntures ocorreu no dia 23.12.2014 e os recursos obtidos destinam-se a modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os custos das transações incorridos na captação de recursos dessa emissão foram de R$ 3 milhões, os quais foram contabilizados como redução do valor justo inicialmente reconhecido. Dessa forma, a taxa de juros efetiva das debêntures para fins de apropriação da despesa de juros contábil será de 6,4% a.a.

- Sexta emissão de debêntures – Séries 1 e 2

Em julho de 2016, a Companhia emitiu 600.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries, de espécie quirografária, com valor nominal de R$ 1, perfazendo o montante total de R$ 600 milhões, totalizando R$ 586 milhões, líquido dos custos de captação. Estas debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 6,2621% a.a. e 6,2515% a.a. para as Séries 1 e 2, respectivamente, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado. Os pagamentos ocorrerão em 3 parcelas anuais, sendo que o primeiro será a partir de julho de 2021 e julho de 2024 para as Séries 1 e 2, respectivamente. Os recursos obtidos destinam-se à implantação da Usina Termelétrica Pampa Sul.

(iii) grau de subordinação entre as dívidas

A companhia não adota nenhuma política de subordinação entre as obrigações registradas no passivo exigível dos balanços patrimoniais que integram as demonstrações contábeis e, dessa forma, em caso de uma eventual situação de recuperação judicial, a Companhia adotará os preceitos da Lei nº 11.101/05, e suas alterações posteriores, para compor a ordem de preferência em concurso universal de credores.

(iv) eventuais restrições impostas à Companhia, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário, bem como se a Companhia vem cumprindo essas restrições

a) Empréstimos e financiamentos

A Companhia está sujeita aos seguintes compromissos contratuais (*covenants*) – índices e limites financeiros – estabelecidos em seus contratos de empréstimos e financiamentos:

Dívida	***Covenants***
Controladora:	
Nordic Investment Bank	Controladora: Dívida total/EBITDA ≤ 3,5 Consolidado: Dívida Total/EBITDA ≤ 4,5 Controladora e Consolidado: EBITDA/despesas financeiras ≥ 2,0
BNDES – Modernização	Dívida líquida/EBITDA ≤ 3,5
BNDES e Bancos (Repasse BNDES) – Usina São Salvador	Dívida bruta/EBITDA ≤ 4,5
Controladas:	
BNDES e Bancos (Repasse BNDES)	Índice de cobertura do serviço da dívida[3] ≥ 1,2 ou 1,3, dependendo da controlada
BNDES Ampliação – Ferrari	Dívida líquida/EBITDA ≤ 3,5
BNDES – Ibitiúva	Índice de endividamento geral ≤ 0,80 Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,3

[3] Índice de cobertura do serviço da dívida: Geração de caixa da atividade / Serviço da dívida

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

A Companhia, na condição de controladora e garantidora do financiamento da CEE com o BNDES, precisa cumprir este índice financeiro: Dívida consolidada/EBITDA ≤ 3,5.

Os financiamentos contratados junto ao BNDES são formalizados mediante a celebração de contratos de financiamento por meio da abertura de linha de crédito e estão sujeitos às disposições aplicáveis aos contratos do BNDES.

Nos termos dessas disposições, adicionalmente aos *covenants* financeiros descritos na tabela anteriormente apresentada, os tomadores de empréstimo não podem, sem a prévia autorização do BNDES: (i) conceder preferência a outros créditos; (ii) realizar amortização de ações; (iii) emitir debêntures; (iv) emitir partes beneficiárias; (v) assumir novas dívidas, observadas as ressalvas expressamente previstas nas disposições aplicáveis aos contratos do BNDES; (vi) alienar ou onerar bens de seu ativo permanente; e (vii) distribuir dividendos superiores ao mínimo obrigatório, em algumas controladas.

Os compromissos financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos e financiamentos estão sendo cumpridos pela Companhia.

b) Debêntures

Dívida	*Covenants*
5ª e 6ª Emissões	EBITDA/despesas financeiras consolidadas ≥ 2,0 Dívida bruta consolidada/EBITDA ≤ 4,5

Adicionalmente aos compromissos financeiros descritos na tabela, nos termos das escrituras de emissão das debêntures, a Companhia não pode incorrer nas condicionantes descritas a seguir, sob pena de vencimento antecipado, estando elencados os itens de maior restrição nas emissões de debêntures ativas na Companhia: (i) inadimplemento por prazo superior a dois dias úteis de pagamentos definidos na escritura de emissão das debêntures; (ii) descumprimento por prazo superior a cinco dias úteis após o recebimento de comunicação remetida pelo Agente Fiduciário de qualquer obrigação não pecuniária definida na escritura de emissão das debêntures; (iii) não pagamento de quaisquer obrigações que, individual ou em conjunto, sejam iguais ou superiores a R$ 100 milhões; (iv) vencimento antecipado de qualquer dívida cujo valor, individual ou em conjunto, seja superior a R$ 100 milhões; (v) protesto de títulos de responsabilidade da Companhia ou qualquer de suas controladas; (vi) liquidação, dissolução, extinção ou qualquer forma de reorganização societária das controladas da Companhia e da própria Companhia, exceto se a(s) sociedade(s) sucessória(s) forem, também, controladas, direta ou indiretamente, por empresa do grupo econômico no qual a Companhia está inserida; (vii) pedido de recuperação judicial, extrajudicial, autofalência ou qualquer procedimento análogo que caracterize estado de insolvência da Companhia ou de suas controladas; (viii) requerimento ou decretação de falência da Companhia ou de suas controladas, exceto se tal requerimento for contestado e houver comprovação de depósito elisivo no prazo legal, se aplicável; (ix) cisão, fusão, incorporação ou qualquer tipo de reorganização societária da Companhia, exceto se: (ix.i) a alteração for aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas; (ix.ii) for garantido o direito de resgate aos debenturistas que não concordarem com a reorganização; ou (ix.iii) a sociedade sucessora for controlada, direta ou indiretamente, por empresa do mesmo grupo econômico da Companhia; (x) alteração no controle acionário direto ou indireto da Companhia; (xi) alienação, inoperância ou paralisação prolongada ou qualquer outra forma de disposição, pela Companhia, de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, 25% da capacidade de geração de energia elétrica da Companhia, e que comprovadamente afete a capacidade econômico-financeira da Companhia; (xii) intervenção ou

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

perda da concessão/autorização que represente mais de 25% de sua capacidade instalada, e que comprovadamente afete a capacidade econômico financeira da Companhia; (xiii) transformação do tipo societário da Companhia; (xiv) redução do capital social da Companhia, exceto se aprovado em Assembleia Geral de Debenturistas; (xv) pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto na Lei das Sociedades por Ações, caso a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária relativa às debêntures; (xvi) cessão, promessa de cessão ou qualquer forma de transferência ou promessa de transferência a terceiros dos direitos e das obrigações assumidas com a emissão das debêntures, sem que haja a prévia autorização dos debenturistas; (xvii) não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão das autorização, concessões, subvenções, alvarás ou licenças necessárias para o exercício das atividades da Companhia que implique na interrupção ou suspensão de 25% da capacidade de geração da Companhia e cause um efeito significativo na capacidade da Companhia cumprir com as obrigações advindas da Escritura de emissão das debêntures; (xviii) não cumprimento de qualquer decisão judicial, administrativa ou sentença judicial, transitada em julgado e que não caiba recurso ou sentença arbitral não sujeita a recurso, em valor individual ou agregado igual ou superior a R$ 100 milhões; (xix) não manutenção de classificação de risco corporativo igual ou superior a AA, em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's; e (xx) não utilização dos recursos provenientes da emissão das debêntures conforme descrito na Escritura de emissão da mesma.

Os *covenants* financeiros e restrições estão sendo integralmente cumpridos pela Companhia.

g. limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

A Companhia mantém junto ao BNDES financiamento para a modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago (UHSS) e Passo Fundo (UHPF), no valor de R$ 275 milhões. O projeto de modernização da UHPF foi concluído e o da UHSS encontra-se em execução. Até o momento foram sacados R$ 224 milhões (81%). O saldo a sacar é de R$ 51 milhões e a previsão da Companhia é que tais recursos sejam liberados até outubro de 2017.

Em dezembro de 2015, a controlada indireta Ferrari Termoelétrica S.A. contratou financiamento com o BNDES, no valor de R$ 81 milhões, para a ampliação de sua usina, dos quais R$ 44 milhões (54,3%) foram liberados, restando R$ 37 milhões. A expectativa de realização é até junho de 2017.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

h.1) Análise comparativa entre os resultados relativos aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e de 2015 preparadas de acordo com o IFRS e os CPC:

	31 de dezembro de				
Valores em R$ milhões	**2016**	**% da receita**	**2015**	**% da receita**	**2016 *versus* 2015 (%)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	**6.442**	**100**	**6.512**	**100,0**	**(1,1)**
Custos da energia vendida e dos serviços prestados					
Energia elétrica comprada para revenda	(1.643)	25,5	(1.783)	27,4	(7,9)
Transações no mercado de energia de curto prazo	(182)	2,8	(67)	1,0	171,6
Encargos de uso da rede elétrica e de conexão	(397)	6,2	(363)	5,6	9,4
Custo de produção de energia elétrica	(1.449)	22,5	(1.562)	24,0	(7,2)
Custo dos serviços prestados	(30)	0,5	(28)	0,4	7,1
	(3.701)	**57,5**	**(3.803)**	**58,4**	**(2,7)**
LUCRO BRUTO	**2.741**	**42,5**	**2.709**	**41,6**	**1,2**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	(17)	0,3	(17)	0,3	-
Despesas gerais e administrativas	(185)	2,8	(183)	2,7	1,1
Provisão para redução ao valor recuperável	(121)	1,9	(10)	0,2	1.110,0
Outras receitas operacionais, líquidas	7	(0,1)	5	(0,1)	40,0
	(316)	**4,9**	**(205)**	**3,1**	**54,1**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO, DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E DOS TRIBUTOS	**2.425**	**37,6**	**2.504**	**38,5**	**(3,2)**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	398	(6,2)	281	(4,3)	41,6
Despesas financeiras	(753)	11,6	(752)	11,5	0,1
	(355)	**5,4**	**(471)**	**7,2**	**(24,6)**
Resultado de Participações Societárias					
Equivalência patrimonial	(3)	**-**	-	-	-
	(3)	**-**	**-**	**-**	**-**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**2.067**	**32,2**	**2.033**	**31,3**	**1,7**
Imposto de renda e contribuição social	(519)	8,1	(532)	8,2	(2,4)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**1.548**	**24,1**	**1.501**	**23,1**	**3,1**
LUCRO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS	**2,37**		**2,30**		
EBITDA	**3.176**	**49,3**	**3.115**	**47,8**	**2,0**

Receita líquida de vendas

A receita líquida de vendas passou de R$ 6.512 milhões em 2015 para R$ 6.442 milhões em 2016, ou seja, redução de R$ 70 milhões ou 1,1%. Essa redução decorreu essencialmente destas combinações: (i) R$ 347 milhões – aumento do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 232 milhões – menor quantidade de energia vendida; e (iii) R$ 185 milhões – decréscimo da receita nas transações realizadas no mercado de curto prazo – em especial as realizadas no âmbito da CCEE.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Preço médio líquido de vendas

O preço médio líquido de vendas foi de R$ 180,68/MWh, 5,4% superior ao praticado em 2015, que foi de R$ 171,37/MWh. As elevações de preço ocorreram, substancialmente, em razão da atualização monetária dos contratos existentes, parcialmente atenuadas por preços praticados em novas vendas com valores inferiores aos preços médios do portfólio.

- Volume de vendas

Em 2016, o volume de venda de energia foi de 34.789 GWh (3.971 MW médios), contra 36.012 GWh (4.111 MW médios) registrados em 2015, queda de 1.223 GWh (140 MW médios) ou 3,5%. Tais variações decorreram, substancialmente, do término e da renegociação de contratos existentes e da redução de consumo em contratos com flexibilidade, suavizada pelo acréscimo de vendas de energia convencional para comercializadoras.

Custos da venda de energia e dos serviços prestados

Os custos da venda de energia e serviços prestados atingiram R$ 3.701 milhões, 2,7%, ou R$ 102 milhões, a menos que em 2015, que foi de R$ 3.803 milhões. Tais variações decorreram essencialmente do comportamento dos principais componentes a seguir:

- Energia elétrica comprada para revenda: redução de R$ 140 milhões em 2016, em relação a 2015, reflexo, sobretudo, da redução de 886 GWh (104 MW médios) em 2016 nas compras de médio e de longo prazo, redução compensada parcialmente por maiores preços praticados em novas contratações, se comparados com o período anterior. A redução observada no volume de compras é efeito, principalmente, da aquisição em 2015 do excedente de energia da Usina Hidrelétrica Jirau, suavizada pelo maior volume de compras de energia incentivada para revenda a consumidores livres no período em análise. Em 2016, a Companhia não comprou energia de Jirau.

- Transações no mercado de curto prazo - em especial as realizadas no âmbito da CCEE: entre os exercícios de 2015 e 2016, ocorreu aumento de R$ 115 milhões desses custos. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

- Encargos de uso de rede elétrica e conexão: elevação de R$ 34 milhões entre os exercícios de 2015 e de 2016, decorrente, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão.

- Combustíveis para produção de energia elétrica: decréscimo de R$ 109 milhões entre os anos comparados, devido à redução de consumo de gás natural pela Usina Termelétrica William Arjona (UTWA), em virtude de esta ter deixado de ser despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) no fim de fevereiro de 2016. Essa queda foi parcialmente atenuada pelos seguintes fatores: (i) custo com carvão mineral, a partir de 2016, em razão de a Companhia ter deixado de obter o reembolso integral, pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), do carvão consumido no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e na Usina Termelétrica Charqueadas, conforme previsto em nova legislação que estabeleceu parâmetros de maior eficiência energética das usinas; e (ii) consumo de carvão mineral próprio em 2016, em virtude da exportação de energia elétrica para a Argentina.

- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*): aumento de R$ 13 milhões devido, principalmente, ao reajuste anual de preços, atenuado por pequena redução de geração hidrelétrica.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Pessoal: aumento de R$ 18 milhões entre os anos analisados, resultante, substancialmente, do reajuste anual da remuneração e dos benefícios dos empregados e de novas adesões ao Plano de Demissão Voluntária (PDV), reaberto em 2016, suavizado pela readequação do quadro funcional em razão do desligamento dos colaboradores através do PDV.

- Materiais e serviços de terceiros: redução de R$ 29 milhões no confronto entre os anos comparados, reflexo, principalmente, da menor demanda de serviços relacionados à manutenção e conservação das unidades geradoras termelétricas, além dos esforços de racionalização de custos da Companhia.

- Depreciação e amortização: ampliação de R$ 30 milhões nos anos comparados, em decorrência, sobretudo, de grandes revisões realizadas no parque termelétrico da Companhia no fim de 2015, de sua modernização e de novos ativos adicionados a seu parque gerador.

- Provisões operacionais, líquidas: efeito positivo de R$ 39 milhões entre os anos analisados. O principal fator contributivo para o decréscimo no comparativo anual desses custos foi a constituição de provisão cível, em 2015, decorrente de disputa judicial com fornecedor, em consequência de divergência quanto à aplicação dos termos da legislação vigente, no que se refere à definição do preço do insumo consumido. Esse efeito positivo foi parcialmente atenuado pelos seguintes itens: (i) provisão para a desmobilização da Usina Termelétrica Charqueadas; e (ii) provisão para redução de estoques ao valor realizável líquido das Usinas Termelétricas Charqueadas e Alegrete.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo – em especial as Transações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Operações de curto prazo são definidas como compra e venda de energia cujo objetivo principal é a gestão da exposição da Companhia na CCEE. O preço da energia nessas operações tem como característica o vínculo com o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O presente item engloba também as transações na CCEE, dado o caráter volátil e sazonal — e, portanto, de curto prazo — dos resultados advindos da contabilização na CCEE. Adicionalmente, as exposições positivas ou negativas são liquidadas à PLD, à semelhança das operações de curto prazo descritas acima.

Sobre as transações na CCEE, os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da CCEE são sintetizados numa fatura única (a receber ou a pagar), exigindo, portanto, seu registro na rubrica de receita ou de despesa. Cumpre ressaltar que, em razão de ajustes na estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia, vem se verificando mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura dos períodos em análise, sendo esse o motivo para a criação deste tópico. Assim, ele permite analisar oscilações dos principais elementos, apesar de terem sido alocados ora na receita, ora na despesa, conforme a natureza credora ou devedora da fatura à qual estão vinculados.

Genericamente, esses elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (ii) do Fator de Ajuste da Energia Assegurada (GSF - *Generation Scaling Factor*), que ocorre quando a geração das usinas que integram o MRE, em relação à energia alocada, é menor ou maior (Energia Secundária); (iii) do chamado "risco de submercado"; (iv) do despacho motivado pela Curva de Aversão ao Risco (CAR); (v) da aplicação dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), que resultam do despacho fora da ordem de mérito de usinas termelétricas; e (vi) naturalmente, da exposição (posição vendida ou comprada de energia na contabilização mensal), que será liquidada ao valor do PLD.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

No acumulado de 2016, o resultado líquido fruto de transações de curto prazo – em especial as realizadas na CCEE, foi negativo em R$ 65 milhões, ante o resultado positivo de R$ 236 milhões, obtido em 2015, ou seja, redução de R$ 301 milhões entre os anos comparados.

Essa variação resultou da conjunção do que segue: (i) redução do efeito negativo do GSF; (ii) menor excedente de energia liquidado na CCEE; (iii) elevação da exposição termelétrica em virtude do menor despacho dessa fonte de geração; (iv) redução de receita no MRE em razão de menor geração hidrelétrica no período; e (v) maior exposição à diferença de preços entre submercados.

Cabe considerar que a expressiva redução do PLD médio em 2016, conforme a seguir informado, contribuiu para o decréscimo dos efeitos negativos decorrentes da aplicação do GSF e da exposição termelétrica e, em contrapartida, para a redução dos efeitos positivos do excedente de energia liquidado na CCEE.

No comparativo entre os anos, o PLD dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste reduziu 67,4%, passando de R$ 285,41/MWh em 2015 para R$ 93,18/MWh em 2016.

Em consonância com as diretrizes estabelecidas na Lei nº 13.203/2015, e com o propósito de mitigar os efeitos negativos do GSF aplicado às usinas integrantes do MRE, a Companhia, em dezembro de 2015, aderiu, mediante manifestação formal e despachos emitidos pela Aneel, à repactuação do risco hidrológico de usinas cuja energia foi comercializada no Ambiente de Contratação Regulada. Como condicionante para a adesão, a Companhia teve que desistir de qualquer disputa judicial que impedisse a aplicação do GSF às suas usinas.

Em decorrência desse acordo, a Companhia reconheceu no seu custo um prêmio de risco de R$ 24 milhões no ano de 2016, tendo evitado, no mesmo período, um custo de déficit de geração de R$ 93 milhões, ambos efeitos líquidos de tributos incidentes diretamente sobre os mesmos.

Lucro bruto

No ano de 2016, o lucro bruto consolidado da Companhia foi de R$ 2.741 milhões, R$ 32 milhões ou 1,2% superior ao apresentado em 2015, que foi de R$ 2.709 milhões, reflexo das variações explicadas nos subitens “Receita líquida de vendas” e “Custos da energia vendida e dos serviços prestados”.

Receitas (despesas) operacionais

As despesas com vendas, gerais e administrativas passaram de R$ 200 milhões para R$ 202 milhões, aumento de R$ 2 milhões ou 1,0%. Tal elevação foi consequência, substancialmente, da reversão de provisão cível em 2015 no valor de R$ 6 milhões, do aumento em R$ 2 milhões na contratação de serviços de terceiros, parcialmente, atenuados pela redução das despesas com pessoal e administradores, no montante de R$ 7 milhões, em razão, principalmente, dos efeitos do Plano de Demissão Voluntária (PDV) concluído em 2016.

Adicionalmente, em 2016, a Companhia reconheceu provisão para redução do valor recuperável (*impairment*) de ativos no montante de R$ 121 milhões, dos quais R$ 76 milhões correspondem aos ativos não operacionais do projeto termelétrico Jacuí e R$ 45 milhões a ativos de geração termelétrica. Em 2015, o valor provisionado foi de R$ 10 milhões, referente à Usina Termelétrica Charqueadas.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os ativos de Jacuí correspondem a bens do empreendimento termelétrico Jacuí recebidos em decorrência de sentença favorável à Companhia (em 2014), em ação de execução movida contra a Elétrica Jacuí Ltda. para a cobrança de valores a receber fruto da venda dos ativos do empreendimento, os quais tinham sido concedidos em garantia da venda.

No ano de 2015, a Companhia firmou contrato de exclusividade de venda com um potencial comprador para os ativos. O contrato previa opção para a aquisição do projeto com validade até janeiro de 2016, que não foi exercida pelo comprador. Dessa forma, ao longo do ano de 2016, foi mantida a tentativa de venda dos ativos como ativos operacionais, sem sucesso.

Diante desse cenário, a Companhia contratou uma empresa especializada em venda de ativos para a definição de uma estratégia viável de alienação e a avaliação do valor de mercado dos ativos, elaborada com base na alternativa de venda proposta. Baseada nessa avaliação, a Companhia constituiu *impairment* de R$ 76 milhões, correspondente ao valor contábil excedente à estimativa do valor de venda dos ativos.

Lucro antes do resultado financeiro, de participações societárias e dos tributos (Resultado do serviço)

No acumulado de 2016, esse resultado foi de R$ 2.425 milhões, R$ 79 milhões ou 3,2% menor em relação ao apresentado no mesmo período do ano anterior, que foi de R$ 2.504 milhões, resultado das variações acima descritas nos subitens “Lucro bruto” e “Receitas (despesas) operacionais”.

Resultado financeiro

- Receitas financeiras: no comparativo entre os anos, as receitas financeiras aumentaram R$ 117 milhões, ou 41,6%, passando de R$ 281 milhões em 2015 para R$ 398 milhões em 2016. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 71 milhões na receita com aplicações financeiras; (ii) acréscimo de R$ 39 milhões nos juros e na variação monetária, oriundos de decisão favorável à Companhia em disputa judicial de cobrança de atualização de valores a receber de um agente do setor; (iii) elevação de R$ 18 milhões nos juros e na variação monetária sobre contas a receber, devido à inadimplência na liquidação financeira da CCEE causada por liminares que impediam a aplicação do GSF; e (iv) redução de R$ 6 milhões na variação monetária de depósitos judiciais.

- Despesas financeiras: em base anual, as despesas aumentaram de R$ 752 milhões para R$ 753 milhões, ou seja, R$ 1 milhão, ou 0,1%, resultado da combinação, principalmente, destas variações: (i) reconhecimento em 2016 de R$ 58 milhões de variação monetária sobre os valores a pagar na CCEE que estavam pendentes de pagamento em razão das liminares que impediam a CCEE de aplicar o GSF; (ii) decréscimo de R$ 56 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas; (iii) aumento de R$ 28 milhões nos juros líquidos sobre provisões e no passivo atuarial; (iv) redução de R$ 23 milhões nos juros e na variação monetária sobre as concessões a pagar, e (v) decréscimo de R$ 1 milhão de impostos sobre operações financeiras.

Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)

No acumulado do ano, as despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social passaram de R$ 532 milhões em 2015 para R$ 519 milhões em 2016, diminuição de R$ 13 milhões. Essa variação é resultado, sobretudo, dos maiores juros sobre o capital próprio creditados aos acionistas no ano de 2016, variação parcialmente atenuada pelos seguintes fatores: (i) aumento do lucro antes dos tributos no período; e (ii) término de benefício fiscal da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra. As alíquotas efetivas dos tributos sobre o lucro em 2015 e 2016 ficaram em 26,2 % e 25,1%, respectivamente.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Equivalência Patrimonial

Em abril de 2016, a Companhia adquiriu 50% do capital social da ENGIE Solar, mediante subscrição do aumento de capital. A ENGIE Solar tem como objeto social o desenvolvimento, venda atacadista e varejista, operação e manutenção de geradores e painéis solares fotovoltaicos, com potência instalada abaixo de 5 MW (cinco megawatts). Desta maneira, em 2016 foi reconhecido R$ 3 milhões como resultado negativo de equivalência patrimonial em decorrência da aquisição da empresa.

Lucro líquido do exercício

No exercício de 2016, o lucro líquido consolidado passou de R$ 1.501 milhões em 2015 para R$ 1.548 milhões, ou seja, elevação de R$ 47 milhões, ou 3,1%. Tal variação decorreu, principalmente, destes fatores: (i) crescimento de R$ 61 milhões no EBITDA; (ii) aumento de R$ 29 milhões da depreciação e amortização; (iii) acréscimo do *impairment* no montante de R$ 111 milhões; (iv) redução de R$ 116 milhões das despesas financeiras líquidas; (v) diminuição de R$ 13 milhões do Imposto de Renda e da Contribuição Social; e (vi) despesa de equivalência patrimonial de R$ 3 milhões.

EBITDA e margem EBITDA

No ano de 2016, o EBITDA aumentou R$ 61 milhões, ou 2,0%, passando de R$ 3.115 milhões em 2015 para R$ 3.176 milhões em 2016. A margem EBITDA em 2016 atingiu 49,3%, representando um aumento de 1,5 p.p. em comparação com 2015. As elevações dos indicadores decorreram, principalmente, da combinação destes fatores: (i) efeito negativo de R$ 301 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo – em especial as realizadas no âmbito da CCEE; (ii) redução de R$ 139 milhões nas compras de energia para revenda; (iii) crescimento de R$ 114 milhões na receita líquida de venda de energia contratada; (iv) decréscimo de R$ 109 milhões no consumo de combustível; (v) elevação de R$ 34 milhões de encargos de uso da rede elétrica e conexão; (vi) efeito positivo de R$ 30 milhões nas provisões operacionais, líquidas; e (vii) diminuição de R$ 4 milhões dos demais custos e das despesas operacionais.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

A tabela a seguir apresenta a reconciliação do lucro líquido com o EBITDA.

Reconciliação entre o lucro líquido e o EBITDA

Valores em R$ milhões	31.12.2016	31.12.2015
Lucro líquido do exercício	1.548	1.501
(+) Imposto de renda e contribuição social	519	532
(+) Despesas financeiras, líquidas	355	471
(+) Depreciação e amortização	630	601
EBITDA	**3.052**	**3.105**
(+) Provisão para redução ao valor recuperável *(impairment)*	121	10
(+) Resultado de Participações Societárias	3	-
EBITDA Ajustado	**3.176**	**3.115**
Margem EBITDA (%)	**49,3%**	**47,8%**

O EBITDA apresentado pela Companhia segue a orientação estabelecida na Instrução CVM nº 527/2012, que passou a reger a divulgação desse indicador não contábil. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as "Práticas Contábeis Internacionais e as Adotadas no Brasil", tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez.

Em razão de não serem consideradas, para o seu cálculo, as despesas e receitas financeiras, o imposto sobre a renda e a contribuição social, depreciação, amortização, *impairment*, e resultado de participações societárias, o EBITDA funciona como um indicador de desempenho econômico geral. Consequentemente, o EBITDA funciona como uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o desempenho operacional, bem como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. O EBITDA permite uma melhor compreensão não só sobre o desempenho financeiro, como também sobre a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e de obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro. O EBITDA, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida de lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os lucros, tais como despesas financeiras, tributos, depreciação, despesas de capital e outros encargos relacionados.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Análise comparativa entre os resultados relativos aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014, preparadas de acordo com o IFRS e os CPC:

	31 de dezembro de				
Valores em R$ milhões	**2015**	**% da receita**	**2014**	**% da receita**	**2015 *versus* 2014 (%)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	**6.512**	**100,0**	**6.473**	**100,0**	**0,6**
Custos da energia vendida e dos serviços prestados					
Energia elétrica comprada para revenda	(1.783)	27,4	(1.276)	19,7	39,7
Transações no mercado de energia de curto prazo	(67)	1,0	(1.040)	16,1	(93,6)
Encargos de uso da rede elétrica e de conexão	(363)	5,6	(333)	5,1	9,0
Custo de produção de energia elétrica	(1.562)	24,0	(1.301)	20,1	20,1
Custo dos serviços prestados	(28)	0,4	(25)	0,4	12,0
	(3.803)	**58,4**	**(3.975)**	**61,4**	**(4,3)**
LUCRO BRUTO	**2.709**	**41,6**	**2.498**	**38,6**	**8,4**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	(17)	0,3	(17)	0,3	0,0
Despesas gerais e administrativas	(183)	2,7	(181)	2,7	1,1
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(5)	0,1	3	(0,0)	(266,7)
	(205)	**3,1**	**(195)**	**3,0**	**5,1**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**2.504**	**38,5**	**2.303**	**35,6**	**8,7**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	281	(4,3)	207	(3,2)	35,7
Despesas financeiras	(752)	11,5	(553)	8,5	36,0
	(471)	**7,2**	**(346)**	**5,3**	**36,1**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**2.033**	**31,3**	**1.957**	**30,3**	**3,9**
Imposto de renda e contribuição social	(532)	8,2	(574)	8,9	(7,3)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**1.501**	**23,1**	**1.383**	**21,4**	**8,5**
LUCRO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS	**2,30**		**2,12**		
EBITDA	**3.115**	**47,8**	**2.895**	**44,7**	**7,6**

Receita líquida de vendas

A receita líquida de vendas passou de R$ 6.473 milhões em 2014 para R$ 6.512 milhões em 2015, ou seja, crescimento de R$ 39 milhões, equivalente a 0,6%. Essa elevação decorreu essencialmente destas combinações: (i) R$ 822 milhões — aumento do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 600 milhões — redução da receita nas transações realizadas no mercado de curto prazo, incluindo as realizadas no âmbito da CCEE; e (iii) R$ 182 milhões — menor quantidade de energia vendida.

- Preço médio líquido de vendas

O preço médio líquido de vendas foi de R$ 171,37/MWh, 14,9% superior ao praticado em 2014 (R$ 149,20/MWh). A elevação do preço ocorreu essencialmente em razão da atualização monetária dos contratos existentes e dos maiores preços praticados em novos contratos.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Volume de vendas

No ano de 2015, o volume de venda de energia foi de 36.012 GWh (4.111 MW médios) contra 37.072 GWh (4.232 MW médios) registrados em 2014, redução de 1.060 GWh (121 MW médios), ou 2,9%. Tal variação decorreu da combinação destes principais fatores: (i) término de contratos com distribuidoras e comercializadoras, cujas quantidades foram vendidas para consumidores livres ou liquidadas no mercado de curto prazo, de modo a atenuar os efeitos negativos provenientes do défice sistêmico de geração hidrelétrica; e (ii) elevação do volume de compras.

Custos da venda de energia e dos serviços prestados

Os custos da venda de energia e serviços prestados atingiram R$ 3.803 milhões, 4,3%, ou R$ 172 milhões, inferiores aos R$ 3.975 milhões registrados no ano de 2014. Tais variações decorreram essencialmente do comportamento dos principais componentes a seguir:

- Energia elétrica comprada para revenda: aumento de R$ 507 milhões em 2015 em relação a 2014, refletindo principalmente: (i) reajustes de preço dos contratos existentes; e (ii) aumento das compras de médio e de longo prazo no montante de 552 GWh (63 MW médios), em especial à aquisição de excedente de energia da Usina Hidrelétrica Jirau.

- Transações no mercado de curto prazo - em especial as realizadas no âmbito da CCEE: entre os exercícios de 2015 e 2014, ocorreu redução desses custos em R$ 973 milhões. Tal variação inclui a redução do custo registrada no quarto trimestre de 2015, de R$ 120 milhões, relativos aos efeitos da adesão à repactuação do risco hidrológico. Mais detalhes estão descritos a seguir, em item específico.

- Combustíveis para produção de energia elétrica: acréscimo de R$ 46 milhões entre os anos comparados, refletindo, principalmente, a elevação do preço unitário e do custo de distribuição do gás natural consumido pela Usina Termelétrica William Arjona, em razão da depreciação do real perante o dólar.

- Encargos de uso de rede elétrica e conexão: elevação de R$ 30 milhões entre os exercícios de 2015 e de 2014, decorrente, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão.

- Materiais e serviços de terceiros: crescimento de R$ 33 milhões no confronto entre os anos comparados, em virtude, principalmente, de maior demanda por serviços de operação e manutenção, sobretudo no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, na Usina Termelétrica Charqueadas e nas Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Estreito.

- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*): ampliação de R$ 8 milhões entre os anos de 2015 e 2014, em razão, basicamente, do reajuste anual de preços.

- Pessoal: aumento de R$ 22 milhões entre os anos analisados, por causa, substancialmente, do reajuste anual da remuneração e dos benefícios dos empregados.

- Depreciação e amortização: ampliação de R$ 7 milhões nos anos comparados, em virtude, sobretudo, de novos ativos adicionados ao parque gerador da Companhia.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Provisões operacionais, líquidas: efeito negativo no resultado de R$ 77 milhões entre os anos analisados. Os principais fatores que contribuíram para a ampliação no comparativo anual desses custos foram, substancialmente: (i) R$ 92 milhões — reversão em 2014 de provisão cível relativa à cobrança de valor adicional de Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra (UHPP), motivada por decisão favorável à Companhia que reduziu o risco de perda na ação judicial; (ii) R$ 15 milhões – reversão em 2014 de provisão relativa à cobrança do Instituto Nacional de Seguridade Social (INSS) em decorrência da adesão da Companhia ao plano de equacionamento de débitos fiscais, denominado "REFIS da Copa"; (iii) R$ 18 milhões – redução em 2015 da provisão cível decorrente de disputa judicial com fornecedor; e (iv) R$ 12 milhões – referentes à constituição em 2014 e reversão por pagamento em 2015 de provisão cível relativa às indenizações de desapropriações vinculadas à Usina Hidrelétrica Cana Brava.

- Outros: entre os anos comparados a variação foi negativa em R$ 71 milhões, o que refletiu, essencialmente: (i) a reversão de passivos prescritos em 2014, no valor de R$ 55 milhões, relacionados à compra de energia e a encargos de transmissão; (ii) o pagamento de R$ 6 milhões de indenizações de desapropriações ocorridas em 2015; e (iii) o aumento em R$ 10 milhões do valor do prêmio dos seguros renovados pela Companhia.

Detalhamento das Operações de Curto Prazo – em especial as Transações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

No acumulado de 2015, o resultado líquido (diferença entre receitas e custos – deduzidos dos tributos incidentes sobre as receitas e custos) decorrente de transações de curto prazo, inclusive as realizadas na CCEE, foi positivo em R$ 236 milhões ante o resultado negativo de R$ 136 milhões obtido em 2014, ou seja, melhora de R$ 372 milhões entre os anos comparados.

Essa variação é consequência, essencialmente, da combinação destes fatores: (i) redução substancial do efeito negativo decorrente do ajuste de garantia física da aplicação do GSF; (ii) diminuição da posição credora na CCEE como resultado da estratégia de alocação mensal de energia pela Companhia; (iii) decréscimo da exposição termelétrica em virtude das expressivas reduções do PLD médio no ano corrente, mesmo com a elevação do volume exposto; (iv) reconhecimento no quarto trimestre de 2015 dos efeitos decorrentes da adesão à repactuação do risco hidrológico de algumas usinas da Companhia com energia comercializada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), conforme estabelecido pela Lei 13.203/2015; (v) redução do resultado nas transações na CCEE no quarto trimestre de 2015, em comparação ao quarto trimestre de 2014, decorrente do reconhecimento dos montantes relativos à recuperação dos impactos negativos na CCEE no ano de 2014, em função de sinistros em unidades geradoras; (vi) incremento de receita com serviços ancilares; (vii) aumento de receita no MRE, atrelada à Tarifa de Energia de Otimização (TEO); (viii) efeito positivo das transações de curto prazo e (ix) reversão, no segundo trimestre de 2014, da provisão dos supostos custos relativos aos efeitos da participação dos geradores no rateio dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), como estabelecido pela Resolução CNPE 03, em razão da redução do risco de perda na ação judicial que contesta a cobrança desses valores. Os efeitos mencionados nos itens (ii) e (v) atenuaram os impactos positivos dos demais.

Cabe considerar que as expressivas reduções do PLD médio entre os anos analisados, conforme a seguir informados, contribuíram de forma significativa para a mitigação dos efeitos negativos nos resultados decorrentes da aplicação do GSF e da exposição termelétrica e, em contrapartida, para a redução dos efeitos positivos do excedente de energia liquidado na CCEE.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

No comparativo entre os anos, o PLD médio dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste reduziu 57,8%, passando de R$ 675,81/MWh em 2014 para R$ 285,13/MWh em 2015.

Em consonância com as diretrizes estabelecidas na Lei nº 13.203/2015 e a fim de mitigar os efeitos negativos do GSF aplicado às usinas integrantes do MRE, a Companhia, em dezembro de 2015, aderiu, mediante manifestação formal e despachos emitidos pela Aneel, à repactuação do risco hidrológico de usinas cuja energia foi comercializada no Ambiente de Contratação Regulada. Como condicionante para a adesão, a Companhia teve que desistir de qualquer disputa judicial que impeça a aplicação do GSF as suas usinas.

Tal repactuação foi retroativa a janeiro de 2015, resultando no ressarcimento (líquido do prêmio de risco de 2015), no valor de R$ 223 milhões, registrado na rubrica do ativo "Repactuação de risco hidrológico a apropriar", que será compensado com os prêmios de risco futuros a serem incorridos pela Companhia. A tabela a seguir apresenta os resultados a serem ressarcidos referentes aos efeitos da repactuação no ano de 2015 e o prazo de postergação da amortização dos prêmios de risco unitários do mecanismo do ACR por classe de produto.

Critérios da repactuação do risco hidrológico

Usina	Produto	Repactuação (MW médios)	Repactuação (MWh)	Reembolso unitário líquido (R$)	Reembolso total (R$ milhões)	Prazos* (anos)
UHE Cana Brava	SP92	261,66	2.292.177	18,26	41,9	13,25
UHE Itá	SP92	336,00	2.943.360	18,26	53,7	13,25
UHE Machadinho	SP92	84,04	736.190	18,26	13,4	13,25
UHE Ponte de Pedra	SP95	123,55	1.082.315	23,80	25,8	7,17
UHE Salto Santiago	P97	150,00	1.314.000	24,36	32,0	2,92
UHE São Salvador	SP91	142,13	1.245.048	16,52	20,6	17,25
UHE Estreito	SP91	247,13	2.164.859	16,52	35,8	17,25
TOTAL		**1.344,51**	**11.777.950**		**223,1**	

* Prazo de postergação do pagamento do prêmio a partir de janeiro de 2016 para ressarcimento do resultado de 2015.

Lucro bruto

No ano de 2015, o lucro bruto da Companhia foi de R$ 2.709 milhões, R$ 211 milhões ou 8,4% superior ao apresentado em 2014, que foi de R$ 2.498 milhões, reflexo das variações explicadas nos subitens "Receita líquida de vendas" e "Custos da energia vendida e dos serviços prestados".

Receitas (despesas) operacionais

No ano de 2015, a Companhia reconheceu uma provisão para redução ao valor recuperável de ativos (impairment), no valor de R$ 10 milhões, em função de sua recuperação pelo valor em uso ou de venda ter sido avaliada como incerta.

Lucro antes do resultado financeiro e dos tributos (Resultado do serviço)

No acumulado de 2015, esse resultado foi de R$ 2.504 milhões, R$ 201 milhões ou 8,7% maior em relação ao apresentado no mesmo período do ano anterior, que foi de R$ 2.303 milhões, resultado das variações acima descritas nos subitens "Lucro bruto" e "Receitas (despesas) operacionais".

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Resultado financeiro

- Receitas financeiras: no comparativo entre os anos, as receitas financeiras aumentaram R$ 74 milhões, ou 36,0%, passando de R$ 207 milhões em 2014 para R$ 281 milhões em 2015. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 139 milhões na receita com aplicações financeiras; (ii) reversão de R$ 61 milhões, em 2014, correspondente aos juros e à variação monetária dos passivos prescritos mencionados anteriormente no item "Custos da Venda de Energia e Serviços - Outros"; (iii) reconhecimento em 2014 de R$ 11 milhões de ganhos decorrentes de êxito em ações judiciais; e (iv) incremento de R$ 4 milhões na variação monetária de depósitos judiciais.

- Despesas financeiras: no comparativo entre os anos, as despesas aumentaram de R$ 553 milhões para R$ 752 milhões, ou seja, R$ 199 milhões, ou 36,0%, resultado da combinação, principalmente, destas variações: (i) crescimento de R$ 75 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas; (ii) aumento de R$ 138 milhões nos juros e na variação monetária sobre as concessões a pagar; (iii) decréscimo de R$ 18 milhões nos juros e na variação monetária sobre provisões e contingências; e (iv) incremento de R$ 4 milhões na despesa com variação cambial de dívidas.

Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)

No acumulado do ano, as despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social passaram de R$ 574 milhões em 2014 para R$ 532 milhões em 2015, redução de R$ 42 milhões. Essa variação se deu, sobretudo, em função da elevação dos juros sobre o capital próprio creditados aos acionistas no ano de 2015. As alíquotas efetivas dos tributos sobre o lucro em 2015 e 2014 ficaram em 26,2% e 29,3%, respectivamente.

Lucro líquido do exercício

O lucro líquido passou de R$ 1.383 milhões em 2014 para R$ 1.501 milhões em 2015, ou seja, elevação de R$ 118 milhões, ou 8,5%. Tal variação decorreu, essencialmente, destes fatores: (i) aumento de R$ 220 milhões do EBITDA; (ii) elevação de R$ 125 milhões das despesas financeiras líquidas; (iii) incremento de R$ 9 milhões na depreciação e amortização; (iv) reconhecimento de *impairment* de R$ 10 milhões no exercício de 2015; e (v) redução de R$ 42 milhões do imposto de renda e da contribuição social.

EBITDA e margem EBITDA

Em 2015, o EBITDA aumentou R$ 220 milhões, ou 7,6%, passando de R$ 2.895 milhões, em 2014, para R$ 3.115 milhões. A margem EBITDA atingiu 47,8%, representando um aumento de 3,1 p.p. em comparação com 2014. As elevações dos indicadores decorreram, principalmente, da combinação destes fatores: (i) aumento de R$ 640 milhões na receita líquida de venda de energia contratada; (ii) acréscimo de R$ 507 milhões nas compras de energia para revenda; (iii) efeito positivo de R$ 426 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo, inclusive as realizadas no âmbito da CCEE; (iv) reversão em 2014 da provisão decorrente dos impactos da Resolução CNPE 03, publicada em 2013, no montante de R$ 54 milhões; (v) elevação de R$ 46 milhões no consumo de combustível; (vi) acréscimo de R$ 30 milhões nos encargos de uso da rede elétrica e conexão; (vii) reversão em 2014 de provisões relativas à cobrança de valor adicional de Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, no valor de R$ 92 milhões; (viii) reversão de passivos prescritos em 2014, no montante de R$ 55 milhões; e (ix) elevação de R$ 62 milhões dos demais custos e das despesas operacionais. Desconsiderando-se os efeitos não recorrentes de 2014 mencionados nos itens (iv), (vii) e (viii), a elevação do EBITDA seria de R$ 421 milhões, ou 15,6%, entre os exercícios comparados.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

A tabela a seguir apresenta a reconciliação do lucro líquido com o EBITDA.

Reconciliação entre o lucro líquido e o EBITDA

Valores em R$ milhões	31.12.2015	31.12.2014
Lucro líquido do exercício	1.501	1.383
(+) Imposto de renda e contribuição social	532	574
(+) Despesas financeiras, líquidas	471	346
(+) Depreciação e amortização	601	592
EBITDA	**3.105**	**2.895**
(+) Provisão para redução ao valor recuperável *(impairment)*	10	-
EBITDA Ajustado	**3.115**	**2.895**
Margem EBITDA (%)	**47,8%**	**44,7%**

O EBITDA apresentado pela Companhia segue a orientação estabelecida na Instrução CVM nº 527/2012, que passou a reger a divulgação desse indicador não contábil. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as "Práticas Contábeis Internacionais e as Adotadas no Brasil", tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez.

Em razão de não serem consideradas, para o seu cálculo, as despesas e receitas financeiras, o imposto sobre a renda e a contribuição social e a depreciação, amortização e impairment, o EBITDA funciona como um indicador de desempenho econômico geral. Consequentemente, o EBITDA funciona como uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o desempenho operacional, bem como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. O EBITDA permite uma melhor compreensão não só sobre o desempenho financeiro, como também sobre a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e de obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro. O EBITDA, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida de lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os lucros, tais como despesas financeiras, tributos, depreciação, despesas de capital e outros encargos relacionados.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

h.2) Comparação entre os balanços patrimoniais de 31 de dezembro de 2016, 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014 preparados de acordo com o IFRS e os CPC

	ATIVO							
Valores em R$ milhões	**31.12.2016**	**%**	**31.12.2015**	**%**	**31.12.2014**	**%**	**31.12.2016 *versus* 31.12.2015 (%)**	**31.12.2015 *versus* 31.12.2014 (%)**
ATIVO CIRCULANTE								
Caixa e equivalentes de caixa	1.815	12,6	2.397	15,7	1.605	11,8	(24,3)	49,3
Contas a receber de clientes	824	5,7	774	5,1	713	5,2	6,5	8,6
Estoques	106	0,7	89	0,6	70	0,5	19,1	27,1
Créditos fiscais a recuperar	15	0,1	46	0,3	51	0,4	(67,4)	(9,8)
Combustíveis a reembolsar	49	0,3	144	0,9	343	2,5	(66,0)	(58,0)
Indenização de seguro a receber	8	0,1	8	0,1	217	1,6	-	-
Depósitos vinculados	9	0,1	8	0,1	104	0,8	12,5	(92,3)
Ganhos não realizados em operações de hedge	1	-	778	5,1	30	0,2	(99,9)	-
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	26	0,2	26	0,2	-	-	-	-
Outros ativos circulantes	82	0,6	74	0,5	54	0,5	10,8	37,0
	2.935	**20,4**	**4.344**	**28,6**	**3.187**	**23,5**	**(32,4)**	**36,3**
Ativo não circulante mantido para venda	420	2,9	87	0,6	87	0,6	-	-
	3.355	**23,3**	**4.431**	**29,2**	**3.274**	**24,1**	**(32,4)**	**36,3**
ATIVO NÃO CIRCULANTE								
Realizável a Longo Prazo								
Créditos fiscais a recuperar	38	0,3	47	0,3	84	0,6	(19,1)	(44,0)
Depósitos vinculados	186	1,3	158	1,0	156	1,1	17,7	1,3
Depósitos judiciais	150	1,0	132	0,9	117	0,9	13,6	12,8
Ganhos não realizados em operações de hedge	2	-	130	0,9	64	0,5	(98,5)	103,1
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	171	1,2	197	1,3	-	-	-	-
Outros ativos não circulantes	65	0,4	53	0,1	60	0,4	22,6	(11,7)
	612	**4,2**	**717**	**4,5**	**481**	**3,5**	**(14,6)**	**49,1**
Investimentos	**5**	-	-	-	-	-	-	-
Imobilizado	**10.195**	**70,7**	**9.898**	**64,7**	**9.658**	**71,0**	**3,0**	**2,5**
Intangível	**253**	**1,8**	**243**	**1,6**	**197**	**1,4**	**4,1**	**23,4**
	11.065	**76,7**	**10.858**	**70,8**	**10.336**	**75,9**	**1,9**	**5,1**
TOTAL	**14.420**	**100,0**	**15.289**	**100,0**	**13.610**	**100,0**	**(5,7)**	**12,3**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO							
Valores em R$ milhões	31.12.2016	%	31.12.2015	%	31.12.2014	%	31.12.2016 *versus* 31.12.2015 (%)	31.12.2015 *versus* 31.12.2014 (%)
PASSIVO CIRCULANTE								
Fornecedores	371	2,6	574	3,8	642	4,7	(35,4)	(10,6)
Dividendos e juros sobre o capital próprio	372	2,6	271	1,8	200	1,5	37,3	35,5
Empréstimos, financiamentos e debêntures	300	2,1	1.713	11,2	455	3,3	(82,5)	276,5
Concessões a pagar	65	0,5	61	0,4	55	0,4	6,6	10,9
Imposto de renda e contribuição social a pagar	81	0,6	18	0,1	228	1,7	350,0	(92,1)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	89	0,6	97	0,6	67	0,5	(8,2)	44,8
Obrigações trabalhistas	95	0,7	108	0,7	72	0,5	(12,0)	50,0
Provisões	35	0,2	26	0,2	15	0,1	34,6	73,3
Obrigações com benefícios de aposentadoria	27	0,2	22	0,1	49	0,4	22,7	(55,1)
Passivos relacionados a ativos mantidos para venda	159	1,1	-	-	-	-	-	-
Outros passivos circulantes	207	1,4	87	0,6	160	1,2	137,9	(45,6)
	1.801	**12,6**	**2.977**	**19,5**	**1.943**	**14,3**	**(39,5)**	**53,2**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE								
Empréstimos, financiamentos e debêntures	2.789	19,3	2.534	16,6	3.598	26,4	10,1	(29,6)
Concessões a pagar	2.282	15,8	2.010	13,1	1.711	12,6	13,5	17,5
Provisões	292	2,0	247	1,6	187	1,4	18,2	32,1
Obrigações com benefícios de aposentadoria	272	1,9	256	1,7	234	1,7	6,3	9,4
Imposto de renda e contribuição social diferido	311	2,2	559	3,7	213	1,6	(44,4)	162,4
Outros passivos não circulantes	59	0,4	64	0,4	69	0,4	(7,8)	(7,2)
	6.005	**41,6**	**5.670**	**37,1**	**6.012**	**44,1**	**5,9**	**(5,7)**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital social	2.829	19,6	2.446	16,0	2.446	18,0	15,7	-
Reservas de capital	-	-	92	0,6	92	0,7	(100,0)	-
Reservas de lucros	2.926	20,3	2.833	18,5	1.783	13,1	3,3	58,9
Aumento de capital e dividendos propostos	410	2,8	500	3,3	806	5,9	(18,0)	(38,0)
Ajustes de avaliação patrimonial	446	3,1	769	5,0	524	3,9	(42,0)	46,8
	6.611		**6.640**		**5.651**			
Participação de acionista não controlador	3	-	2	-	4	-	50,0	(50,0)
	6.614	**45,8**	**6.642**	**43,4**	**5.655**	**41,6**	**(0,4)**	**17,7**
TOTAL	**14.420**	**100,0**	**15.289**	**100,0**	**13.610**	**100,0**	**(5,7)**	**12,3**

Comentários sobre variações significativas entre os balanços patrimoniais de 31.12.2016 e 31.12.2015

Ativo circulante

Caixa e equivalentes de caixa

A redução de R$ 582 milhões resultou, principalmente, da seguinte combinação: (i) recursos provenientes das atividades operacionais de R$ 2.525 milhões; (ii) aplicação de R$ 1.176 milhões em ativos imobilizado e intangível; (iii) pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio de R$ 1.164 milhões; (iv) amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures no montante de R$ 1.210 milhões; (v) captação de recursos através financiamentos e debêntures , no montante de R$ 621 milhões, destinados, principalmente, à implantação da Usina Termelétrica Pampa Sul e à construção de projetos em desenvolvimento; (vi) pagamento de parcelas de concessões no montante de R$ 64 milhões; e (vii) transferência de R$ 69 milhões de caixa e equivalentes de subsidiárias para ativo mantido para venda.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Contas a receber de clientes

O crescimento de R$ 50 milhões deve-se, principalmente, ao acréscimo das transações no mercado de energia de curto prazo, parcialmente atenuado pela redução do saldo de contas a receber de comercializadoras, em função da apresentação líquida, em 2016, das transações de vendas de energia convencional, concomitantemente à compra de energia incentivada das mesmas comercializadoras (operações casadas), para revenda a consumidores livres que migraram do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Estoques

O aumento de R$ 17 milhões decorre, principalmente, do reconhecimento a partir de 2016 do carvão próprio, anteriormente reembolsado integralmente pela Eletrobras (CDE) e da elevação dos saldos de estoque de almoxarifado de usinas termelétricas, ocorrido devido a compras para manutenção e gestão de estoques, parcialmente atenuados pelo registro de provisão para redução ao valor realizável líquido de itens de estoque, haja vista a desativação das Usinas Termelétricas Charqueadas e Alegrete.

Créditos fiscais a recuperar

A redução de R$ 31 milhões no circulante e de R$ 9 milhões no não circulante se deu devido à utilização dos créditos de PIS e Cofins sobre aquisições de imobilizado durante o ano de 2016.

Combustíveis a reembolsar

A queda de R$ 95 milhões deve-se ao fato de que em dezembro de 2016 está pendente de recebimento apenas o próprio mês de dezembro, o qual será reembolsado após o pagamento da Companhia às carboníferas, enquanto que em dezembro de 2015, a Companhia apresentava o saldo receber acumulado de dois meses (novembro e dezembro). Além disso, em 2016 houve redução do reembolso de combustíveis para geração de energia elétrica em função da alteração das regras de reembolso.

Ganhos não realizados em operações de hedge

A variação de R$ 777 milhões no circulante e de R$ 128 milhões no não circulante é explicada, principalmente, pela liquidação das operações de *swap* sobre os empréstimos em Dólar em 2016 e em menor proporção pela valorização do Real frente ao Dólar que afetou as operações de *hedge* de compromissos em moeda estrangeira. A cotação do Dólar de 31 de dezembro de 2015 era 3,9048, enquanto que o de 31 de dezembro de 2016 foi de 3,2591.

Repactuação de risco hidrológico a apropriar

A Companhia amortizou R$ 26 milhões no exercício de 2016 e reconheceu, mediante transferência do não circulante para o circulante, o mesmo valor para amortização em 2017.

Outros ativos circulantes

O aumento de R$ 8 milhões decorre principalmente de adiantamentos feitos a fornecedores.

Ativo não circulante mantido para venda

As variações são explicadas pelos seguintes itens: (i) reconhecimento de *impairment* dos valores a receber de Jacuí, no montante de R$ 76 milhões; e (ii) reclassificação dos saldos dos ativos das subsidiárias Areia Branca, Beberibe e Pedra do Sal, no valor de R$ 409 milhões para esta rubrica, haja vista ter sido aprovado pelo Conselho de Administração a alienação destas empresas.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Ativo não circulante

Realizável a longo prazo

Créditos fiscais a recuperar

A variação desta rubrica está descrita no "Ativo circulante", item "Créditos fiscais a recuperar".

Depósitos vinculados

A elevação de R$ 28 milhões é explicada, substancialmente, pelos montantes dos depósitos vinculados às garantias dos financiamentos das eólicas do Complexo Trairi.

Depósitos judiciais

O incremento em R$ 18 milhões refere-se, basicamente, à variação monetária dos depósitos judiciais e ingressos em decorrência de trâmites legais na qual a Companhia está envolvida.

Ganhos não realizados em operações de hedge

Esta rubrica abrange os ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa. A natureza da operação e a razão do decréscimo de R$ 128 milhões estão descritas no "Ativo circulante", item "Ganhos não realizados em operações de hedge".

Repactuação de risco hidrológico a apropriar

O montante de R$ 171 milhões corresponde aos valores que serão compensados com a obrigação de prêmio de risco no período compreendido entre 2017 e 2033. A redução de R$ 26 milhões corresponde à transferência do mesmo montante para o ativo circulante.

Outros ativos não circulantes

O aumento de R$ 12 milhões decorre, principalmente, do aumento de imposto de renda e contribuição social diferidos.

Investimentos

O montante de R$ 5 milhões registrado em 2016 refere-se à aquisição de 50% do capital social da ENGIE Solar pela Companhia, mediante subscrição de capital. A ENGIE Solar tem como objeto social o desenvolvimento, venda atacadista e varejista, operação e manutenção de geradores e painéis solares fotovoltaicos, com potência instalada abaixo de 5 MW (cinco megawatts).

Imobilizado

O aumento em R$ 297 milhões é decorrente dos seguintes itens: (i) aquisições de ativos no montante de R$ 1.136 milhões, principalmente relativos às construções de Pampa e Santa Mônica; (ii) depreciação de R$ 619 milhões; (iii) reclassificação para ativo mantido para venda no montante de R$ 288 milhões; (iv) capitalização de R$ 113 milhões de juros e variação monetária sobre empréstimos, financiamentos e debêntures; e (v) reconhecimento de provisão para redução ao valor de recuperação de ativos (*impairment*) de R$ 45 milhões.

Intangível

O acréscimo de R$ 10 milhões decorreu, substancialmente, do reconhecimento dos direitos sobre os projetos Assú e Santo Agostinho.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Passivo circulante

Fornecedores

Os principais fatores que resultaram na redução de R$ 203 milhões no saldo de fornecedores foram: (i) posição devedora na CCEE em dezembro de 2015 e credora no mesmo mês de 2016; (ii) redução do saldo de fornecedores de combustíveis fósseis e biomassa, em função de: (ii.i) menor quantidade de carvão comprada para as usinas termelétricas; e (ii.ii) menor compra de gás natural em função do menor despacho da Usina Termelétrica William Arjona; e (iii) redução de fornecedores de energia elétrica comprada para revenda e de imobilizado.

Dividendos e juros sobre capital próprio

O aumento de R$ 101 milhões decorre do maior crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao ano de 2016 em comparação ao ano 2015.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

O decréscimo de R$ 1.413 milhões ocorreu pelos seguintes fatores: (i) pagamentos de principal e juros de R$ 1.796 milhões, em função, principalmente, da liquidação em 2016 dos empréstimos em dólares norte-americanos e suas respectivas operações de *swap*; (ii) transferência de R$ 292 milhões do passivo não circulante relativo às dívidas que vencerão em 2017; (iii) encargos financeiros de R$ 109 milhões; e (iv) reclassificação de R$ 18 milhões para passivos relacionados a ativos mantidos para venda.

Concessões a pagar

A variação desta rubrica está descrita a seguir no "Passivo não circulante", item "Concessões a pagar".

Imposto de renda e contribuição social a pagar

A elevação de R$ 63 milhões ocorreu, principalmente, devido à adoção pela Companhia, a partir do terceiro trimestre de 2015, de pagamento do imposto de renda e da contribuição social com base no balanço mensal de suspensão ou redução, enquanto que em 2016 a apuração mensal foi baseada na estimativa, por meio da receita bruta.

Outras obrigações fiscais e regulatórias

A redução de R$ 8 milhões deve-se, substancialmente, ao decréscimo do saldo a pagar de PIS e Cofins, em razão de maior crédito tomado em dezembro de 2016, se comparado ao mesmo período de 2015.

Obrigações trabalhistas

Em 2016, houve redução de R$ 13 milhões nesta rubrica, ocasionado, principalmente pela readequação do quadro funcional em razão dos desligamentos dos colaboradores através do Plano de Demissão Voluntária (PDV), parcialmente atenuada pelo reajuste anual da remuneração e dos benefícios dos empregados.

Provisões

A variação no circulante de R$ 9 milhões e no não circulante de R$ 45 milhões é explicada, substancialmente, pelos seguintes itens: (i) juros e variação monetária de provisões cíveis, fiscais e trabalhistas, no valor de R$ 35 milhões; (ii) reconhecimento em 2016 de provisão para desmobilização da Usina Termelétrica Charqueadas, no montante de R$ 19 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Obrigações com benefícios de aposentadoria

A elevação observada nesta rubrica de R$ 5 milhões no circulante e de R$ 16 milhões no não circulante é resultado do reconhecimento de juros e realização de avaliação atuarial, parcialmente atenuada pelos pagamentos de obrigações contratadas.

Passivos relacionados a ativos mantidos para venda

O montante registrado em 2016 é resultado da reclassificação dos saldos dos passivos das subsidiárias Areia Branca, Beberibe e Pedra do Sal, haja vista ter sido aprovado pelo Conselho de Administração a alienação destas empresas.

Outros passivos circulantes

Os principais itens que influenciaram o aumento de R$ 120 milhões foram: (i) R$ 87 milhões – reconhecimento de provisão em função da provável glosa do reembolso de carvão relativo às compras de 2016; e (ii) R$ 22 milhões – perdas não realizadas nas operações de *hedge* de fluxo de caixa.

Passivo não circulante

Empréstimos, financiamentos e debêntures

A elevação de R$ 255 milhões é explicada pelos seguintes fatores: (i) ingresso de R$ 621 milhões principalmente, em função da emissão pela Companhia de R$ 600 milhões de debêntures simples; (ii) transferência para o passivo circulante de R$ 292 milhões das dívidas que vencerão em 2017; (iii) reclassificação para passivos relacionados a ativos mantidos para venda de R$ 133 milhões; e (iv) encargos financeiros de R$ 59 milhões.

Concessões a pagar

O incremento de R$ 4 milhões no circulante e de R$ 272 milhões no não circulante decorre do seguinte: (i) juros e variação monetária de R$ 341 milhões; e (ii) amortizações de R$ 65 milhões.

Provisões

A variação desta rubrica está descrita no "Passivo circulante", item "Provisões".

Obrigações com benefícios de aposentadoria

A variação desta rubrica está descrita no "Passivo circulante", item "Obrigações com benefícios de aposentadoria".

Imposto de renda e contribuição social diferidos

O decréscimo de R$ 248 milhões é reflexo, basicamente, da liquidação em 2016 dos empréstimos em dólares norte-americanos e suas respectivas operações de *swap*, o que resultou no pagamento de imposto de renda e contribuição social anteriormente diferido.

Patrimônio líquido

A redução de R$ 28 milhões decorreu da combinação do seguinte: (i) lucro líquido consolidado do exercício de 2016 de R$ 1.548 milhões; (ii) dividendos intercalares pagos e juros sobre o capital próprio creditados relativos a 2016 de R$ 1.078 milhões; (iii) reversão de ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa no valor de R$ 284 milhões; (iv) aprovação e pagamento dos dividendos propostos relativos a 2015 no montante de R$ 209 milhões; e (v) efeito negativo na remensuração de obrigações com benefícios de aposentadoria no valor de R$ 5 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Comentários sobre variações significativas entre os balanços patrimoniais de 31.12.2015 e 31.12.2014

Ativo circulante

Caixa e equivalentes de caixa

O acréscimo de R$ 792 milhões resulta, principalmente, da seguinte combinação: (i) recursos provenientes das atividades operacionais de R$ 2.579 milhões; (ii) aplicação de R$ 753 milhões em ativos imobilizado e intangível; (iii) pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio de R$ 704 milhões; (iv) amortização de R$ 414 milhões de empréstimos, financiamentos e debêntures; (v) captação de recursos através de empréstimos e financiamentos, no montante de R$ 138 milhões, destinados, principalmente, à modernização das usinas Salto Santiago, Passo Fundo e Jorge Lacerda, a ampliação da Ferrari Termoelétrica e à construção dos projetos em desenvolvimento; e (vi) pagamento de parcelas de concessões no montante de R$ 59 milhões.

Contas a receber de clientes

O crescimento de R$ 61 milhões deve-se, principalmente, ao aumento do preço médio de venda de energia à comercializadoras e consumidores livres e ao acréscimo das transações no mercado de energia de curto prazo, parcialmente reduzidos pelo decremento da quantidade vendida a distribuidoras.

Estoques

O aumento de R$ 19 milhões decorre, principalmente, da elevação do estoque de carvão e do incremento do volume em estoque e do preço de compra de itens de almoxarifado.

Combustíveis a reembolsar

A redução de R$ 199 milhões decorreu, substancialmente, da regularização dos reembolsos do combustível comprado para consumo nas usinas termelétricas da Companhia. Os reembolsos, em situação normal, são realizados após a apresentação dos comprovantes de pagamento aos fornecedores. Em 31.12.2015 estavam pendentes de reembolso da Eletrobras os montantes referentes as competências de novembro e dezembro do mesmo ano, enquanto que em 31.12.2014, os valores referentes a agosto a dezembro de 2014 não haviam sido reembolsados. A regularização se deu no primeiro semestre de 2015.

Indenização de seguro a receber

O decréscimo de R$ 209 milhões decorre do seguinte: (i) R$ 39 milhões – reconhecimento de complemento de indenização de seguro de lucros cessantes, em razão dos impactos negativos na CCEE decorrentes da paralização temporária de geração em unidades do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, motivada por sinistros ocorridos em 2014; e (ii) R$ 248 milhões – recebimento das indenizações dos sinistros acima mencionado relativos a períodos anteriores que ainda se encontravam pendentes de recebimento.

Depósitos vinculados

O decréscimo de R$ 96 milhões deriva, principalmente, dos seguintes fatores: (i) R$ 53 milhões – redução de garantias financeiras em razão das operações realizadas na CCEE; e (ii) R$ 42 milhões – liberação de parcela dos depósitos efetuados em conta vinculada, haja vista o cumprimento de determinadas condições precedentes estabelecidas no contrato de aquisição da totalidade do capital social da Ferrari Termoelétrica S.A.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Ganhos não realizados em operações de hedge

Esta rubrica abrange os ganhos não realizados em operações de *hedge* de valor justo e de fluxo de caixa, os quais apresentam saldo em 2015 de R$ 489 milhões e R$ 289 milhões, respectivamente. As operações de *hedge* de valor justo foram contratadas concomitantemente aos empréstimos tomados em moeda estrangeira, a fim de proteger a totalidade dos pagamentos futuros de principal e juros das oscilações do dólar norte-americano. As operações de *hedge* de fluxo de caixa visam proteger os pagamentos dos compromissos futuros em moeda estrangeira advindos dos contratos de construção de usinas. O incremento de R$ 748 milhões foi fortemente influenciado pela desvalorização do real frente ao Dólar em 2015.

Repactuação de risco hidrológico a apropriar

Em consonância com as diretrizes estabelecidas na Lei nº 13.203/2015 e na Resolução Normativa nº 684/2015, em dezembro de 2015, a Aneel concedeu anuência ao acordo de repactuação do risco hidrológico relativo às usinas da Companhia cuja energia estava vendida no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Como condição para a adesão ao referido Acordo, a Companhia formalizou a desistência de qualquer disputa judicial com a Aneel que impeça a aplicação direta do mecanismo do GSF. As regras da repactuação estabelecem opções de escolha do nível de risco hidrológico a ser assumido pelos geradores que, em contrapartida, assumem o compromisso de pagar um prêmio de risco definido pela Aneel ao longo do prazo do contrato de venda de energia no ACR. Com base no novo patamar de risco definido nos termos da repactuação, o GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um montante pago a maior que será compensado com os prêmios de risco devidos pela Companhia, calculados a valor presente. A estimativa da Companhia é de que R$ 26 milhões sejam compensados no exercício de 2016 e, por isto, este saldo está apresentado no ativo circulante.

Outros ativos circulantes

O aumento de R$ 20 milhões decorre da combinação dos seguintes itens: (i) R$ 9 milhões – aumento de despesas a apropriar, haja vista incremento do prêmio do seguro internacional de danos à propriedade e interrupção de negócios; (ii) R$ 6 milhões – incremento de dispêndios e sinistros a serem reembolsados; (iii) R$ 3 milhões – acréscimo de adiantamento a fornecedores; e (iv) R$ 2 milhões – crescimento do saldo a compensar de imposto de renda e contribuição social.

Ativo não circulante

Realizável a longo prazo

Créditos fiscais a recuperar

A redução de R$ 37 milhões é resultado, principalmente, da combinação dos seguintes itens: (i) maior utilização de créditos de PIS e Cofins durante o exercício de 2015; e (ii) aumento do ICMS a recuperar sobre aquisições de ativo imobilizado.

Depósitos judiciais

O incremento em R$ 15 milhões refere-se, basicamente, à variação monetária dos depósitos judiciais.

Ganhos não realizados em operações de hedge

Esta rubrica abrange os ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa. A natureza da operação e a razão do acréscimo de R$ 66 milhões apresentado estão descritas no "Ativo circulante", item "Ganhos não realizados em operações de hedge".

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Repactuação de risco hidrológico a apropriar

O montante de R$ 197 milhões corresponde aos valores que serão compensados com a obrigação de prêmio de risco no período compreendido entre 2017 e 2033, conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 684/2015. A natureza da rubrica está descrita no "Ativo circulante", item "Repactuação de risco hidrológico a apropriar".

Imobilizado

O aumento em R$ 240 milhões é decorrente dos seguintes itens: (i) aquisições de ativos no montante de R$ 784 milhões; (ii) depreciação de R$ 588 milhões; (iii) capitalização de R$ 68 milhões de juros e variação monetária sobre empréstimos, financiamentos e debêntures; (iv) baixas de bens inutilizáveis no montante de R$ 14 milhões; e (v) reconhecimento de provisão para redução ao valor de recuperação de ativos (*impairment*) de R$ 10 milhões.

Intangível

O acréscimo de R$ 46 milhões decorreu, substancialmente, do reconhecimento dos direitos sobre os projetos Campo Largo, Santo Agostinho e Assú.

Passivo circulante

Fornecedores

O decremento de R$ 68 milhões é resultado do aumento dos saldos de energia elétrica comprada e de fornecedores de imobilizado, parcialmente compensado pela redução das transações na CCEE, dos fornecedores de combustíveis fósseis e biomassa e dos fornecedores de materiais e serviços.

Dividendos e juros sobre capital próprio

O aumento de R$ 71 milhões decorre de um maior crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao ano de 2015 em comparação ao ano 2014.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

O incremento de R$ 1.258 milhões ocorreu pelos seguintes fatores: (i) transferência de R$ 1.609 milhões do passivo não circulante, decorrente, principalmente, do vencimento em 2016 dos empréstimos com o HSBC USA, o Mizuho Bank e o Bank of Tokyo; (ii) pagamentos de principal e juros de R$ 756 milhões; e (iii) encargos financeiros de R$ 405 milhões.

Imposto de renda e contribuição social a pagar

A redução de R$ 210 milhões ocorreu devido à adoção da Companhia, a partir do terceiro trimestre de 2015, de pagamento do imposto de renda e da contribuição social com base no balanço mensal de suspensão ou redução, enquanto que anteriormente a apuração mensal era baseada na estimativa, por meio da receita bruta.

Outras obrigações fiscais e regulatórias

O aumento de R$ 30 milhões deve-se, principalmente, ao incremento do saldo a pagar de PIS e Cofins, em razão de: (i) menor crédito tomado em dezembro de 2015, se comparado ao período de dezembro de 2014; (ii) maior receita de venda; e (iii) aumento de receitas financeiras.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Obrigações trabalhistas

Em 2015 houve o incremento da provisão para gastos com demissão voluntária referente a colaboradores, inclusive administradores, que aderiram ao Plano de Demissão Voluntária (PDV), reaberto em 2013, que se desligarão em 2016, e da provisão para participação nos resultados e bônus gerencial, o que resultou no aumento de R$ 36 milhões nesta rubrica.

Obrigações com benefícios de aposentadoria

O decréscimo de R$ 27 milhões deve-se, essencialmente, à redução da estimativa de pagamentos de benefícios e contribuições a serem efetuados no ano de 2016.

Outros passivos circulantes

A redução de R$ 73 milhões deve-se, principalmente, à liberação do depósito em garantia para liquidação de parcela decorrente da aquisição da integralidade do capital social da Ferrari Termoelétrica S.A. e aplicação da integralidade dos recursos de obrigações com o programa de P&D em projetos.

Passivo não circulante

Empréstimos, financiamentos e debêntures

O decréscimo de R$ 1.064 milhões é explicado pelos seguintes fatores: (i) transferência para o passivo circulante de R$ 1.609 milhões das dívidas que vencerão em 2016; (ii) encargos financeiros de R$ 407 milhões; e (iii) captação de recursos do BNDES e do HSBC USA, no valor global de R$ 138 milhões, destinados, principalmente, à modernização das usinas Salto Santiago, Passo Fundo e Jorge Lacerda, à ampliação da Ferrari Termoelétrica e à construção dos projetos em desenvolvimento.

Concessões a pagar

O incremento de R$ 299 milhões decorre do seguinte: (i) juros e variação monetária de R$ 364 milhões; e (ii) transferência para o passivo circulante de R$ 65 milhões.

Provisões

O aumento de R$ 60 milhões é resultado, principalmente, da constituição de provisões conforme avaliação de risco de perda realizada pela Companhia e seus consultores jurídicos.

Obrigações com benefícios de aposentadoria

O aumento de R$ 22 milhões deve-se, essencialmente, à remensuração atuarial, em razão da avaliação atuarial ocorrida ao fim do exercício de 2016.

Imposto de renda e contribuição social diferidos

O incremento de R$ 346 milhões decorre, basicamente, da combinação dos seguintes impactos nos tributos diferidos: (i) aumento dos ganhos com as operações de *swap* e *hedge* de fluxo de caixa; e (ii) maior depreciação acelerada fiscal de ativos elegíveis. Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento das provisões cíveis, fiscais e trabalhistas.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Patrimônio líquido

O aumento de R$ 987 milhões decorreu da combinação do seguinte: (i) lucro líquido consolidado do exercício de 2015 de R$ 1.501 milhões; (ii) dividendos intercalares pagos e juros sobre o capital próprio creditados relativos a 2015 de R$ 628 milhões; (iii) reconhecimento de ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa no valor de R$ 272 milhões; (iv) aprovação da distribuição dos dividendos adicionais propostos relativos a 2014 de R$ 172 milhões; e (v) ganho na remensuração de obrigações com benefícios de aposentadoria no montante de R$ 14 milhões.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

a. resultados das operações da Companhia, em especial:

(i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita

A composição da receita líquida da Companhia é a seguinte:

Em R$ milhões	31.12.2016	%	31.12.2015	%	31.12.2014	%	31.12.2016 *versus* 31.12.2015 (%)	31.12.2015 *versus* 31.12.2014 (%)
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS								
Distribuidoras de energia elétrica	3.114	48,3	3.046	46,7	3.044	47,0	2,2	0,1
Comercializadoras de energia elétrica	320	5,0	209	3,2	239	3,7	53,1	(12,6)
Consumidores livres	2.834	44,0	2.916	44,8	2.248	34,7	(2,8)	29,7
Transações no mercado de curto prazo	117	1,8	303	4,7	903	14,0	(61,4)	(66,4)
Outras receitas	57	0,9	38	0,6	39	0,6	50,0	(2,6)
	6.442	**100,0**	**6.512**	**100,0**	**6.473**	**100,0**	**(1,1)**	**0,6**

Análise comparativa das variações significativas dos componentes da receita líquida de vendas entre os exercícios findos em 31.12.2016 e 31.12.2015

Comercializadoras de energia elétrica

A receita de venda a comercializadoras atingiu R$ 320 milhões, 53,1% superior à receita auferida em 2015 — R$ 209 milhões. A elevação é resultado destes aspectos: (i) R$ 164 milhões — aumento de 86,0%, ou 1.013 GWh (115 MW médios), no volume de energia vendida; e (ii) R$ 53 milhões — decréscimo de 17,8% no preço médio líquido de vendas.

A elevação do volume de venda observada nos períodos em análise decorreu, substancialmente, de vendas de energia convencional, concomitantemente à compra de energia incentivada de comercializadoras, para revenda a consumidores livres que migraram do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE

No exercício de 2016, houve decréscimo de R$ 186 milhões na receita das transações de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE, em relação ao ano anterior, passando de R$ 303 milhões em 2015 para R$ 117 milhões em 2016. Mais detalhes sobre tais operações e variações foram elencados no "item 10.1.h.1", tópico "Detalhamento das Operações de Curto Prazo – em especial as Transações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)".

Análise comparativa das variações significativas dos componentes da receita líquida de vendas entre os exercícios findos em 31.12.2015 e 31.12.2014

Comercializadoras de energia elétrica

A receita de venda a comercializadoras atingiu R$ 209 milhões, 12,6% inferior à receita auferida em 2014 — R$ 239 milhões. A redução apresentada é resultado dos seguintes aspectos: (i) R$ 129 milhões — queda de 42,8%, ou 881 GWh (101 MW médios), no volume de energia vendida; e (ii) R$ 99 milhões — acréscimo de 52,7% no preço médio líquido de vendas.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Consumidores livres

No ano de 2015, a receita de vendas a consumidores livres alcançou R$ 2.916 milhões, 29,7% além dos R$ 2.248 milhões verificados em 2014. Essa ampliação está relacionada ao que segue: (i) R$ 477 milhões — crescimento de 20,4% no preço médio líquido da energia vendida; e (ii) R$ 191 milhões — acréscimo de 1.255 GWh (143 MW médios), ou 7,7%, no volume de venda de energia.

Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE

No exercício de 2015, em relação ao ano anterior, houve decréscimo de R$ 600 milhões na receita das transações de curto prazo, passando de R$ 903 milhões em 2014 para R$ 303 milhões em 2015. Mais explicações sobre tais operações e variações podem ser obtidas no "item 10.1.h.1", tópico "Detalhamento das Operações de Curto Prazo – em especial as Transações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)".

(ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Os fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais da Companhia nos anos de 2016, 2015 e 2014 estão mencionados a seguir. Informações complementares sobre eles foram detalhadas nos itens 10.1.h e 10.2.a.(i).

Ano de 2016 - (i) ampliação do preço médio líquido de venda; (ii) redução da quantidade de energia vendida; (iii) resultado negativo das transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE, ante o resultado positivo no exercício de 2015; (iv) redução dos custos com compra de energia elétrica para revenda; (v) menor consumo de combustíveis para geração de energia elétrica; (vi) efeito positivo nas provisões operacionais líquidas quando comparadas ao mesmo período do ano anterior; (vii) reconhecimento de provisão para redução do valor recuperável (*impairment*) de ativos de geração termelétrica e para devolução de reembolso de combustível (CDE) em função de alteração da legislação; e (viii) redução das despesas financeiras líquidas.

Ano de 2015 - (i) ampliação do preço médio líquido de venda; (ii) redução da quantidade vendida à distribuidoras, comercializadoras e consumidores livres; (iii) resultado positivo nas transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE ante o resultado negativo no exercício anterior, incluindo os efeitos da adesão à repactuação do risco hidrológico de algumas usinas da Companhia, cuja energia foi comercializada no Ambiente de Contratação Regulada, conforme estabelecido na Lei nº 13.203/2015; (iv) crescimento dos custos com a compra de energia para revenda; (v) efeito negativo decorrente de constituição de provisões operacionais; (vi) aumento dos demais custos de energia vendida e dos serviços prestados; e (vii) crescimento das despesas financeiras líquidas em função, principalmente, dos maiores juros e variações, monetárias e cambiais, sobre as dívidas.

Ano de 2014 - (i) elevação do preço médio líquido de venda e da quantidade de energia vendida; (ii) efeito negativo no resultado líquido das transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE, incluindo o reconhecimento da recuperação dos efeitos negativos na CCEE decorrentes dos sinistros em unidades geradoras da Companhia; (iii) incremento dos custos com a compra de energia para revenda; (iv) aumento do consumo de combustíveis em razão do maior despacho da Usina Termelétrica William Arjona; (v) reversão de passivos prescritos relativos à compra de energia e encargos de transmissão; e (vi) queda das despesas financeiras líquidas.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

b. variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços

As receitas de venda da Companhia são suportadas por contratos com cláusulas de reajuste de preço, em grande parte, pelo IPCA e IGP-M. A receita da Companhia não está exposta a taxas de câmbio e não foi afetada pela introdução de novos produtos e serviços.

As principais variações das receitas da Companhia em decorrência de modificação de preço e alteração de volume estão explicadas no item 10.2.a (i).

c. impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro da Companhia, quando relevante

c.1) inflação e variação de preços nos custos de venda de energia elétrica

Energia elétrica comprada para revenda: estas transações normalmente são realizadas por meio de contratos de médio e longo prazo, os quais possuem seus preços reajustados, na sua grande parte, pelo IPCA e IGP-M. O impacto médio referente ao reajuste de preço pelos índices de inflação no exercício de 2016 foi de cerca de R$ 33 milhões, e nos anos de 2015 e 2014 foi de aproximadamente R$ 37 milhões e R$ 27 milhões, respectivamente.

Combustível para a produção de energia elétrica: o gás consumido na UTE William Arjona é transacionado em dólar norte-americano, equivalente em reais, e reajustado anualmente pela variação do *Producer Price Index* (PPI), um indicador do governo americano para commodities de uso industrial. Os preços do carvão não reembolsável pela CDE são negociados quando da contratação da aquisição ou da renovação do contrato e tem como indexador fórmulas paramétricas cujos principais componentes são o INPC e índices setoriais específicos, na sua maioria, publicados pela Fundação Getulio Vargas (FGV). Os índices de correção não resultaram em efeitos relevantes no custo da Companhia. A desvalorização do real frente ao dólar elevou o custo unitário do gás nos exercícios de 2015 e 2014. Em 2016, o custo foi reduzido em função da UTE William Arjona ter sido despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) somente nos meses de janeiro e fevereiro.

Encargos de uso de rede elétrica e conexão: são calculados pela multiplicação do montante de uso da rede, em kW, pela tarifa estabelecida anualmente pela Aneel, com base no rateio dos custos totais de conexão e de transmissão observados, e esperados, para todo sistema, e nos índices de reajustes dos contratos de transmissão e conexão vigentes – em maioria IPCA e IGP-M. O efeito da variação desses indicadores de inflação no custo da Companhia foi de aproximadamente R$ 47 milhões, R$ 35 milhões e R$ 20 milhões em 2016, 2015 e 2014, respectivamente.

Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*): o valor corresponde a 6,8% sobre a quantidade de energia elétrica produzida, valorada por uma Tarifa Anual de Referência (TAR) definida pela Aneel, com base no custo de aquisição de energia pela distribuidora, revisto a cada quatro anos. No exercício de 2016, o reajuste da TAR foi de 9,5% e o impacto no custo da Companhia foi de aproximadamente R$ 16 milhões. Nos anos de 2015 e 2014, os efeitos decorrentes dos reajustes de 6,7% e 5,9% foram de R$ 11 milhões e R$ 9 milhões, respectivamente.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

c.2) Impactos do câmbio, da inflação e da taxa de juros no resultado financeiro da Companhia

Exposição ao câmbio

Em 2016, todos os empréstimos em dólares norte-americanos obtidos com as instituições financeiras HSBC, Mizuho e Tokyo e suas respectivas operações de *swap* com as subsidiárias brasileiras foram liquidados.

A Companhia não possuía, em 31.12.2015 e 31.12.2014, empréstimos expostos à variação da cotação de moeda estrangeira, em função dos instrumentos de *hegde* (*swap*) contratados.

Em novembro de 2014, o empréstimo junto ao BNP Paribas foi liquidado antecipadamente, no montante de R$ 130 milhões, extinguindo a exposição da Companhia ao Euro.

Nos exercícios de 2016 e 2015 não houve impacto no resultado financeiro em decorrência de variação cambial. No exercício de 2014, o resultado financeiro foi impactado positivamente em R$ 3 milhões –0,2% do resultado operacional da Companhia no ano.

Exposição ao risco de taxa de juros e índices flutuantes

A Companhia está exposta à taxa de juros e índices flutuantes relacionados às variações da TJLP, do IPCA e do IGP-M. Em 2016, não há mais exposição passiva ao CDI, considerando que no ano corrente os empréstimos em dólares norte-americanos que estavam protegidos contra a variação cambial por meio de operação de *swap* para o CDI foram integralmente liquidados.

Os impactos dos juros e da variação monetária no resultado financeiro da Companhia nos exercícios de 2016, 2015 e 2014 foram estes:

(Valores em R$ milhões)	Empréstimos, financiamentos e debêntures	Concessões a pagar	Total
Exercício Social findo em 31.12.2016			
- Juros	220	201	421
- Variação monetária	51	140	191
Exercício Social findo em 31.12.2015			
- Juros	282	173	455
- Variação monetária	45	191	236
Exercício Social findo em 31.12.2014			
- Juros	235	152	387
- Variação monetária	16	73	89

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

a. introdução ou alienação de segmento operacional

2016

A Companhia administra os seus negócios como um único segmento operacional, o qual é composto pelas atividades de geração e comercialização da energia elétrica gerada pelos seus ativos ou comprada por meio de contratos de médio e longo prazo. Tal segmento representou 99,4% das receitas líquidas de vendas consolidadas auferidas em 2016.

A capacidade instalada total da Companhia passou de 7.044,3 MW em 31 de dezembro de 2015 para 6.999,3 MW em 31 de dezembro de 2016, redução de 45,0 MW, ou 0,6%, em função (i) do encerramento das atividades operacionais da Usina Termelétrica de Charqueadas – 72,0 MW, em novembro de 2016; e (ii) da entrada em operação comercial da Central Eólica Santa Mônica – 18,9 MW e da Central Eólica Cacimbas – 8,1 MW, ambas pertencentes ao Complexo Eólico Santa Mônica, localizado no município de Trairi, estado do Ceará.

2015

O segmento operacional de geração e comercialização representou 99,4% das receitas líquidas auferidas em 2015. O crescimento do parque gerador da Companhia em 2015 foi formado com a finalização das obras de expansão da Ferrari Termelétrica, iniciadas em 2014, que agregaram 15,0 MW ao parque gerador. Em complemento, a inclusão do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Eólico de Tubarão, agregou 2,1 MW. Com isso, os 7.044,3 MW alcançados ao final de 2015 representam um aumento de 17,1 MW, ou 0,2%, em relação aos 7.027,2 MW do final de 2014.

2014

O segmento operacional de geração e comercialização representou 99,3% das receitas líquidas de 2014. Estes eventos resultaram em impactos na capacidade instalada da Companhia: (i) incremento de 65,5 MW em razão da incorporação ao parque gerador da Usina Termelétrica Ferrari; (ii) acréscimo de 60 MW resultante da entrada em operação comercial das centrais Eólicas Fleixeiras I e Mundaú, ambas de 30 MW, pertencentes ao Complexo Eólico Trairí; (iii) aumento de 3 MW em razão da entrada em operação da Usina Fotovoltaica Cidade Azul; e (iv) redução de 66 MW decorrente do pedido à Aneel de revogação definitiva da autorização da operação e a respectiva devolução à União da Usina Termelétrica Alegrete. Assim, a Companhia encerrou o ano de 2014 com um acréscimo de 62,5 MW, em relação à capacidade instalada de 2013.

b. constituição, aquisição ou alienação de participação societária

2016

As principais informações referentes à aquisição, incorporação e alienação de participações societárias da Companhia são estas:

- Complexo Eólico Santo Agostinho

Em 2016, a Companhia finalizou o processo de aquisição da última fase do Complexo Eólico Santo Agostinho, tendo sido transferido quatro SPE para seu controle. O Complexo Eólico é composto por vinte e quatro SPE, cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólico, totalizando um potencial de desenvolvimento de 600 MW, com cada SPE participando com 25 MW, e uma *holding*, todo localizado nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, no estado do Rio Grande do Norte.

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

A mais valia de todo o negócio adquirido, no valor de R$ 59 milhões, corresponde, substancialmente, ao valor justo dos projetos básicos ambientais, da certificação de geração de energia, das medições de ventos, das licenças ambientais prévias e dos contratos de arrendamentos, tendo sido alocada integralmente no ativo intangível. Até o momento foram desembolsados R$ 45 milhões na aquisição do projeto.

- Projeto Assú

Em novembro de 2015, a ECP, controlada direta da Companhia, assinou contrato de aquisição de projetos de implantação de três usinas fotovoltaicas e de opção de compra de outras duas – a qual foi exercida em 2016, no município de Assú, estado do Rio Grande do Norte. Ainda em novembro de 2015, a ECP, por meio de sua controlada Assú V, que desenvolverá um dos projetos adquiridos, comercializou 9,2 MW médios em Leilão de Energia de Reserva (LER) promovido pela Aneel, ao valor de R$ 302,99/MWh, pelo prazo de 20 anos, a serem fornecidos a partir de 1º de novembro de 2018.

A Central Fotovoltaica Assú V terá capacidade instalada de 36,7 MW, e suas obras tiveram início no ano de 2016. O empreendimento demandará o investimento total de aproximadamente R$ 220 milhões.

- Usina Termelétrica Norte Catarinense

A Companhia está desenvolvendo um projeto para implantação de uma usina termelétrica a gás natural, em ciclo combinado, na cidade de Garuva, ao norte do estado de Santa Catarina. A UTE Norte Catarinense terá capacidade instalada de aproximadamente 600 MW. Em março de 2016, foi emitida a Licença Ambiental Prévia deixando a Usina apta a participar de futuros leilões de energia nova.

- ENGIE Comercializadora Varejista de Energia Ltda.

A ENGIE Varejista foi constituída em 2016 e tem como objeto social o comércio varejista de energia elétrica, incluindo a compra, no atacado ou no varejo, a venda, no varejo, e a importação de energia elétrica. O início da operação comercial da Empresa está condicionado à habilitação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), fato que ainda não ocorreu.

A figura do comercializador varejista foi regulamentada pela Aneel em 2015 com o objetivo de reduzir a complexidade da adesão e facilitar o desenvolvimento do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

- ENGIE Geração Solar Distribuída S.A.

Em abril de 2016, a Companhia adquiriu 50% do capital social da ENGIE Solar, mediante subscrição de capital. A ENGIE Solar tem como objeto social o desenvolvimento, venda atacadista e varejista, operação e manutenção de geradores e painéis solares fotovoltaicos, com potência instalada abaixo de 5 MW.

O valor máximo de aquisição será de R$ 24 milhões a serem aportados em até 48 meses.

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

- Alienação – Eólica Beberibe, Eólica Pedra do Sal e Hidrelétrica Areia Branca

Em reunião realizada em 23.12.2016, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a alienação das participações societárias detidas pela Companhia e pela sua controlada direta ECP nas sociedades : (i) Eólica Beberibe S.A., que detém autorização outorgada pela Aneel para explorar o Parque Eólico Beberibe, com capacidade instalada de 25,6 MW; (ii) Eólica Pedra do Sal S.A., que detém autorização outorgada pela Aneel para explorar o Parque Eólico Pedra do Sal, com capacidade instalada de 18,0 MW; e (iii) Hidrelétrica Areia Branca S.A, que detém autorização outorgada pela Aneel para explorar a Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca, com capacidade instalada de 19,8 MW.

O valor das Sociedades (*Enterprise Value*), antes de eventuais e usuais ajustes de preço, foi estabelecido em R$ 392 milhões, dos quais R$ 85 milhões são referentes a seu endividamento líquido estimado. A conclusão da operação está sujeita ao atendimento de determinadas condições precedentes previstas no contrato de compra e venda de ações, incluindo a aprovação prévia do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e da Aneel.

A Operação faz parte da estratégia de otimização do parque gerador da Companhia, de forma a permitir a expansão em ativos que ofereçam maior grau de sinergia entre si.

2015

As principais informações referentes à aquisição, incorporação e alienação de participações societárias da Companhia são estas:

- Complexo Eólico Santo Agostinho

Em agosto de 2014, a Companhia adquiriu os direitos de desenvolvimento do Complexo Eólico Santo Agostinho, o qual é composto por vinte e quatro SPE, cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, totalizando um potencial de desenvolvimento de 600 MW, cada SPE participando com 25 MW, todo localizado nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, no estado do Rio Grande do Norte.

Em dezembro de 2014, a Companhia finalizou o processo de aquisição da primeira fase do projeto, tendo sido transferidas nove SPE e uma holding para seu controle. O valor de aquisição atualizado referente a esta primeira fase foi de R$ 21 milhões.

Em junho e outubro de 2015, a Companhia adquiriu os direitos de desenvolvimento das fases II e III-A do Complexo Eólico Santo Agostinho, as quais são compostas por 11 (onze) Sociedades de Propósito Específico (SPE).

- Projeto Assú

Em novembro de 2015, a controlada direta ECP assinou contrato de aquisição de projetos de implantação de três usinas fotovoltaicas e de opção de compra de duas usinas fotovoltaicas, com prazo de exercício até 11 de junho de 2016, no município de Assú, estado do Rio Grande do Norte. Ainda em novembro de 2015, a ECP, por meio de sua controlada Assú V, a qual desenvolverá um dos projetos adquiridos, comercializou 9,2 MW médios em Leilão de Energia de Reserva (LER) promovido pela Aneel, ao valor de R$ 302,99/MWh, pelo prazo de 20 anos, a serem fornecidos a partir de 1º de novembro de 2018. Assú V terá capacidade instalada de 36,7 MW, e suas obras deverão ser iniciadas em 2016. O empreendimento demandará o investimento total de aproximadamente R$ 220 milhões.

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

Eventual alienação – Eólica Beberibe, Eólica Pedra do Sal e Hidrelétrica Areia Branca

Em 06 de julho de 2015, a Companhia publicou Comunicado ao Mercado informando a contratação de uma empresa de assessoria para coordenar uma eventual alienação das sociedades de propósito específico Eólica Beberibe S.A., Eólica Pedra do Sal S.A. e Hidrelétrica Areia Branca S.A.

2014

As principais informações referentes à aquisição, incorporação e alienação de participações societárias da Companhia são estas:

- Ferrari Termoelétrica S.A.

Em fevereiro de 2014, a Companhia concluiu o processo de aquisição da totalidade do capital social da Ferrari Termoelétrica S.A. pelo valor de R$ 176 milhões, cuja composição é a seguinte:

(i) R$ 161 milhões – valor pago na data do fechamento, dos quais R$ 46 milhões foram depositados em conta vinculada para liberação quando do cumprimento de determinadas condições precedentes, quais sejam: (a) R$ 34 milhões - implantação de melhorias na eficiência do processo de cogeração, obtenção de licença ambiental, bem como revisão da garantia física da usina para 35,6 MW médios; e (b) 12 milhões - revisão técnica do turbo gerador, conclusão de obras de adequação das subestações entre outras.

(ii) R$ 4 milhões – montante pago em abril de 2014, relativo ao ajuste de preço decorrente da variação do capital do giro e endividamento líquido entre a data da assinatura do contrato e a data do fechamento do negócio.

(iii) R$ 11 milhões – valor que será pago mediante o compromisso de fornecimento de combustível adicional pelo vendedor em quantidade e qualidade suficientes para que a UTE Ferrari gere 35,6 MW médios de energia elétrica.

O valor atualizado do depósito mencionado no item (i), no montante de R$ 48 milhões, somado ao compromisso citado no item (iii), resulta no montante total de R$ 59 milhões, o qual está registrado no passivo.

A Ferrari Termoelétrica S.A. é uma sociedade de propósito específico detentora de todos os ativos da Central Geradora Termelétrica UTE Ferrari, um empreendimento de cogeração de energia a biomassa de cana-de-açúcar, em operação comercial desde junho de 2009, localizado no município de Pirassununga, estado de São Paulo. A UTE Ferrari conta com uma capacidade instalada de 65,5 MW e capacidade comercial de 23,2 MW médios, dos quais 18,0 MW médios foram contratados em Leilões de Energia Elétrica destinados ao Ambiente de Contratação Regulada.

Em abril de 2014, a Companhia iniciou as atividades direcionadas à modernização e ampliação da UTE, de modo a elevar a sua capacidade comercial para 35,6 MW médios, bem como a de sua capacidade instalada para 80,5 MW.

- Projeto Campo Largo

Em junho de 2014, a Companhia, concluiu o processo de aquisição das empresas CLWP Brasil II Participações Ltda. (CLWP II) e CLWP Brasil III Participações Ltda. (CLWP III), pelos montantes de R$ 22 milhões e R$ 40 milhões, respectivamente, dos quais R$ 9 milhões referem-se às parcelas condicionadas ao aumento de capacidade instalada, atualizadas pela variação do IPCA e de juros de 1,5% a.a.

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

O montante total da aquisição corresponde, substancialmente, ao valor justo dos projetos básicos ambientais, da certificação de geração de energia, das medições de ventos, das licenças ambientais prévias e dos contratos de arrendamentos.

A CLWP II é uma *holding* detentora de cinco SPE, totalizando um potencial de desenvolvimento de 150 MW. O desenvolvimento de tais projetos está sendo avaliados pela Companhia. A CLWP III é uma *holding* detentora de dez SPE, as quais totalizam um potencial total de desenvolvimento de 300 MW. Destas SPE, quatro deram início a construção dos parques eólicos a partir de novembro de 2014, tendo em vista a assinatura de contrato de fornecimento de seus aerogeradores. Um dos parques cuja construção teve início em 2014, vendeu sua energia no leilão promovido pela Aneel em novembro de 2014.

- Projeto Santo Agostinho

Em agosto de 2014, a Companhia adquiriu os direitos de desenvolvimento do Complexo Eólico Santo Agostinho, o qual é composto por vinte e quatro SPE, cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, totalizando um potencial de desenvolvimento de 600 MW, todo localizado nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, no estado do Rio Grande do Norte.

O valor máximo de aquisição é de R$ 54 milhões, composto por um valor fixo de R$ 39 milhões e um valor vinculado a desempenho de até R$ 15 milhões, que será pago desde que satisfeitas determinadas condições previstas em contrato. Na data da aquisição a Companhia pagou o montante de R$ 3 milhões relativos ao adiantamento previsto em contrato atualizado.

Em dezembro de 2014, a Companhia finalizou o processo de aquisição da primeira fase do projeto, tendo sido transferidas nove SPE e uma *holding* para seu controle. O valor de aquisição atualizado referente a esta primeira fase é de R$ R$ 21 milhões.

c. eventos ou operações não usuais

2016

Os principais eventos não usuais que impactaram no resultado da Companhia no exercício de 2016 foram os reconhecimentos de provisões para: (i) redução do valor recuperável (*impairment*) de ativos no montante de R$ 121 milhões, dos quais R$ 76 milhões correspondem aos ativos não operacionais do projeto termelétrico Jacuí e R$ 45 milhões a ativos de geração termelétrica; (ii) redução do de reembolso de combustível (CDE), no valor de R$ 87 milhões, em função de alteração da legislação que estabelece procedimentos para reembolso do custo de combustível em usinas que utilizam o carvão mineral nacional; (iii) provisão para gastos com a desmobilização da Usina Termelétrica Charqueadas no montante de R$ 19 milhões; e (iv) redução de estoques ao valor realizável líquido das Usinas Termelétricas Charqueadas e Alegrete no valor de R$ 6 milhões.

2015

- Repactuação de risco hidrológico

Em consonância com as diretrizes estabelecidas na Lei nº 13.203/2015 e a fim de mitigar os efeitos negativos do GSF aplicado às usinas integrantes do MRE, a Companhia, em dezembro de 2015, aderiu, mediante manifestação formal e despachos emitidos pela Aneel, à repactuação do risco hidrológico de usinas cuja energia foi comercializada no Ambiente de Contratação Regulada. Como condicionante para a adesão, a Companhia teve que desistir de qualquer disputa judicial que impeça a aplicação do GSF as suas usinas.

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

Tal repactuação foi retroativa a janeiro de 2015, resultando no ressarcimento (líquido do prêmio de risco de 2015), no valor de R$ 223 milhões, registrado na rubrica do ativo "Repactuação de risco hidrológico a apropriar", que será compensado com os prêmios de risco futuros a serem incorridos pela Companhia.

As regras da repactuação estabelecem opções de escolha do nível de risco hidrológico a ser assumido pelos geradores que, em contrapartida, assumem o compromisso de pagar um prêmio de risco definido pela Aneel ao longo do prazo do contrato de venda de energia no ACR. Com base no novo patamar de risco definido nos termos da repactuação, o GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um montante pago a maior que será compensado com os prêmios de risco calculados a valor presente devidos pela Companhia.

A classificação do montante a ser ressarcido no balanço patrimonial da Companhia tem esta composição: (i) R$ 26 milhões reconhecidos no ativo circulante; e (ii) R$ 197 milhões reconhecidos no ativo não circulante. Na tabela a seguir demonstra-se a expectativa de realização do saldo reconhecido no ativo não circulante:

2017	26
2018	25
2019	15
2020	15
2021	15
2022 a 2026	62
2027 a 2031	35
2032 em diante	4
	197

2014

Os principais eventos não usuais que impactaram no resultado da Companhia no exercício de 2014 foram estes: (i) reversão do registro dos custos estimados de R$ 55 milhões, constituído em 2013, relativos aos efeitos da participação dos geradores no rateio dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), conforme estabelecido pela Resolução CNPE 03, visto a redução do risco de perda na ação judicial que contesta a cobrança desses valores; (ii) reversão de passivos prescritos relacionados à compra de energia e encargos de transmissão no valor de R$ 55 milhões e os respectivos encargos financeiros no montante de R$ 61 milhões; e (iii) reversão de provisão cível relativa à cobrança de valor adicional de Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) da Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, no valor de R$ 92 milhões, motivada por decisão favorável à Companhia que reduziu o risco de perda na ação judicial.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

a. mudanças significativas nas práticas contábeis

Não ocorreram mudanças significativas nas práticas contábeis da Companhia nos últimos 3 exercícios sociais.

b. efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Não ocorreram mudanças significativas nas práticas contábeis da Companhia nos últimos 3 exercícios sociais e, consequentemente, sem efeitos significativos advindos destas.

c. ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

Não houve ressalva no Relatório dos Auditores Independentes da Companhia relativo às Demonstrações Contábeis dos últimos 3 exercícios sociais.

10.5 - Políticas contábeis críticas

As práticas contábeis críticas são àquelas consideradas importantes para demonstrar a condição financeira e econômica da Companhia e requerem os julgamentos mais difíceis, subjetivos ou complexos por parte da Administração, frequentemente como resultado da necessidade de se fazer estimativas que têm impacto sobre questões que são inerentemente incertas. À medida que aumenta o número de variáveis e premissas que afetam a possível solução futura dessas incertezas, esses julgamentos se tornam ainda mais subjetivos e complexos.

Na preparação das demonstrações contábeis, adotaram-se determinadas premissas decorrentes de experiência histórica e outros fatores considerados razoáveis e relevantes. Ainda que essas estimativas e premissas sejam revistas pela Companhia no curso ordinário dos negócios, a demonstração da sua condição financeira e dos resultados das operações frequentemente requer o uso de julgamentos quanto aos efeitos de questões inerentemente incertas sobre o valor contábil dos seus ativos e passivos.

Os resultados reais podem ser distintos dos estimados em função de variáveis, premissas ou condições diferentes. De modo a proporcionar um entendimento de como a Companhia forma seus julgamentos sobre eventos futuros, inclusive as variáveis e premissas utilizadas nas estimativas, e alguns impactos relacionados às mudanças nessas estimativas, incluímos comentários referentes a cada prática contábil crítica, descrita a seguir:

a. instrumentos financeiros derivativos

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos ao valor justo nas demonstrações contábeis. A definição do valor justo dos derivativos da Companhia exige o uso de metodologias de valoração que podem ser complexas e envolve o uso de estimativas de câmbio futuro e taxas de juros de longo prazo.

b. vida útil do ativo imobilizado

A Companhia reconhece a depreciação de seus ativos imobilizados pelo método linear com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, as quais são praticadas pelas empresas do setor elétrico brasileiro e representam as vidas úteis estimadas dos bens – limitadas ao prazo da concessão ou autorização das suas usinas, quando aplicável. Entretanto, as vidas úteis reais podem variar com base na atualização tecnológica dos ativos de cada unidade geradora. As vidas úteis dos ativos imobilizados também afetam os testes de recuperação (*impairment*) destes ativos, quando a sua aplicação for necessária.

c. teste de redução do valor recuperável dos ativos de longa duração

Existem regras específicas para avaliar a recuperação dos ativos de vida longa, tanto os bens do ativo imobilizado quanto do ativo intangível. No encerramento do exercício, a Companhia realiza uma análise para determinar se há evidência de que o montante dos ativos de longa duração pode não ser recuperável. Se tal evidência é identificada, a Companhia procede ao teste de avaliação de recuperação dos ativos (*impairment*).

10.5 - Políticas contábeis críticas

d. obrigações com benefícios de aposentadoria

A Companhia reconhece suas obrigações com planos de benefícios a empregados e os custos relacionados, líquidos dos ativos do plano, adotando estas práticas: (i) os compromissos futuros decorrentes dos planos de benefício de pensão são descontados ao valor presente com base nas taxas de juros de títulos do Governo Federal com duração média (*duration*) similar à esperada para pagamento dos compromissos futuros projetados; e (ii) os ativos do plano de pensão são avaliados pelos seus valores de mercado na data do balanço patrimonial.

Nos cálculos atuariais, os consultores atuariais também utilizam fatores subjetivos, como tábuas de mortalidade, estimativas de inflação, de previsão de crescimento salarial, de desligamento e de rotatividade.

As premissas atuariais usadas pela Companhia podem ser materialmente diferentes dos resultados reais devido às mudanças nas condições econômicas e de mercado, eventos regulatórios, decisões judiciais ou períodos de vida mais curtos ou longos dos participantes. Entretanto, a Companhia e seus atuários utilizaram premissas consistentes com as análises internas e externas realizadas para a definição das estimativas.

e. provisões fiscais, cíveis e trabalhistas

São definidas com base em avaliação e qualificação dos riscos cuja probabilidade de perda é considerada provável. Essa avaliação é suportada pelo julgamento da Administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, a experiência da Administração e dos assessores jurídicos, bem como outros aspectos aplicáveis.

10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras

a. os ativos e passivos detidos pela Companhia, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items)

b. outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

A Administração da Companhia esclarece que não há ativos e passivos relevantes que não estejam refletidos nas demonstrações contábeis e notas explicativas da Companhia nos 3 últimos exercícios sociais.

10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

a. como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras da Companhia;

b. natureza e o propósito da operação

c. natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor da Companhia em decorrência da operação

A Administração da Companhia esclarece que não há ativos e passivos relevantes que não estejam refletidos nas demonstrações contábeis da Companhia nos últimos 3 exercícios sociais.

10.8 - Plano de Negócios

a. investimentos:

(i) descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos

A Companhia, ao final do ano de 2016, detinha em andamento as obras dos Complexos Eólicos Santa Mônica e Campo Largo, do Projeto Fotovoltaico Assú V e da Usina Termelétrica Pampa Sul. O montante investido, em 2016, foi de R$ 1.190 milhões, sendo R$ 554 milhões provenientes de recursos próprios e R$ 636 milhões por meio de capital de terceiros.

Os investimentos realizados em 2016 e os previstos para o período de 2017 a 2019, na data-base de 31.12.2016, são estes:

Valores em R$ milhões	Realizado 2016	Previsto 2017	Previsto 2018	Previsto 2019
Financiamento com:				
- Capital de terceiros	636	2.052	1.550	131
- Capital próprio	554	496	718	250
	1.190	**2.548**	**2.268**	**381**

No ano de 2016, a Companhia investiu R$ 874 milhões na construção de novas usinas: (i) R$ 620 milhões – Usina Termelétrica Miroel Wolowski (UTE Pampa Sul); (ii) R$ 248 milhões – Parques Eólicos em construção na Região Nordeste no Brasil; (iii) R$ 4 milhões – Usina Termelétrica Norte Catarinense; e (iv) R$ 2 milhões – Projeto Solar Fotovoltaico Assú. Houve, também, a aquisição de novos investimentos no valor de R$ 25 milhões e a ampliação da Usina Termelétrica Ferrari, no valor de R$ 1 milhão.

Adicionalmente, no mesmo ano, a Companhia investiu R$ 290 milhões em projetos de manutenção e revitalização do seu parque gerador, de forma a manter o alto grau de disponibilidade das usinas. Os principais investimentos foram na modernização da usina de Salto Santiago, onde foram investidos R$ 98 milhões, e nas grandes manutenções do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, cujos investimentos totalizaram R$ 117 milhões.

Os valores anteriormente mencionados não consideram a capitalização dos juros sobre o financiamento durante a fase de construção dos empreendimentos.

Os principais projetos e investimentos previstos para 2017 são: (i) a continuidade da modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago; (ii) a prossecução da construção dos Complexos Eólicos Santa Mônica e Campo Largo, do Projeto Solar Fotovoltaico Assú V e da Usina Termelétrica Pampa Sul; e (iii) o prosseguimento do programa de revitalização e manutenção do parque gerador da Companhia.

(ii) fontes de financiamento dos investimentos

Os projetos setoriais geralmente possuem financiamento da ordem de 50% a 70% do investimento total e o restante normalmente é coberto com recursos próprios. O BNDES é o financiador da maioria dos projetos da Companhia.

10.8 - Plano de Negócios

(iii) desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

UTE Charqueadas

A Companhia deu início, em 2016, à desmobilização da Usina Termelétrica Charqueadas, no Rio Grande do Sul. Com capacidade instalada de 72 MW, a planta, após 50 anos de operação, foi considerada obsoleta, de modo que os investimentos necessários a uma eventual modernização, além de economicamente inviáveis, não seriam compatíveis com o modelo de negócios da Companhia, dada a perspectiva de descarbonização. Assim, a Usina foi desligada em 25 de novembro de 2016 e a desativação efetiva de suas instalações ocorrerá a partir de 2017.

Eólicas Beberibe e Pedra do Sal e PCH Areia Branca

Em 23 de dezembro de 2016, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a venda das usinas eólicas Beberibe (25,6 MW), no Ceará, e Pedra do Sal (18 MW), no Piauí, bem como da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca (19,8 MW), em Minas Gerais, para a Companhia Energética de Petrolina. A operação integra a estratégia da Companhia de priorizar a expansão em ativos que ofereçam maior grau de sinergia entre si. A conclusão da venda, a ser realizada no decorrer de 2017, está sujeita ao atendimento de determinadas condições previstas em contrato, incluindo a aprovação prévia do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e UTE Pampa Sul

Em 15.02.2017, a Companhia comunicou a seus acionistas e ao mercado em geral que mandatou o Banco Morgan Stanley S.A. para prestar assessoria financeira em uma sondagem de mercado, não vinculante, visando identificar potenciais compradores para seus ativos de geração de energia a carvão: (i) Complexo Termelétrico Jorge Lacerda – com capacidade instalada de 857 MW; e (ii) Usina Termelétrica Pampa Sul – usina em construção que terá capacidade instalada de 340 MW e previsão de entrada em operação comercial no final de 2018. A potencial Operação está em linha com a estratégia de descarbonização da ENGIE em todo o mundo, focada em atividades de baixa emissão de carbono, como geração de energia renovável, gás natural e infraestrutura.

b. aquisições já divulgadas de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia

Em consonância com o modelo de negócios do Grupo Econômico ENGIE no Brasil, a controladora ENGIE Brasil Participações participa dos leilões e desenvolve os projetos hidrelétricos, mitiga os principais riscos, e então transfere os projetos à Companhia. O momento da transferência é determinado pelo estágio do perfil de risco de cada projeto.

Nesse contexto, a ENGIE Brasil Participações, por meio da controlada Energia Sustentável do Brasil, está implantando a UHE Jirau, em construção em Porto Velho, estado de Rondônia, com potência instalada de 3.750 MW – já contemplando a ampliação do projeto da Usina para 50 unidades geradoras – na qual a ENGIE detém participação de 40%.

Ainda conforme o modelo de negócios, o Comitê de Partes Relacionadas da Companhia negociará a aquisição com sua Controladora.

A perspectiva é que o projeto seja transferido à Companhia quando os principais riscos de desenvolvimento tiverem sido mitigados e é possível que ocorra até o final do ano de 2017.

10.8 - Plano de Negócios

c. novos produtos e serviços

(i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas

Não aplicável.

(ii) montantes totais gastos pela Companhia em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável.

(iii) projetos em desenvolvimento já divulgados

Não aplicável.

(iv) montantes totais gastos pela Companhia no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável.

Cabe mencionar que a Companhia, na condição de empresa geradora de energia elétrica autorizada à produção independente, e conforme a Lei nº 9.991/2010, e suas alterações posteriores, está obrigada a aplicar, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida ajustada em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

Os referidos recursos têm esta destinação: (i) 40% ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT); (ii) 40% a projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) desenvolvidos pela Companhia, segundo regulamentos estabelecidos pela Aneel; e (iii) 20% ao Ministério de Minas e Energia (MME), a fim de custear, principalmente, os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético brasileiro.

No final do ano de 2016, a Companhia e suas controladas tinham saldo de R$ 111 milhões para investimentos em projetos próprios, dos quais R$ 87 milhões estão relacionados a projetos de P&D já em execução.

O Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Companhia visa à inovação tecnológica no setor energético e a capacitação técnico-científica de pesquisadores brasileiros, abrangendo temas de investimento, tais como: fontes alternativas de geração de energia elétrica, gestão de bacias e reservatórios, meio ambiente, manutenção e eficiência energética, entre outros.

10.9 - Outros fatores com influência relevante

Não há outros fatores que influenciem de maneira relevante o desempenho operacional da Companhia que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens.

11.1 Identificação das projeções

a. objeto da projeção

Investimentos em participações societárias, na manutenção, na revitalização e na ampliação do parque gerador.

As projeções realizadas são meras estimativas razoáveis que normalmente dependem de eventos futuros; portanto, não podem ser consideradas como promessa de desempenho por parte da Companhia e de seus administradores.

b. período projetado e o prazo de validade da projeção

A Companhia divulga trimestralmente ao mercado suas projeções de investimentos para o ano corrente e os dois anos subsequentes, com validade até sua concretização ou substituição por nova projeção.

c. premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela Administração da Companhia

As projeções de investimentos da Companhia se baseiam principalmente nestas premissas:

- Cronograma de manutenções das unidades geradoras;
- Diagnósticos de equipamentos;
- Obrigações regulatórias; e
- Iniciativas estratégicas.

Os valores informados não consideram juros sobre a construção (Juros sobre Capital Próprio e Capital de Terceiros).

A Administração da Companhia pode influenciar todas as premissas, exceto as obrigações regulatórias que escapam ao seu controle.

Em caso de alteração relevante nas premissas acima, as projeções podem ser revisadas.

d. valores dos indicadores que são objeto da previsão

Os montantes projetados referentes aos últimos três exercícios sociais são apresentados a seguir. Tais valores estão expressos em milhões de reais e não contemplam os juros sobre os financiamentos capitalizados durante o período de construção das usinas.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

- **Ano de 2015**

Projeção para os anos de 2016, 2017 e 2018, realizadas ao final de 2015:

Descrição \ Período de projeção	2016	2017	2018
Financiado com dívida	1.882	567	1.034
Financiado com capital próprio	469	1.033	879
Total	**2.351**	**1.600**	**1.913**

As projeções referem-se principalmente à manutenção e modernização do parque gerador da Companhia, ao desenvolvimento da UTE Pampa Sul, de projetos eólicos e fotovoltaicos e à reserva para aquisição de Jirau.

- **Ano de 2016**

Projeção para os anos de 2017, 2018 e 2019, realizadas ao final de 2016:

Descrição \ Período de projeção	2017	2018	2019
Financiado com dívida	2.052	1.550	131
Financiado com capital próprio	496	718	250
Total	**2.548**	**2.268**	**381**

As projeções referem-se principalmente à manutenção e modernização do parque gerador da Companhia, ao desenvolvimento da UTE Pampa Sul, de projetos eólicos e fotovoltaicos e à reserva para aquisição de Jirau.

- **Ano de 2017**

Projeção para os anos de 2018, 2019 e 2020, realizadas ao final de 2017:

Descrição \ Período de projeção	2018	2019	2020
Financiado com dívida	2.708	1.130	474
Financiado com capital próprio[1]	397	(228)	669
Total	**3.105**	**902**	**1.143**

As projeções referem-se principalmente à manutenção e modernização do parque gerador da Companhia, ao desenvolvimento da UTE Pampa Sul, de projetos eólicos e fotovoltaicos, à Linha de Transmissão Gralha Azul e à modernização da UHE Salto Osório.

[1] Os montantes negativos apresentados na linha "Financiado com capital próprio" referem-se à reposição com recursos de terceiros do capital próprio inicialmente investido, em função de alteração no cronograma de liberação dos financiamentos.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

- **Ano de 2018**

Projeção para os anos de 2018, 2019 e 2020, atualizada em março de 2018:

Descrição \ Período de projeção	2018	2019	2020
Financiado com dívida	2.721	1.511	433
Financiado com capital próprio[2]	909	(573)	1.158
Total	**3.630**	**938**	**1.591**

As alterações em relação ao último período apresentado decorreram, substancialmente, das atualizações dos cronogramas físicos e financeiros dos projetos em construção: UTE Pampa Sul, Complexos Eólicos Campo Largo e Umburanas e do início das obras da Linha de Transmissão Gralha Azul.

As projeções atualizadas referem-se principalmente:

- **2018 e 2019:** ao desenvolvimento dos Complexos Eólicos Umburanas e Campo Largo, da UTE Pampa Sul, da Linha de Transmissão Gralha Azul e do Projeto Fotovoltaico Assú V e à modernização da UHE Salto Osório.
- **2020:** ao desenvolvimento do projeto da Linha de Transmissão Gralha Azul e à modernização da UHE Salto Osório.

[2] Os montantes negativos apresentados na linha "Financiado com capital próprio" referem-se à reposição com recursos de terceiros do capital próprio inicialmente investido, em função de alteração no cronograma de liberação dos financiamentos.

11.2 Na hipótese de a Companhia ter divulgado, durante os 3 últimos exercícios sociais, projeções sobre a evolução de seus indicadores:

a. informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas no formulário e quais delas estão sendo repetidas no formulário

As projeções vêm sendo divulgadas, atualizadas e substituídas trimestralmente, quando aplicável, conforme apresentado no item 11.1.d.

b. quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparar os dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções

As referidas comparações estão apresentadas no item 11.1.d.

c. quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega do formulário e, quando for o caso, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas

As projeções foram revisadas em março de 2018. A Companhia ressalta que os investimentos informados desconsideram os efeitos dos juros incorridos sobre as construções, diferindo, portanto, dos valores contábeis apresentados em suas demonstrações contábeis.

a. atribuições de cada órgão e comitê, identificando se possuem regimento interno próprio

Compete ao Conselho de Administração:

Conforme o artigo 19 do Estatuto Social da Companhia compete ao Conselho de Administração:

I - fixar a orientação geral dos negócios da Companhia;

II - eleger e destituir os diretores e fixar-lhes as atribuições, observado o disposto neste Estatuto;

III - fiscalizar a gestão dos diretores;

IV - estabelecer limites e alçadas para a representação da Companhia por procuradores;

V - convocar a assembleia geral;

VI - manifestar-se sobre o relatório da administração e as contas da diretoria;

VII - aprovar o valor global do orçamento anual da Companhia;

VIII - aprovar a celebração de contratos e a assunção de obrigações, e seus aditivos, de valor superior a R$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais), observado o disposto no parágrafo único deste artigo;

IX - propor à assembleia geral a emissão de debêntures cujas condições não se enquadrem no âmbito de sua competência originária;

X - deliberar sobre a emissão de debêntures conversíveis em ações ordinárias, até o limite do capital autorizado deduzido do capital já subscrito e, se for o caso, das anteriores emissões de debêntures conversíveis em ações deliberadas pelo Conselho de Administração, e sobre as condições que, na forma da lei, lhe forem delegadas pela assembleia geral e sobre a oportunidade da emissão;

XI - aprovar a concessão de garantia ou aval a terceiros, excetuadas as oferecidas pela Companhia às suas empresas controladas, cuja competência é da diretoria executiva até os limites estabelecidos no inciso VIII e no parágrafo único deste artigo;

XII - aprovar a alienação ou oneração de bens do ativo permanente da Companhia de valor superior a R$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais);

XIII - deliberar sobre a aquisição e a alienação de ações de emissão da Companhia, fixando-lhes preço e condições;

XIV - deliberar sobre a emissão de novas ações, o preço de emissão e as demais condições de tais emissões, observado o que dispuser este Estatuto;

XV - declarar, nos casos previstos neste Estatuto, dividendos intercalares à conta de lucro apurado em balanço semestral ou, em períodos menores, dividendos intermediários à conta de lucros acumulados ou de reserva de lucros, bem como o crédito ou pagamento de juros sobre o capital próprio;

XVI - deliberar sobre a emissão de notas promissórias comerciais (*commercial papers*), bem como a emissão de bônus de subscrição;

XVII - definir lista tríplice de empresas especializadas em avaliação econômica de empresas para a elaboração de laudo de avaliação das ações da Companhia, nos casos de oferta pública de aquisição de ações para cancelamento de registro de companhia aberta ou para saída do Novo Mercado;

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

XVIII - manifestar-se favorável ou contrariamente a respeito de qualquer oferta pública de aquisição de ações que tenha por objeto as ações de emissão da Companhia, por meio de parecer prévio fundamentado, divulgado em até 15 (quinze) dias da publicação do edital da oferta pública de aquisição de ações, que deverá abordar, no mínimo (i) a conveniência e oportunidade da oferta pública de aquisição de ações quanto ao interesse do conjunto dos acionistas e em relação à liquidez dos valores mobiliários de sua titularidade; (ii) as repercussões da oferta pública de aquisição de ações sobre os interesses da Companhia; (iii) os planos estratégicos divulgados pelo ofertante em relação à Companhia; (iv) outros pontos que o conselho de administração considerar pertinentes, bem como as informações exigidas pelas regras aplicáveis estabelecidas pela CVM;

XIX - escolher e destituir os auditores independentes e aprovar qualquer outro contrato a ser firmado com a empresa prestadora de serviço de auditoria independente;

XX - aprovar o regulamento interno da Companhia; e

XXI - deliberar sobre os casos omissos no Estatuto.

Parágrafo único - Aos contratos referentes à comercialização de energia elétrica, aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica, aos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão e de Distribuição (CUST e CUSD) e às operações de contratação de instrumentos financeiros e securitários aceitos e necessários para garantia de processos judiciais e à liquidação financeira das operações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, não se aplica o limite estabelecido no inciso VIII deste artigo, devendo tais atividades observar os limites de aprovação a seguir definidos, com posterior comunicação ao conselho de administração:

I - para contratos de compra e venda de energia elétrica e atos subsequentes a eles vinculados, incluindo contratação de instrumentos financeiros e securitários aceitos e necessários para garantia:

a) até 20MWmédios por mês, limitado a 1.000GWh na duração total do contrato, aprovação por dois diretores da ENGIE Brasil Energia;

b) acima de 20MWmédios por mês e até 150MWmédios por mês, limitado a 7.500GWh na duração total do contrato, aprovação pelo diretor presidente em conjunto com outro diretor da ENGIE Brasil Energia; e

c) acima de 150MW médios por mês ou acima de 7.500GWh na duração total do contrato, aprovação pelo conselho de administração;

II – para contratos de exportação de energia, CUST e CUSD, e atos subsequentes a eles vinculados, incluindo contratação de instrumentos financeiros e securitários aceitos e necessários para garantia, aprovação pelo diretor presidente em conjunto com outro diretor da ENGIE Brasil Energia;

III – para aquisição de carvão mineral, CE-4500, até 100.000 toneladas por mês, ou valor financeiro equivalente para aquisição de outros tipos de combustíveis, aprovação pelo diretor presidente em conjunto com outro diretor da ENGIE Brasil. Para as aquisições cujos valores financeiros excederem o valor fixado neste inciso, a aprovação será do conselho de administração; e

IV – para contratação de instrumentos financeiros e securitários aceitos e necessários para garantia de processos judiciais e à liquidação financeira das operações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, aprovação por dois diretores.

O Conselho de Administração possui regimento interno próprio, que está disponível no website da Companhia (www.engieenergia.com.br), no seguinte endereço: Investidores > Governança Corporativa > Códigos e Políticas.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Compete à Diretoria:

Conforme o artigo 24 do Estatuto Social da Companhia, à Diretoria Executiva compete:

Art. 24 - Compete à Diretoria Executiva a direção geral e a representação da Companhia, observado este Estatuto e as diretrizes e atribuições fixadas pelo Conselho de Administração.

§1º - No exercício de suas atribuições, cabe à Diretoria Executiva:

I - elaborar as demonstrações financeiras e o relatório da administração, quando for o caso;

II - elaborar o Regulamento Interno da Companhia e submetê-lo à aprovação do Conselho de Administração;

III - elaborar o orçamento anual da Companhia; e

IV - aprovar qualquer revisão do orçamento anual aprovado, observado o valor global aprovado pelo Conselho de Administração.

Compete à Auditoria Interna:

As atribuições da Auditoria Interna, vinculada hierarquicamente ao Diretor Presidente, estão estabelecidas no Manual de Organização da Companhia, conforme mencionamos a seguir:

I - avaliar os processos de negócio e o sistema de controles internos para assegurar sua conformidade e eficiência e contribuir para a melhoria de processos de governança, gerenciamento de riscos e controles.

II - comunicar os resultados das missões de auditoria interna ao presidente do conselho de administração, diretor presidente, diretor e gerente da área auditada e à auditoria interna corporativa.

III - manter os conselhos fiscal e de administração e a área de auditoria interna do Grupo informados sobre a adequação dos controles para gerenciar os riscos de negócio.

IV - participar de auditorias corporativas realizadas pelo grupo, aprovadas pelo diretor presidente.

V - acompanhar as melhorias do sistema de controles internos e dos processos, para assegurar que as recomendações das missões de auditoria tenham sido efetivamente implantadas.

VI - atender às solicitações do diretor presidente quanto ao aconselhamento às demais áreas em relação a gestão dos processos de negócios.

VII - coordenar as atividades do Comitê de Ética e participar do Comitê de Gerenciamento de Riscos.

A área de auditoria interna existe na estrutura organizacional desde a criação da Companhia.

Compete ao Conselho Fiscal:

A atual composição do Conselho Fiscal foi reeleita em 17.04.2017, na 20ª Assembleia Geral Ordinária dos Acionistas da Companhia. Na 28ª Assembleia Geral Extraordinária dos Acionistas, realizada em 20.02.2013, foi aprovada alteração no Estatuto Social para que o Conselho Fiscal passe a ter funcionamento permanente e lhe conferir outras atribuições, além das já previstas em lei, como:

I - avaliar os sistemas de gestão de risco e de controles internos; e

II – opinar sobre quaisquer propostas a serem submetidas ao Conselho de Administração de contratação de serviços adicionais a serem contratados com a empresa prestadora de serviço de auditoria das demonstrações financeiras.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Comitês:

- Estatutários

Comitê Estratégico

Estatutariamente, a Companhia possui um Comitê Estratégico composto de até 7 (sete) membros, Acionistas ou não da Companhia, residentes no país ou não, podendo ser administradores, eleitos pelo Conselho de Administração. O Comitê Estratégico se reúne periodicamente sempre que a Administração julgar necessário submeter alguma matéria a esse órgão, que tem por função atuar como órgão consultivo da administração.

- Não Estatutários

A Companhia possui outros comitês para o auxílio à Administração, os quais possuem funções de apoio, não tendo participação do processo de decisão dos Órgãos de Administração. Os principais comitês estão apresentados a seguir:

Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas ("Comitê Independente")

A Companhia possui um Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas ("Comitê Independente"), com o objetivo de assegurar que tais transações observem sempre condições estritamente comutativas, negociadas de forma independente, mediante processo transparente e seguro.

O Comitê Independente é de funcionamento não permanente e instalado pelo Conselho de Administração sempre que a Companhia ou sociedade sob seu controle pretender realizar com Parte Relacionada qualquer operação, negócio, contrato ou transação cuja aprovação esteja no âmbito de competência do Conselho de Administração da Companhia ou da Assembleia Geral.

O Comitê Independente é formado exclusivamente por Administradores da Companhia, devendo a maioria ser de Conselheiros Independentes e os demais membros Diretores da Companhia, todos escolhidos e destituíveis pelo Conselho de Administração, possuindo o Comitê Independente competência, prerrogativas, atribuições e regras de funcionamento especificadas em seu Regulamento.

No exercício de 2016, o Comitê Independente foi instalado para analisar a celebração de memorando de entendimento com a SolaireDirect, conforme deliberado nas 157ª e 158ª Reuniões do Conselho de Administração da Companhia, realizadas em 13.12.2016 e 23.12.2016, respectivamente. O Comitê ainda está em funcionamento.

Na 166ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 23.08.2017, o Comitê Independente foi instalado para avaliação de termos de um contrato *guarda-chuva* de compra de energia elétrica a ser firmado com a Geramamoré, subsidiária integral da ENGIE Brasil Participações Ltda.

O Comitê possui regimento interno próprio, que está disponível no website da Companhia (www.engieenergia.com.br), no seguinte endereço: Investidores > Governança Corporativa > Códigos e Políticas.

Comitê de Gerenciamento de Riscos

Responsável por promover a conscientização, definir metas e diretrizes, promover e sugerir melhorias, classificar e definir os procedimentos de controle dos riscos da Companhia.

Comitê de Sustentabilidade

Responsável pela definição de metas e ações relacionadas à sustentabilidade, de modo desenvolver programas de sensibilização e conscientização de boas práticas de sustentabilidade.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Adicionalmente, cabe comentar que na 143ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 09.06.2015, foi aprovada a indicação do representante eleito pelos empregados para compor, de forma permanente, o Comitê de Sustentabilidade.

O Comitê de Sustentabilidade contribui para consolidar a imagem da Companhia como uma empresa transparente e sustentável, na busca de conciliar os interesses dos diferentes públicos que interajam com a Companhia, através de ações que visem à melhoria ambiental e social na área de influência da Companhia. Em suas funções, promove o conceito de desenvolvimento sustentável dentro da Companhia e avalia solicitações de apoio socioambientais.

O Comitê de Sustentabilidade possui regimento interno próprio, que está disponível no website da Companhia (www.engieenergia.com.br), no seguinte endereço: Investidores > Governança Corporativa > Códigos e Políticas.

Comitê de Ética

Responsável pela divulgação, aplicação e monitoramento dos referenciais de ética, visando a prevenção do risco ético e a promoção de práticas profissionais, em conformidade com os compromissos da Companhia.

Comitê de Governança Tributária

Responsável pela análise e estudo dos assuntos de natureza tributária provenientes de alterações na legislação, ou demandados pelas áreas da empresa, propondo alternativas que representem menor risco e melhores práticas à administração da Companhia.

Comitê Financeiro e Comitê de Seguros

Responsável por assessorar e orientar a Diretoria Executiva na proposição e acompanhamento das políticas e atividades relacionadas a assuntos de finanças corporativas, tesouraria, seguros, riscos financeiros e de contraparte.

Comitê de Performance Humana

Responsável por melhorar a segurança e produtividades das pessoas, a disponibilidade das unidades, assim como reduzir custos operacionais e os impactos ambientais.

Comitê de Segurança em Sistemas de Controle Industrial

Responsável por assegurar a segurança dos Sistemas de Controle Industrial da Companhia por meio da proposição, implementação e monitoramento de políticas e planos de ação transversais em conjunto com diversas áreas da Companhia.

Comitê de Energia

Responsável por deliberar a respeito da estratégia de comercialização de energia e propor estratégias e ações para a gestão do risco do portfólio.

Comitê de Inovação

Responsável por fortalecer a cultura de empreendedorismo na Companhia, estimulando a inovação continua de processos e de modelos de negócios.

A relação de comitês consta do website da Companhia (www.engieenergia.com.br), no seguinte endereço: Investidores > Governança Corporativa > Órgãos Fiscalizadores e de Apoio.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

b. data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, e de criação dos comitês

O Conselho Fiscal é de funcionamento permanente.

Data de criação dos Comitês

Comitê Estratégico: foi criado em 25.06.1999, na 15ª Reunião do Conselho de Administração;

Comitê Independente de Partes Relacionadas: foi criado em 30.09.2010, na 106ª Reunião do Conselho de Administração;

Comitê de Gerenciamento de Riscos: foi criado em 21.03.2001, na 115-0001 Deliberação da Diretoria Executiva;

Comitê de Sustentabilidade: foi criado em 10.09.2007, na 331-0006 Deliberação da Diretoria Executiva;

Comitê de Ética: foi criado em 02.07.2002, na 153-0002 Deliberação da Diretoria Executiva;

Comitê de Governança Tributária: foi criado em 20.11.2001, na 136-0004 Deliberação da Diretoria Executiva;

Comitê Financeiro: foi criado em 07.05.2002, na 149-0003 Deliberação da Diretoria Executiva;

Comitê de Seguros: foi criado em 10.04.2017, na 652-0001 Deliberação da Diretoria Executiva;

Comitê de Performance Humana: foi criado em 27.11.2013, na 535-0003 Deliberação da Diretoria Executiva;

Comitê de Segurança em Sistemas de Controle Industrial: foi criado em 16.07.2012, na 488-0006 Deliberação da Diretoria Executiva;

Comitê de Energia: foi criado em 26.02.2002, na 144-0002 Deliberação da Diretoria Executiva; e

Comitê de Inovação: foi criado em 12.02.2007, na 314-0001 Deliberação da Diretoria Executiva.

c. mecanismos de avaliação de desempenho de cada órgão ou comitê identificando o método utilizado

Em 04.05.2012, o Conselho de Administração aprovou a proposta para implantação de mecanismo de avaliação periódica anual do Conselho e de seus membros, mediante a emissão de relatório das atividades executadas em cada exercício, contendo o número de reunião realizada, os temas abordados e o tempo despendido, a assiduidade dos membros do Conselho e a participação dos conselheiros em outras atividades, como reuniões do Comitê Estratégico, reuniões com investidores e eventos corporativos e sociais da Companhia.

Em 05.05.2016, dentro das melhores práticas de governança corporativa, o Conselho de Administração tomou conhecimento e aprovou por unanimidade o relatório de atividades, relativo ao exercício de 2015. O relatório de atividade, relativo ao exercício de 2016, foi aprovado em 25.04.2017 pelo Conselho de Administração.

Não há mecanismos de avaliação formal de desempenho dos membros dos Comitês.

A avaliação do desempenho da Auditoria Interna está vinculada ao cumprimento do Plano Anual de Auditoria Interna, aprovado pelo Diretor Presidente. Esse Plano é estabelecido em conformidade com os objetivos empresariais da Companhia e a consequente avaliação independente dos riscos de negócios inerentes aos processos executados pela Companhia.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

A Diretoria Executiva é avaliada de acordo com uma metodologia estabelecida pelo Grupo e a avaliação segue a hierarquia, ou seja, os diretores são avaliados pelo Diretor Presidente da Companhia, que por sua vez é avaliado pelo Presidente do Grupo na América Latina. Os diretores são avaliados no início do ano com base em comportamento e metas estabelecidas para o ano anterior, conforme detalhado no item "13.1.b". Estes indicadores são considerados no pagamento da remuneração variável, conforme item "13.1".

d. em relação aos membros da diretoria, suas atribuições e poderes individuais

Diretor Presidente:

É atribuição do Diretor Presidente, privativamente, nos termos do § 2º do artigo 24 do Estatuto Social da Companhia:

I - presidir as reuniões da Diretoria;

II - coordenar e orientar as atividades de todos os demais diretores, nas suas respectivas áreas de competência;

III - atribuir, a qualquer dos diretores, atividades e tarefas especiais, independentemente daquelas que lhes couber ordinariamente; e

IV – zelar pela execução das deliberações do Conselho de Administração e da Diretoria.

Além dessas competências, cabe ao Diretor Presidente:

a) superintender nos negócios da Companhia e formular as suas políticas e estratégias; e

b) manter o sistema de auditoria interna.

Diretor Administrativo:

a) dirigir as atividades de gestão administrativa, documentação, suprimentos e serviços;

b) coordenar as atividades de organização & processos, e a atualização do manual de organização;

c) dirigir as atividades de gestão e desenvolvimento de pessoas da Companhia e coordenar as atividades de relações trabalhistas;

d) acompanhar e representar a Companhia na gestão das entidades de previdência privada por ela patrocinadas;

e) promover ações de comunicação social e empresarial, assessoria de imprensa e monitoramento da imagem da Companhia;

f) dirigir as atividades de meio ambiente na fase operacional dos empreendimentos, gestão sustentável de recursos naturais e sociais e fortalecimento da relação social e institucional da Companhia; e

g) coordenar as atividades do Comitê de Sustentabilidade.

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores:

a) promover a administração financeira, contábil e fiscal da Companhia e suas controladas;

b) preparar e acompanhar o orçamento empresarial;

c) coordenar as relações com os mercados de capitais e financeiros, representando a empresa e prestando as informações à Comissão de Valores Mobiliários - CVM, bolsa de valores, acionistas e investidores;

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

d) promover a administração financeira das questões relacionadas a entidades de previdência privada patrocinadas pela Companhia;

e) coordenar as atividades dos comitês financeiro e tributário; e

f) coordenar a elaboração do relatório anual de sustentabilidade junto às áreas da Companhia.

Diretor de Estratégia e Regulação:

a) coordenar a elaboração do plano estratégico da Companhia;

b) avaliar e monitorar o gerenciamento do risco empresarial;

c) propor operações de compra e venda de energia, visando o gerenciamento do risco de mercado da Companhia;

d) relatar e monitorar as exposições do portfólio de contratos, verificando se as operações realizadas estão de acordo com a política de comercialização da Companhia;

e) efetuar o planejamento da geração;

f) dirigir os assuntos de natureza regulatória de interesse da Companhia;

g) analisar preço e riscos e propor produtos e estratégias para comercialização de energia;

h) coordenar as atividades do Comitê de Gerenciamento de Risco, Comitê de Energia e Comitê de Inovação;

i) dirigir as atividades de tecnologia da informação e digitalização; e

j) dirigir as atividades de estratégia, inovação e gestão dos programas de pesquisa e desenvolvimento.

Diretor de Geração:

a) promover a gestão, operação e manutenção dos ativos de geração da Companhia;

b) conduzir a implementação física de novos projetos de geração; e

c) conduzir o licenciamento ambiental do parque gerador, na fase de implementação.

Diretor de Comercialização de Energia:

a) efetuar a compra e venda de energia no ambiente de comercialização livre e participar na venda de energia no ambiente regulado, nas modalidades física e/ou derivativos financeiros;

b) propor produtos e estratégias para a compra e venda de energia, incluindo operações de *trading* e produtos derivativos associados às transações de energia;

c) desenvolver novos mercados e clientes e definir produtos a serem comercializados;

d) consolidar e administrar as informações do mercado e monitorar a satisfação do cliente;

e) efetuar a contabilização e comercialização de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e operacionalizar os contratos de compra e venda de energia; e

f) efetuar o cálculo do faturamento de energia e a conferência dos boletos de compra de energia, Tarifa do Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição - TUSD, uso da água e outros, para fins de cobrança e pagamento.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Diretor de Desenvolvimento de Negócios:

a) liderar a identificação, análise e desenvolvimento de novos investimentos em geração de energia elétrica;

b) assegurar que todo o processo de desenvolvimento de novos negócios e alienação de ativos estejam em linha com a estratégia da Companhia, gerenciando a sua aprovação nos diversos comitês internos, incluindo àqueles relativos ao controlador;

c) conduzir as atividades de desenvolvimento de negócios da Companhia; e

d) coordenar juntamente com o gerente de desenvolvimento de negócios equipes multidisciplinares na Companhia (jurídico, ambiental, regulatório, econômico financeiro, técnico, mercado e comercial), buscando mitigar os riscos envolvidos para a concretização de novos negócios e criação de valor para os acionistas.

As atribuições de cada diretor foram aprovadas na 155ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 12.09.2016, cuja ata está disponível nos sites da Companhia, da CVM e da BM&FBOVESPA.

12.2 Descrição das regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais:

a. prazos de convocação

Em atenção ao disposto na Instrução CVM n.º 559 (ICVM 559), de 27 de março de 2015, as Assembleias Gerais da Companhia passaram a ser convocadas com prazo mínimo de 30 (trinta) dias de antecedência.

b. competências

Além das matérias que são de sua competência, previstas em lei, compete, também, à Assembleia Geral aprovar:

a) ordinariamente, nos termos do artigo 10 do Estatuto Social:

I - tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras;

II - deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos; e

III - eleger os membros do Conselho Fiscal e, quando for o caso, os membros do Conselho de Administração.

b) extraordinariamente, nos termos do parágrafo único do artigo 13 do Estatuto Social:

I - a saída do Novo Mercado;

II - a escolha da instituição ou empresa especializada responsável pela determinação do valor econômico da Companhia para fins das ofertas públicas previstas nos Capítulos XI e XII do Estatuto Social, dentre as empresas apontadas pelo Conselho de Administração; e

III - planos para outorga de opção de compra de ações a administradores e empregados da Companhia e de outras sociedades que sejam controladas direta ou indiretamente pela Companhia, sem direito de preferência dos acionistas.

c. endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à Assembleia Geral estarão à disposição dos acionistas para análise

Os documentos relativos à Assembleia Geral são postos à disposição dos acionistas no endereço da sede da Companhia, localizada na Rua Paschoal Apóstolo Pítsica, 5.064, Bairro Agronômica, CEP 88025-255, Florianópolis (SC) – Brasil, na página na rede mundial de computadores da Companhia (www.engieenergia.com.br) e nas páginas da Comissão de Valores Mobiliários (www.cvm.gov.br) e da BM&FBOVESPA (www.bmfbovespa.com.br).

d. identificação e administração de conflitos de interesses

Na 160ª RCA, realizada em 23.02.2017, foi aprovada Política de Prevenção de Conflito de Interesses que tem por objetivo primordial estabelecer as diretrizes para prevenir, identificar e gerir qualquer situação de conflito de interesses que possam surgir no âmbito da Companhia.

Essa Política é aplicável a todos os colaboradores da Companhia e das empresas terceirizadas.

e. solicitação de procurações pela Administração para o exercício do direito de voto

A Companhia não tem a prática de indicar procuradores para representação dos acionistas nas Assembleias Gerais, com orientação de voto específica para a respectiva ordem do dia.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

f. formalidades necessárias para aceitação de procurações outorgadas por acionistas, indicando se a Companhia exige ou dispensa reconhecimento de firma, notarização, consularização e tradução juramentada e se a Companhia admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico

Conforme consta dos editais de convocações, para participação na Assembleia Geral, além do comprovante de titularidade das ações de emissão da Companhia, os acionistas devem apresentar os seguintes documentos:

- Acionistas Pessoas Físicas: *i)* documento oficial de identificação com foto (RG, RNE, CNH, Passaporte ou carteiras de classe profissional oficialmente reconhecidas).

- Acionistas Pessoas Jurídicas: *i)* cópia autenticada do último estatuto ou contrato social consolidado ou de suas alterações e da ata de eleição dos diretores, caso esses não constem do contrato social; e *ii)* original ou cópia autenticada de documento oficial de identificação, com foto, do(s) representante(s) legal(is).

- Fundos de Investimento: *i)* original ou cópia autenticada do último regulamento consolidado do fundo ou suas alterações, do estatuto ou contrato social consolidado ou suas alterações do seu administrador e da ata de eleição dos diretores do administrador do fundo, caso esses não constem do contrato social; e *ii)* original ou cópia autenticada de documento oficial de identificação, com foto, do(s) representante(s) legal(is).

Caso o acionista se faça representar por procurador (acionista ou administrador da companhia ou, ainda, advogado), além dos atos societários listados acima dos acionistas pessoas jurídicas e dos fundos de investimentos, deverá ser apresentado o documento oficial de identificação do procurador e procuração com poderes específicos, emitida em prazo inferior a um ano contado da data da Assembleia, nos termos do §1º do art. 126 da Lei das Sociedades por Ações, por instrumento público ou particular, no último caso com a firma do outorgante reconhecida em cartório, sendo dispensada a apresentação do documento de identificação de quem assinou a procuração.

A Companhia não exige a tradução juramentada de documentos que tenham sido originalmente lavrados em língua portuguesa, inglesa ou espanhola ou que venham acompanhados da respectiva tradução nestas línguas.

A Companhia não admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico.

g. formalidades necessárias para aceitação do boletim de voto a distância, quando enviados diretamente à companhia, indicando se a Companhia exige ou dispensa reconhecimento de firma, notarização e consularização

Em atenção à Instrução CVM n.º 481 (ICVM 481), de 17 de dezembro de 2009, e suas alterações posteriores, a Companhia passou a adotar o voto a distância a partir do exercício de 2017.

O acionista que optar por exercer seu direito de voto a distância poderá fazê-lo enviando o boletim de voto, devidamente preenchido, rubricado e assinado, com firma reconhecida, diretamente à sede da Companhia, localizada na Rua Paschoal Apóstolo Pítsica, 5.064, Bairro Agronômica, CEP 88025-255, Florianópolis (SC) – Brasil, aos cuidados da Unidade Organizacional Assuntos Jurídicos, acompanhado do comprovante de titularidade das ações de emissão da Companhia e dos demais documentos indicados na alínea "f" retro mencionada, conforme o caso.

O boletim de voto a distância deve ser recebido, na Companhia, até 7 (sete) dias antes da data da Assembleia. Boletins entregues após a data estabelecida serão desconsiderados.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

h. se a companhia disponibiliza sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto a distância ou de participação a distância

A Companhia não disponibiliza sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto a distância ou de participação a distância.

i. instruções para que acionista ou grupo de acionistas inclua propostas de deliberação, chapas ou candidatos a membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal no boletim de voto a distância

Nos termos do artigo 21-L da ICVM 481, os acionistas poderão incluir no boletim de voto a distância:

(i) candidatos ao Conselho de Administração e ao Conselho Fiscal da Companhia, desde que observados os limites estabelecidos no Anexo 21-L-I dessa Instrução. Nesse caso, o acionista deverá deter, no mínimo, 1% de ações da Companhia, atualmente equivalente a 6.527.421,92 ações ordinárias; e

(ii) propostas de deliberação por ocasião da Assembleia Geral Ordinária, desde que observados os limites estabelecidos no Anexo 21-L-II dessa Instrução. Nesse caso, o acionista deverá deter, no mínimo, 2% do capital social da Companhia.

A solicitação de inclusão deverá ser encaminhada diretamente à sede da Companhia, localizada na Rua Paschoal Apóstolo Pítsica, 5.064, Bairro Agronômica, CEP 88025-255, Florianópolis (SC) – Brasil, aos cuidados do Diretor de Relações com Investidores, observadas as orientações contidas no artigo 21-M da ICVM 481, no período estabelecido no parágrafo 1º do artigo 21-L da citada Instrução CVM.

j. se a companhia disponibiliza fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das Assembleias

A companhia não disponibiliza fóruns e página da rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das Assembleias.

k. outras informações necessárias à participação a distância e ao exercício do direito de voto a distância

Além do envio do boletim de voto diretamente à Companhia, conforme descrito na alínea "g" retro mencionada, o acionista poderá adotar uma das seguintes alternativas:

(i) envio ao custodiante

O acionista poderá transmitir a instrução de preenchimento do boletim ao custodiante de suas ações, observados os procedimentos e os documentos exigidos pelo ele. Posteriormente, o custodiante encaminhará a manifestação de voto à Central Depositária da BM&FBOVESPA. Recomenda-se que os acionistas entrem em contato com seus agentes de custódia para verificar os procedimentos para emissão da instrução e seu poder de voto.

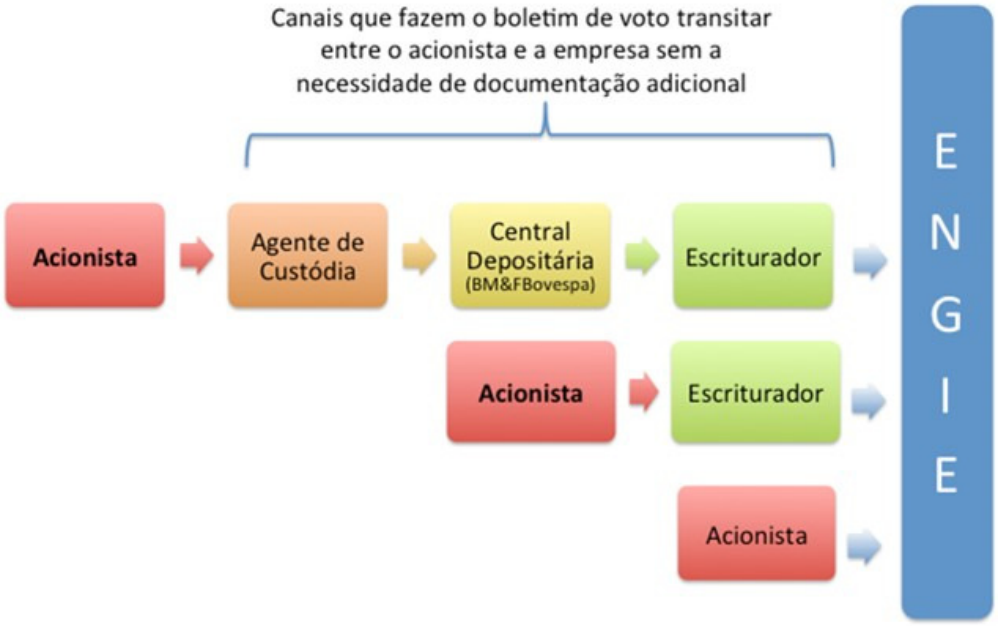
12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

(ii) envio ao escriturador

Os acionistas que detêm posição escritural com o Itaú Corretora de Valores S.A. poderão transmitir a instrução de voto pelo site (www.itaucorretora.com.br).

A instrução de voto deve ser recebida, tanto pelo custodiante, como pelo escriturador, até 7 (sete) dias antes da data da Assembleia. Instruções recebidas após esse prazo serão desconsideradas.

Abaixo apresentamos, de forma esquematizada, os canais que o acionista possui para o exercício do voto a distância.



Por fim, cabe ressaltar que o acionista ou o seu procurador, que comparecendo fisicamente à Assembleia Geral, poderão exercer o voto presencialmente. Nesse caso, será desconsiderada a sua instrução de voto a distância porventura já enviada.

12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

a. número de reuniões realizadas no último exercício social, discriminando entre número de reuniões ordinárias e extraordinárias

Nos termos do artigo 17 do Estatuto Social da Companhia, o Conselho de Administração reúne-se, de ordinário, trimestralmente e, extraordinariamente, sempre que o interesse da Companhia exigir, mediante convocação na forma prevista no Estatuto.

No exercício de 2016 ocorreram 10 (dez) reuniões do Conselho de Administração, 4 (quatro) ordinárias e 6 (seis) extraordinárias.

b. se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho

Não há acordo de acionistas arquivado na Companhia.

c. regras de identificação e administração de conflitos de interesses

O regimento interno do Conselho de Administração prevê que todo Conselheiro deverá informar, integral e antecipadamente, qualquer conflito de interesse, real ou potencial, direto ou indireto, que ele possa ter sobre qualquer matéria constante da pauta da reunião.

Todo Conselheiro que tiver um conflito de interesse não poderá participar de qualquer discussão ou votar sobre uma questão relacionada ao referido conflito de interesse.

12.4 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem

A Companhia, na condição de integrante do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, tem no seu Estatuto Social cláusula prevendo a resolução de conflitos entre os acionistas e entre estes e a Companhia ou seus administradores por meio de arbitragem, nos seguintes termos:

Capítulo XIII, Do Juízo Arbitral, Artigo 41 - A Companhia, seus acionistas, Administradores e os membros do conselho fiscal, obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, perante a Câmara de Arbitragem do Mercado, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada com ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, no Estatuto Social da Companhia, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Novo Mercado, do Regulamento de Arbitragem, do Regulamento de Sanções e do Contrato de Participação no Novo Mercado".

12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	**Profissão**	**Cargo eletivo ocupado**	**Data de posse**	**Foi eleito pelo controlador**	**Percentual de participação nas reuniões**
Outros cargos e funções exercidas no emissor		**Descrição de outro cargo / função**			
Marco Antonio Amaral Sureck	11/06/1955	Pertence apenas à Diretoria	05/05/2016	3 anos	3
200.638.909-25	Engenheiro	19 - Outros Diretores	05/05/2016	Sim	0.00%
Membro do Comitê de Energia.		Diretor de Comercialização de Energia			
Júlio César Lunardi	14/02/1962	Pertence apenas à Diretoria	05/05/2016	3 anos	2
432.586.979-49	Engenheiro	19 - Outros Diretores	05/05/2016	Sim	0.00%
Membro do Comitê de Inovação, do Comitê de Gerenciamento de Riscos e do Comitê de Sustentabilidade		Diretor Administrativo			
Eduardo Antonio Gori Sattamini	08/02/1965	Pertence apenas à Diretoria	31/05/2016	3 anos, contados a partir de 05.05.2016	1
821.111.117-91	Economista	10 - Diretor Presidente / Superintendente	01/07/2016	Sim	0.00%
Membro do Comitê Estratégico e responsável pela área de Auditoria Interna					
Edson Luiz da Silva	19/03/1958	Pertence apenas à Diretoria	05/05/2016	3 anos	3
298.418.879-91	Engenheiro	19 - Outros Diretores	05/05/2016	Sim	0.00%
Membro do Comitê de Inovação, do Comitê de Energia e do Comitê de Gerenciamento de Riscos		Diretor de Estratégia e Regulação			
Carlos Henrique Boquimpani de Freitas	07/12/1975	Pertence apenas à Diretoria	27/10/2016	3 anos, contados a partir de 05.05.2016	1
047.985.477-78	Engenheiro	12 - Diretor de Relações com Investidores	09/01/2017	Sim	0.00%
Membro do Comitê Financeiro e do Comitê de Planejamento Tributário					
Gustavo Henrique Labanca Novo	05/09/1968	Pertence apenas à Diretoria	05/05/2016	3 anos	0
000.674.107-07	Engenheiro	19 - Outros Diretores	09/05/2016	Sim	0.00%
Diretor de Desenvolvimento de Negócios		Diretor de Desenvolvimento de Negócios			
José Luiz Jansson Laydner	10/02/1961	Pertence apenas à Diretoria	05/05/2016	3 anos	3
481.767.029-00	Engenheiro	19 - Outros Diretores	09/05/2016	Sim	0.00%
Diretor de Geração e membro do Comitê de Segurança em Sistemas de Controle Industrial		Diretor de Geração			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	14/01/1948	Pertence apenas ao Conselho de Administração	11/04/2018	2 anos	11
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	11/04/2018	Sim	18.00%
Membro do Comitê Estratégico					

12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	**Profissão**	**Cargo eletivo ocupado**	**Data de posse**	**Foi eleito pelo controlador**	**Percentual de participação nas reuniões**
Outros cargos e funções exercidas no emissor		**Descrição de outro cargo / função**			
Gil de Methodio Maranhão Neto	18/01/1963	Pertence apenas ao Conselho de Administração	11/04/2018	2 anos	7
734.574.937-15	Administrador	23 - Conselho de Administração (Suplente)	11/04/2018	Sim	64.00%
José Pais Rangel	09/09/1940	Pertence apenas ao Conselho de Administração	11/04/2018	2 anos	7
239.775.667-68	Advogado	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	11/04/2018	Não	100.00%
Luiz Antônio Barbosa	26/05/1956	Pertence apenas ao Conselho de Administração	11/04/2018	2 anos	14
343.757.249-00	Eletricitário	28 - Conselho de Adm. Independente (Suplente)	11/04/2018	Não	27.00%
Maurício Stolle Bähr	17/09/1957	Pertence apenas ao Conselho de Administração	11/04/2018	2 anos	14
748.528.847-49	Engenheiro	20 - Presidente do Conselho de Administração	11/04/2018	Sim	100.00%
Membro do Comitê Estratégico					
Roberto Henrique Tejada Vencato	14/10/1964	Pertence apenas ao Conselho de Administração	11/04/2018	2 anos	6
412.103.280-20	Eletricitário	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	11/04/2018	Não	73.00%
Membro do Comitê de Sustentabilidade					
José João Abdala Filho	30/05/1945	Pertence apenas ao Conselho de Administração	11/04/2018	2 anos	4
245.730.788-00	Banqueiro	28 - Conselho de Adm. Independente (Suplente)	11/04/2018	Não	0.00%
Pierre Jean Bernard Guiollot	21/04/1968	Pertence apenas ao Conselho de Administração	11/04/2018	2 anos	2
000.000.000-00	Administrador	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	11/04/2018	Sim	0.00%
Membro do Comitê Estratégico.					
Claude Emile Jean Turbet	14/08/1958	Pertence apenas ao Conselho de Administração	11/04/2018	2 anos	0
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	11/04/2018	Sim	0.00%
Membro do Comitê Estratégico					
Manoel Arlindo Zaroni Torres	18/12/1949	Pertence apenas ao Conselho de Administração	11/04/2018	2 anos	13
115.116.056-34	Engenheiro	21 - Vice Presidente Cons. de Administração	11/04/2018	Sim	91.00%

12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	**Profissão**	**Cargo eletivo ocupado**	**Data de posse**	**Foi eleito pelo controlador**	**Percentual de participação nas reuniões**
Outros cargos e funções exercidas no emissor		**Descrição de outro cargo / função**			
Natacha Herero Et Guichard Marly	02/08/1971	Pertence apenas ao Conselho de Administração	11/04/2018	2 anos	0
063.612.577-70	Advogada	23 - Conselho de Administração (Suplente)	11/04/2018	Sim	0.00%
Paulo Jorge Tavares Almirante	24/08/1964	Pertence apenas ao Conselho de Administração	11/04/2018	2 anos	2
000.000.000-00	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	11/04/2018	Sim	9.00%
Membro do Comitê Estratégico					
Antonio Alberto Gouvêa Vieira	31/08/1955	Pertence apenas ao Conselho de Administração	11/04/2018	2 anos	7
338.907.227-68	Advogado	28 - Conselho de Adm. Independente (Suplente)	11/04/2018	Sim	55.00%
Simone Cristina de Paola Barbieri	14/03/1971	Pertence apenas ao Conselho de Administração	11/04/2018	2 anos	2
149.142.418-46	Psicóloga	23 - Conselho de Administração (Suplente)	11/04/2018	Sim	73.00%
Karin Koogan Breitman	18/04/1969	Pertence apenas ao Conselho de Administração	11/04/2018	2 anos	0
375.914.877-87	Engenheira	23 - Conselho de Administração (Suplente)	11/04/2018	Sim	0.00%
Paulo de Resende Salgado	02/07/1945	Pertence apenas ao Conselho de Administração	11/04/2018	2 anos	0
161.008.917-00	Economista	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	11/04/2018	Sim	0.00%
Leonardo Augusto Serpa	07/01/1980	Pertence apenas ao Conselho de Administração	11/04/2018	2 anos	0
026.127.629-81	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	11/04/2018	Sim	0.00%
Ailton Pinto Siqueira	03/08/1939	Conselho Fiscal	11/04/2018	1 ano	15
006.936.346-34	Banqueiro	48 - C.F.(Suplent)Eleito p/Minor.Ordinaristas	11/04/2018	Não	0.00%
Carlos Guerreiro Pinto	17/06/1942	Conselho Fiscal	11/04/2018	1 ano	10
047.615.457-04	Administrador	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	11/04/2018	Sim	100.00%

12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	**Profissão**	**Cargo eletivo ocupado**	**Data de posse**	**Foi eleito pelo controlador**	**Percentual de participação nas reuniões**
Outros cargos e funções exercidas no emissor		**Descrição de outro cargo / função**			
Manoel Eduardo Bouzan de Almeida	03/04/1952	Conselho Fiscal	11/04/2018	1 ano	14
269.006.377-87	Contador	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	11/04/2018	Sim	0.00%
Manoel Eduardo Lima Lopes	07/07/1943	Conselho Fiscal	11/04/2018	1 ano	15
046.227.237-00	Contador	45 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Minor.Ordinaristas	11/04/2018	Não	100.00%
Carla Carvalho de Carvalho	18/12/1965	Conselho Fiscal	11/04/2018	1 ano	0
863.499.377-91	Advogada	40 - Pres. C.F.Eleito p/Controlador	11/04/2018	Sim	0.00%
Waltamir Barreiros	04/08/1953	Conselho Fiscal	11/04/2018	1 ano	0
242.690.507-72	Contador	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	11/04/2018	Sim	0.00%

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência

Marco Antonio Amaral Sureck - 200.638.909-25

Nascido em 11.06.1955, é Engenheiro Eletricista formado pela Universidade Federal do Paraná, mestre em Engenharia de Produção pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e especialista em Planejamento da Expansão e da Operação de Sistemas Elétricos pela University of Waterloo, no Canadá. Trabalhou na Eletrosul de 1982 a 1997, onde gerenciou a Divisão de Planejamento Energético e o Departamento de Planejamento de Geração, Transmissão e Telecomunicações. Na Companhia, trabalhou de 1998 a 2002 como Gerente da Área de Planejamento da Operação e Comercialização de Energia, participando das negociações do Acordo Geral do Setor Elétrico, e entre 2002 e outubro de 2011 foi Diretor de Planejamento e Controle, respondendo pelas áreas de Planejamento da Operação, Regulação e Mercado, Contabilização de Energia e Planejamento Financeiro e Controle. Atualmente, é Diretor de Comercialização de Energia.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Júlio César Lunardi - 432.586.979-49

Nascido em 14.02.1962, é Engenheiro Eletricista formado pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), com MBA Executivo pela Fundação Dom Cabral (MG). Iniciou sua carreira profissional na Eletrosul, onde trabalhou na área de geração hidráulica. Em 2012 assumiu a responsabilidade pela gerência regional das 12 hidrelétricas da Companhia. Coordena o Comitê de Inovação.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Eduardo Antonio Gori Sattamini - 821.111.117-91

Nascido em 08.02.1965, é formado em Economia pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro onde também completou o Mestrado de Administração de Empresas, com especialização em Finanças. Obteve o Grau de Mestre em Gestão (Master in Management) pela University of London onde cursou o Sloan Fellowship Master Programme da London Business School. Atuava na área de Desenvolvimento de Negócios da GDF SUEZ Energy Brasil, desde Junho de 2002. Ocupou os cargos de Diretor Financeiro da Energia Sustentável do Brasil, Diretor empregado da Tractebel Gás Engineering GmbH e Diretor de Petróleo e Gás da Leme Engenharia Ltda., Diretor Superintendente da Metalnave S.A. e Diretor Financeiro das Indústrias Verolme-Ishibras S.A. Em 21.12.2009 foi eleito Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia e, atua, ainda, como Diretor de algumas Sociedades de Propósitos Específicos controladas pela Companhia. É membro titular do Conselho de Administração da Itá Energética S.A. Desde julho de 2016 exerce o cargo de Diretor Presidente da Companhia.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Edson Luiz da Silva - 298.418.879-91

Nascido em 19.03.1958, é Engenheiro Eletricista formado pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), mestre em Engenharia Elétrica - Sistemas de Potência pela UFSC e doutor em Engenharia Elétrica – Sistemas de Energia pela UFSC. Trabalhou como engenheiro na Eletrosul nas áreas de operação e planejamento do sistema, tendo participado do Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema (GCPS), de 1982 a 1991. Foi Professor da Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Elétrica de 1994 a 2015, tendo também exercido atividades de consultoria para o Setor Elétrico Brasileiro. Na Companhia, trabalhou de 2000 a 2011 como Gerente de Assuntos Regulatórios e de Mercado, assumindo a Diretoria de Planejamento e Controle em 2011, atualmente denominada de Diretoria de Estratégia e Regulação. Também é Conselheiro da Associação Brasileira de Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE).
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Carlos Henrique Boquimpani de Freitas - 047.985.477-78

Nascido em 07.12.1975, é formado em Engenharia de Produção pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), com MBA pela INSEAD (França). Trabalhou como Gerente de Finanças na ENGIE Brasil Energia, responsável pelas atividades de financiamentos, gestão de caixa, tesouraria, faturamento e gestão de seguros. Desde 2013 ocupa a função de Gerente Corporativo de Finanças (CFO) na ENGIE Energia Chile (EECL), empresa de geração e transmissão de energia listada na Bolsa de Valores de Santiago (Chile), controlada pela ENGIE. Em 2016, assumiu a Presidência do Conselho da Inversiones Hornitos S.A., sociedade anônima fechada chilena. Atualmente é Conselheiro das seguintes empresas: Electroandina S.A.; Edelnor Transmisión S.A.; Gasoducto Nor Andino Chile SpA; Central Termoeléctrica Andina S.A.; Transmisora Eléctrica del Norte S.A.; Gasoducto Nor Andino Argentina; e Usina Termelétrica Pampa Sul S.A.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Gustavo Henrique Labanca Novo - 000.674.107-07

Nascido em 05.03.1968, é formado em engenharia eletrônica pela Universidade Gama Filho com MBA Executivo pela COPPEAD (UFRJ) e Pós-Graduação em Avaliação de Empresas e Projetos pela FGV-RJ. No Grupo ENGIE há mais de 15 anos., atuando no período de 1998 a 200 como gerente de projetos e de desenvolvimento de negócios. No período de 2000 a 2010 atuou como analista financeiro, gerente de finanças sênior e VP AIFA (Acquisitions, Investment & Financial Advisory). Já de 2010 a 2015, foi VP de Desenvolvimento de Negócios. Foi membro titular do Conselho Deliberativo da PREVIG Sociedade de Previdência Complementar, entidade instituída pela ENGIE Brasil Energia S.A. Atualmente exerce o cargo de Diretor de Desenvolvimento de Negócios e é membro suplente do Comitê Estratégico e do Conselho de Administração da Companhia; membro titular do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil S.A; e membro titular do Conselho de Administração da Usina Termelétrica Pampa Sul S.A.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

José Luiz Jansson Laydner - 481.767.029-00

Nascido em 10.02.1961, é Engenheiro Mecânico formado pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), com MBA em Gestão Empresarial pela Fundação Dom Cabral (MG), Pós-MBA na Kellog Scholl of Management em conjunto com a Fundação Dom Cabral e o General Management Program do Centro Europeu de Educação Continuada (CEDEP/INSEAD), em Fontainebleau, na França. Iniciou suas atividades na Eletrosul em 1984 como responsável pelo setor de manutenção mecânica da Usina Termelétrica Alegrete e desde então, exerceu diversas funções naquela Companhia. Em 1999 tornou-se Gerente das Usinas Termelétricas William Arjona e Jorge Lacerda A. Em junho de 2003 passou a exercer o cargo de Gerente de Geração Térmica, responsável pelas Usinas Termelétricas da Companhia. Em novembro de 2008 foi eleito para exercer o cargo de Diretor de Comercialização e Negócios da Companhia e posteriormente Diretor de Comercialização de Energia, cargo que exerceu até outubro de 2011. De novembro de 2011 a 06.05.2016 exerceu o cargo de Diretor de Desenvolvimento e Implantação de Projetos da Companhia. Em 09.05.2016 assumiu o cargo de Diretor de Geração. Atua, ainda, como Diretor de algumas Sociedades de Propósitos Específicos controladas pela Companhia.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Dirk Achiel Marc Beeuwsaert - 000.000.000-00

Nascido em 14.01.1948, é Engenheiro Mecânico e Eletricista formado pela Universidade de Ghent (Bélgica). Participou do Programa de Gerenciamento CEDEP em Fontainebleau, na França. Foi CEO da GDF SUEZ Energy International, Presidente da GDF SUEZ Energy North America Inc., Diretor da Glow Energy, empresa pública sediada na Tailândia, Diretor e Presidente do Conselho de Administração da International Power S.A. (atual denominação da SUEZ Tractebel S.A.), Diretor da Electrabel, Diretor da Tractebel Engineering, Diretor da Gaselys (França) e Diretor da Célizan (França). Atualmente é: (i) Vice-Presidente executivo da ENGIE S.A. (nova denominação da GDF SUEZ S.A.), comandando a divisão Energy EuropeInternational do grupo; (ii) presidente do conselho de administração da International Power Ltd.; (iii) membro do comitê executivo e do comitê administrativo da ENGIE; e (iiiv) CEO da Electrabel e da International Power S.A., além de integrar o Comitê Estratégico e o Conselho de Administração da Companhia.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Gil de Methodio Maranhão Neto - 734.574.937-15

Nascido em 18.01.1963, é Engenheiro Civil formado pela Veiga de Almeida, possui MBA em finanças pelo IBMEC. Atuou nas áreas de Mercado de Capitais (administração de fundos de ações e underwriting) e comercial (Fundos de Pensão) no Banco Nacional S.A. No período 1994-96 trabalhou na Nacional Energética, na construção da Hidrelétrica Serra da Mesa. Desde 1996 no Grupo ENGIE (nova denominação do grupo GDF SUEZ), onde atuou como Gerente Delegado, Diretor de Construção da Companhia (Hidrelétricas Itá e Machadinho, Termelétrica William Arjona), e Diretor de Desenvolvimento de Negócios. Atualmente é Diretor de Estratégia, Comunicações e Responsabilidade Social Corporativa, membro do Comitê Executivo do Grupo ENGIE no Brasil e membro suplente do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil S.A.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

José Pais Rangel - 239.775.667-68

Nascido em 09.09.1940, é formado em Direito pela Faculdade Cândido Mendes (RJ), possui licenciatura em Direito e Legislação/Habilitação de Magistério pela Faculdade Niteroiense de Formação de Professores. Possui curso de Mercado de Capitais nos EUA (Convênio Banco Central do Brasil / USAID – 1977) e fez estágio (i) no Departamento do Tesouro dos EUA; (ii) Bolsa de Valores de Nova York e; (iii) Bolsa de Mercadorias de Chicago. É Diretor Vice-Presidente do Banco Clássico S.A.; membro do Conselho de Administração da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG; membro do Conselho de Administração da Kepler Weber S.A.; Gestor de Fundos de Investimento, credenciado pela CVM e membro do Conselho de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais, Cemig Distribuição S.A., e Cemig Geração e Transmissão S.A. e membro do Conselho de Administração da Companhia. Ainda, foi fundador e membro do Conselho de Curadores da Fundação Banco Central de Previdência Privada (CENTRUS); coordenador do Programa de Desestatização de empresas de capital aberto controladas pelo Banco Central do Brasil; Presidente do Conselho de Administração da Companhia América Fabril; membro titular do Conselho de Administração da Companhia Fábrica de Tecidos Dona Isabel; e Presidente da Companhia Nacional de Tecidos Nova América.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Luiz Antônio Barbosa - 343.757.249-00

Nascido em 26.05.1956, é Eletricitário. Foi diretor da Associação dos Empregados da Eletrosul, a ASES, e delegado na Associação dos Profissionais da Eletrosul (APROSUL). É Diretor do Sindicato dos Eletricitários do Sul do Estado de Santa Catarina (SINTRESC). É membro suplente do Conselho de Administração da Companhia eleito pelos empregados.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Maurício Stolle Bähr - 748.528.847-49

Nascido em 17.09.1957, é formado em Engenharia Mecânica pela Universidade Gama Filho (RJ) e em Análise de Sistemas pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Concluiu MBA pela COPPEAD - Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), e Corporate Finance pela Universidade de Berkeley, nos Estados Unidos da América (EUA). Foi Diretor Financeiro da Serra da Mesa Energia S.A. e Diretor Financeiro da Nacional Energética S.A. Atualmente é Diretor Presidente da ENGIE Energy Brasil Ltda., Diretor da ENGIE Brasil Participações Ltda., Representante Geral da ENGIE no Brasil, Presidente do Conselho de Administração do ONS e Presidente do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil S.A.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Roberto Henrique Tejada Vencato - 412.103.280-20

Nascido em 14.10.1964, é formado em Direito pela Pontifícia Universidade Católica de Porto Alegre. Admitido na Eletrosul em junho de 1984, na área de operação, passando a atuar, posteriormente, na área administrativa, lotado na Usina Termelétrica Charqueadas. Exerceu o mandato de Conselheiro Fiscal na PREVIG. É Dirigente Sindical, liberado para tratar das questões da categoria, desde 1990.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

José João Abdala Filho - 245.730.788-00

Nascido em 30.05.1945, é formado em Ciências Econômicas na Universidade Mackenzie. Diretor Presidente e acionista controlador do Banco Clássico S.A.; membro suplente do Conselho de Administração da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG; Diretor-Presidente da Dinâmica Energia S.A.; Diretor-Presidente da Social S.A. Mineração e Intercâmbio Comercial e Industrial; membro suplente do Conselho de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais, Cemig Distribuição S.A., Cemig Geração e Transmissão S.A. e; da Companhia.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Pierre Jean Bernard Guiollot - 000.000.000-00

Nascido em 21.04.1968, graduado em Serviços Públicos pela Sciences Po Paris. No período de 2008 a 2012 exerceu o cargo de gerente de contabilidade da ENGIE S.A. (atual denominação da GDF SUEZ S.A.). Em 2013 passou a exercer o cargo de diretor financeiro da divisão de energia internacional da ENGIE S.A. e desde 2014 é membro do Conselho de Administração da Glow Energy PCL.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Claude Emile Jean Turbet - 000.000.000-00

Nascido em 14/08/1958, engenheiro formado na École Centrale Paris, fez a maior parte de sua carreira no Grupo ENGIE, dedicando os primeiros anos de sua carreira a P&D em atividades de gás. Entre 1990 e 2008, ocupou vários cargos como diretor de centro de lucro, diretor técnico e diretor de projetos em serviços de energia. Entre 2008 e 2012, foi vice-presidente executivo da Cofely France e contribuiu para a criação desta empresa, líder em soluções de eficiência energética para clientes B2B. Em janeiro de 2016, foi nomeado como Diretor de Soluções para Empresas (métier BtoB).
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Manoel Arlindo Zaroni Torres - 115.116.056-34

Nascido em 18.12.1949, é Engenheiro Eletricista formado pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (MG) e Especialista em Administração Geral pelo CEDEP, associado ao INSEAD, em Fontainebleau, na França. Em 2015, participou do “Leading from the Chair” programme – INSEAD – França. De 1973 a 1998, trabalhou em Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas), e em 1998, passou a integrar a diretoria da ENGIE Brasil Energia S.A., quando atuou como Diretor de Operação. De 1999 a 2016 exerceu o cargo de Diretor Presidente da Companhia e de algumas Sociedades de Propósitos Específicos (SPE) controladas pela Companhia. Foi membro do Conselho de Administração da Itá Energética S.A. e da Eternit; presidente do Conselho Plenário do Comitê Gestor do Consórcio Machadinho; e membro do Conselho Superior de Formulação Estratégica da Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina – FIESC. Atualmente é membro do Conselho de Administração da Companhia e da Energia Sustentável do Brasil.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Natacha Herero Et Guichard Marly - 063.612.577-70

Nascida em 02.08.1971, é advogada formada pela Universidade de Madrid, mestre em direito financeiro pela ESCP (Ecole Supérieure de Commerce de Paris) e em direito europeu, societário e tributação pela Universidade de Pau e curso em direito internacional pela Universidade de Estocolmo. Ingressou no Grupo Engie em 2002. Foi vice conselheira geral da Engie, responsável por todas as questões legais do grupo em Marrocos e diretoria jurídica do grupo Engie no Oriente Médio. No período de 2012 a 2015 foi membro do Conselho de Administração da SAFI Energy Company, sociedade de propósito específico para implantação de uma usina de geração de energia elétrica localizada no sul de Marrocos e no mesmo período de exerceu o cargo de secretária da International Power Al Magrib, companhia responsável por todas as atividades de Engie no Norte da África e de Tarec, sociedade responsável pela operação de um parque eólico na região de Tarfaya. Atualmente exerce o cargo de Conselheira Geral e Diretora de Ética da Engie Brasil. Ainda, em 2015 foi membro do Conselho de Administração do CAS (Casablanca American School), organização sem fins lucrativos, com atuação na área de educação no norte da África.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Paulo Jorge Tavares Almirante - 000.000.000-00

Nascido em 24.08.1964, é engenheiro com mestrado em engenharia mecânica pela Universidade Técnica de Lisboa, diplomado em estudos de gestão pela Universidade Católica de Lisboa e participou do programa global de desenvolvimento de liderança da London Business School. Possui mais de 25 anos de experiência nos setores de energia elétrica e de gás. De 2004 a 2013 foi diretor da International Power PLC para a região da Ibéria, responsável pela gestão executiva dos negócios em Portugal e Espanha e de 2013 a início de 2016 foi presidente da TrustEnergy, responsável pela gestão executiva dos negócios da ENGIE Europa em Portugal, e diretor executivo da Portgás, concessionária para implantação de rede de gás natural em 29 municípios portugueses. Atualmente exerce os cargos de Presidente Executivo da Unidade de Negócios de Geração na Europa e Vice-Presidente do Comitê Executivo, ambos na ENGIE. Ainda, foi membro do comitê consultivo regulador de energia de Portugal e é vice-presidente da associação portuguesa de indústria de energia elétrica.
O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Antonio Alberto Gouvêa Vieira - 338.907.227-68

Nascido em 31.08.1955, é formado em Direito pela Pontifícia Universidade Católica (PUC) do Rio de Janeiro, cursou pós-graduação em Administração de Empresas pela mesma universidade. Sócio do Gouvêa Vieira Advocacia, participou nos Conselhos de Administração das empresas Companhia Vidraria Santa Marina (Saint Gobain), de 1992 a 2003; Alcatel Telecomunicações S.A., de 1990 a 2002; Eternit S.A., de 1996 a 2000; Telesp Celular Participações S.A., de 1998 a 2001; e Acesita S.A. (ArcelorMittal Inox Brasil), de 1999 a 2008, do Conselho Fiscal da Companhia de Bebidas das Américas (Ambev), de 2000 a 2001, Presidente do Conselho Consultivo do Banco Calyon Brasil S.A., de 2000 a 2007, e atualmente integra a diretoria executiva da Pubas S.A. e é membro do Conselho de Administração da (i) Leroy Merlin Cia. Brasileira de Bricolagem, desde 1996; (ii) da Boa Esperança S.A.; e (iii) da Sociedade Francesa e Brasileira de Ensino – Lycée Molière.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Simone Cristina de Paola Barbieri - 149.142.418-46

Nascida em 14.03.1971, formada em Psicologia pela Universidade de São Paulo (USP), possui MBA Executivo em Administração Global –SOCIESC e Universidade Lusófona de Lisboa e ICC International Coaching Certification pela Iluminatta Brasil. De 2004 a 2015 foi Coordenadora de RH na ENGIE Brasil Energia S.A., tendo estruturado o programa de sucessão e preparação de potenciais, atuado em processos de desenvolvimento de lideranças, gestão do clima, gestão de desempenho e demais processos relacionados ao desenvolvimento de pessoas. Anteriormente, foi Consultora de RH na Roland Berger Human Resources, atuando em assessment e desenvolvimento de executivos. Atualmente é Diretora de Recursos Humanos na ENGIE Brasil Participações Ltda., responsável pela gestão de RH e Saúde & Segurança, respondendo pela gestão cultural e da mudança, além do alinhamento das práticas de RH nas diversas entidades que compõem a BU Brasil.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que as tenham suspendidos ou inabilitadas para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Karin Koogan Breitman - 375.914.877-87

Nascida em 18.04.1969, formada em Engenharia Elétrica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Mestre em Engenharia de Software pela Universidade Federal do Rio de Janeiro e Doutora em Ciências da Computação pela Pontifica Universidade Católica do Rio de Janeiro. Ao longo de sua carreira, foi professora de Ciência da Computação na PUC-Rio, onde liderou projetos em conjunto com a NASA, HP, IBM e Microsoft. Mais tarde, ela se juntou à EMC e atuou como vice-presidente e cientista-chefe por um período de quatro anos. Autora de mais de cem patentes combinadas (Microsoft, EMC e Dell), livros e artigos científicos. Atualmente atua no Conselho de Profissionais da ACM, PMI-RJ e no Conselho do Grupo Editorial Nacional. É consultora da Comissão Europeia e do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação e ocupa o cargo de Diretora na Rio Tinto.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Paulo de Resende Salgado - 161.008.917-00

Nascido em 02.07.1945, é formado em Ciências Econômicas pela Universidade Cândido Mendes do Rio de Janeiro, possui pós-graduação pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) em Executivo Financeiro, MBA Programa de Desenvolvimento Gerencial e Capital Market FGV-AID-EUA. Foi Vice-Presidente Presidente do Citibank, Superintendente de Investimento no Banco Econômico de Investimentos S.A., Diretor de Underwriting e Privatização no Banco Nacional S.A., onde participou do projeto de privatização da Light e da Companhia Siderúrgica Nacional (CSN). Atuou, também, como Diretor da Nacional Energética S.A. e da IVEN S.A, e como Diretor Financeiro da Nacional Energética S.A.; como Consultor Econômico da Agenda Corretora de Câmbio e Valores Mobiliários Ltda.; e como membro do Conselho Fiscal da Companhia.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Leonardo Augusto Serpa - 026.127.629-81

Nascido em 07.01.1980, formado em Engenharia Eletricista pela Universidade Federal do Estado de Santa Catarina - UFSC, com mestrado pela UFSC, PhD pela Universidade Técnica da Suíça em Zurique e MBA pela Cass Business School, Londres. No período de junho de 2010 a abril de 2016 atou na ABB, ocupando diversos cargos gerenciais na atividade de produtos elétricos eletrônicos e serviços. Desde maio de 2016 exerce o cargo Diretor Presidente das sociedades do Grupo ENGIE na área de serviços de energia. Ainda ocupa o cargo de Presidente do Conselho de Administração da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Ailton Pinto Siqueira - 006.936.346-34

Nascido em 03.08.1939, trabalhou no Banco do Estado do Rio de Janeiro S.A. (BANERJ) de 1971 a 1989 onde exerceu os seguintes cargos: Gerente de Agência 1971 a 1974, Inspetor de 1974 a 1980 e Auditor de 1980 a 1989, quando se aposentou. De 26.03.1998 até a presente data é Diretor do Banco Clássico S.A.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Carlos Guerreiro Pinto - 047.615.457-04

Nascido em 17.06.1942, é formado em Administração de Empresas pela Sociedade Unificada de Ensino Superior Augusto Motta (SUAM), é Pós-Graduado em Administração de Empresas pelo Instituto de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPEAD), concluiu Curso de Gerência FinaNascido em 17.06.1942, é formado em Administração de Empresas pela Sociedade Unificada de Ensino Superior Augusto Motta (SUAM), é Pós-Graduado em Administração de Empresas pelo Instituto de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPEAD), concluiu Curso de Gerência Financeira pelo Centro de Treinamento do Citibank N.A. e é certificado em Parceria para o Desenvolvimento Empresarial pela Fundação Dom Cabral. Foi responsável pela estruturação da área de Open Market do Banco Nacional, sendo também designado Diretor da Área de Risco de Negócios. Adicionalmente, atuou como Presidente da Sinal Corretora de Valores. Exerceu as funções de Diretor Fiscal, nomeado pela Agência Nacional de Saúde Suplementar (ANS), reguladora das empresas de planos privados de saúde, no período de março/2010 a novembro/2011, como auditor nas operadoras colocadas em regime especial de Direção Fiscal. Atualmente é Consultor Convidado da Fundação Getúlio Vargas, prestando serviços de consultoria em Gestão no Instituto Estadual do Ambiente – INEA e na SEA – Secretaria Estadual do Ambiente do Estado do Rio de Janeiro.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Manoel Eduardo Bouzan de Almeida - 269.006.377-87

Nascido em 03.04.1952, é Bacharel em Ciências Contábeis, formado em 1978 na Faculdades Integradas Simonsen, no Rio de Janeiro. Trabalhou no ramo da indústria de 1969 a junho de 1995 exercendo diversas funções administrativas, chegando ao cargo de gerente administrativo e contábil. No segundo semestre de 1995 foi convidado para exercer as funções de contador no projeto energético de Serra da Mesa, da empresa Serra da Mesa S.A., permanecendo até junho de 1998, onde se transferiu para o Grupo ENGIE, para trabalhar na holding como contador, onde permaneceu até a sua aposentadoria, no final de junho de 2011. Atualmente exerce o cargo de membro titular do conselho fiscal da Energia Sustentável do Brasil S.A..
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Manoel Eduardo Lima Lopes - 046.227.237-00

Nascido em 07.07.1943, é formado em Ciências Contábeis e Direito pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Foi Auditor Geral e Superintendente de Contabilidade e Controle no Banco do Estado do Rio de Janeiro S.A. (BANERJ), consultor e diretor do Banco Clássico S.A. e Gerente de Controle da IRB – Brasil Resseguros S.A. Atualmente, é diretor do Banco Clássico S.A. e membro suplente do Conselho Fiscal da Companhia do Gás do Rio de Janeiro.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Carla Carvalho de Carvalho - 863.499.377-91

Nascida em 18.12.1965, Advogada, formada pela Universidade Federal Fluminense - UFF, Pós-graduada em Direito Tributário pela Universidade Estácio de Sá; MBA Executivo pela COPPEAD-UFRJ e Pós-graduada em Direito Civil pela Escola Superior de Advocacia da OAB/RJ. Foi assessora das Áreas de Mercado Financeiro, Mercado de Capitais e Corporate Finance do Banco Nacional S.A.; assessora da Controladoria do Banco Boa Vista; assessora jurídica da Serra da Mesa Energia S.A. na implantação da UHE Serra da Mesa; e Superintendente Jurídica da GDF Suez Energy Brasil Ltda. e foi membro do Comitê de Meio Ambiente da Câmara França Brasil.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Waltamir Barreiros - 242.690.507-72

Nascido em 4.8.1953, é formado em Ciências Contábeis pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e pós-graduado em Auditoria pela UFSC. É membro e Diretor Financeiro da Academia Catarinense de Ciências Contábeis. Trabalhou na ELETROSUL – Centrais Elétricas S.A. de março de 1975 a dezembro de 1997, em diversas funções na área contábil/tributária e no cargo de Gerente do Departamento de Contabilidade. Foi Gerente do Departamento de Contabilidade da Tractebel Energia S.A. (atualmente, Engie Brasil Energia S.A.), de dezembro de 1997 a maio de 2005, e Gerente do Departamento de Governança Tributária, de maio de 2005 a abril de 2014. Foi professor do Departamento de Ciências Contábeis da UFSC, em regime 20 horas, de agosto de 1985 a fevereiro de 2015. Foi Conselheiro Titular do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais – CARF, de setembro de 2015 a agosto de 2016. Foi membro Titular do Conselho Fiscal da Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social – ELOS, do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL e da Associação Brasileira de Concessionárias de Energia – ABCE. É presidente do Conselho Fiscal da Energia Sustentável do Brasil, desde maio de 2008. É membro da Câmara de Assuntos Tributários e Legislativos da FIESC.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

12.7/8 - Composição dos comitês

Nome	Tipo comitê	Cargo ocupado	Profissão	Data eleição	Prazo mandato	Percentual de participação nas reuniões
CPF	**Descrição outros comitês**	**Descrição outros cargos ocupados**	**Data de nascimento**	**Data posse**	**Número de Mandatos Consecutivos**	
Outros cargos/funções exercidas no emissor						
Claude Emile Jean Turbet	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	26/10/2017	Indeterminado	0.00%
000.000.000-00	Comitê Estratégico		14/08/1958	26/10/2017	0	
Membro efetivo do Conselho de Administração						
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	15/03/2001	Indeterminado	100.00%
000.000.000-00	Comitê Estratégico		14/01/1948	15/03/2001	0	
Membro Efetivo do Conselho de Administração						
Eduardo Antonio Gori Sattamini	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Economista	12/09/2016	Indeterminado	100.00%
821.111.117-91	Comitê Estratégico		08/02/1965	12/09/2016	0	
Diretor Presidente, responsável pela área de Auditoria Interna						
Gustavo Henrique Labanca Novo	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	05/05/2016	Indeterminado	0.00%
000.674.107-07	Comitê Estratégico		05/03/1968	05/05/2016	0	
Diretor de Desenvolvimento de Negócios						
Maurício Stolle Bähr	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	25/06/1999	Indeterminado	100.00%
748.528.847-49	Comitê Estratégico		17/09/1957	25/06/1999	0	
Presidente do Conselho de Administração						
Paulo Jorge Tavares Almirante	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheiro	24/07/2016	Indeterminado	0.00%
000.000.000-00	Comitê Estratégico		24/08/1964	24/07/2016	0	
Membro Efetivo do Conselho de Administração						
Pierre Jean Bernard Guiollot	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Administrador	05/05/2016	Indeterminado	0.00%
000.000.000-00	Comitê Estratégico		21/04/1968	05/05/2016	0	
Membro Efetivo de Conselho de Administração.						

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência

Claude Emile Jean Turbet - 000.000.000-00

Nascido em 14/08/1958, engenheiro formado na École Centrale Paris, fez a maior parte de sua carreira no Grupo ENGIE, dedicando os primeiros anos de sua carreira a P&D em atividades de gás. Entre 1990 e 2008, ocupou vários cargos como diretor de centro de lucro, diretor técnico e diretor de projetos em serviços de energia. Entre 2008 e 2012, foi vice-presidente executivo da Cofely France e contribuiu para a criação desta empresa, líder em soluções de eficiência energética para clientes B2B. Em janeiro de 2016, foi nomeado como Diretor de Soluções para Empresas (métier BtoB).
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Dirk Achiel Marc Beeuwsaert - 000.000.000-00

Nascido em 14.01.1948, é Engenheiro Mecânico e Eletricista formado pela Universidade de Ghent (Bélgica). Participou do Programa de Gerenciamento CEDEP em Fontainebleau, na França. Foi CEO da GDF SUEZ Energy International, Presidente da GDF SUEZ Energy North America Inc., Diretor da Glow Energy, empresa pública sediada na Tailândia, Diretor e Presidente do Conselho de Administração da International Power S.A. , Diretor da Electrabel, Diretor da Tractebel Engineering, Diretor da Gaselys (França) e Diretor da Célizan (França). Atualmente é: (i) Vice-Presidente executivo da Engie S.A. , comandando a divisão Energy Europe do grupo; (ii) membro do comitê executivo e do comitê administrativo da Engie; e (iii) CEO da Electrabel , além de integrar o Comitê Estratégico e o Conselho de Administração da Companhia.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Eduardo Antonio Gori Sattamini - 821.111.117-91

Nascido em 08.02.1965, é formado em Economia pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro onde também completou o Mestrado de Administração de Empresas, com especialização em Finanças. Obteve o Grau de Mestre em Gestão (Master in Management) pela University of London onde cursou o Sloan Fellowship Master Programme da London Business School. Atuava na área de Desenvolvimento de Negócios da GDF SUEZ Energy Brasil, desde Junho de 2002. Ocupou os cargos de Diretor Financeiro da Energia Sustentável do Brasil, Diretor empregado da Tractebel Gás Engineering GmbH e Diretor de Petróleo e Gás da Leme Engenharia Ltda., Diretor Superintendente da Metalnave S.A. e Diretor Financeiro das Indústrias Verolme-Ishibras S.A. Em 21.12.2009 foi eleito Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia e, atua, ainda, como Diretor de algumas Sociedades de Propósitos Específicos controladas pela Companhia. É membro titular do Conselho de Administração da Itá Energética S.A. Desde julho de 2016 exerce o cargo de Diretor Presidente da Companhia.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Gustavo Henrique Labanca Novo - 000.674.107-07

Nascido em 05.03.1968, é formado em engenharia eletrônica pela Universidade Gama Filho com MBA Executivo pela COPPEAD (UFRJ) e Pós-Graduação em Avaliação de Empresas e Projetos pela FGV-RJ. No Grupo ENGIE há mais de 15 anos., atuando no período de 1998 a 200 como gerente de projetos e de desenvolvimento de negócios. No período de 2000 a 2010 atuou como analista financeiro, gerente de finanças sênior e VP AIFA (Acquisitions, Investment & Financial Advisory). Já de 2010 a 2015, foi VP de Desenvolvimento de Negócios. Foi membro titular do Conselho Deliberativo da PREVIG Sociedade de Previdência Complementar, entidade instituída pela ENGIE Brasil Energia S.A. Atualmente exerce o cargo de Diretor de Desenvolvimento de Negócios, membro titular do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil S.A. e membro titular do Conselho de Administração da Usina Termelétrica Pampa Sul S.A.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Maurício Stolle Bähr - 748.528.847-49

Nascido em 17.09.1957, é formado em Engenharia Mecânica pela Universidade Gama Filho (RJ) e em Análise de Sistemas pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Concluiu MBA pela COPPEAD - Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), e Corporate Finance pela Universidade de Berkeley, nos Estados Unidos da América (EUA). Foi Diretor Financeiro da Serra da Mesa Energia S.A. e Diretor Financeiro da Nacional Energética S.A. Atualmente é Diretor Presidente da ENGIE Brasil Participações Ltda., Presidente do Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia e Presidente do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil S.A.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Paulo Jorge Tavares Almirante - 000.000.000-00

Nascido em 24.08.1964, é engenheiro com mestrado em engenharia mecânica pela Universidade Técnica de Lisboa, diplomado em estudos de gestão pela Universidade Católica de Lisboa e participou do programa global de desenvolvimento de liderança da London Business School. Possui mais de 25 anos de experiência nos setores de energia elétrica e de gás. De 2004 a 2013 foi diretor da International Power PLC para a região da Ibéria, responsável pela gestão executiva dos negócios em Portugal e Espanha e de 2013 a início de 2016 foi presidente da TrustEnergy, responsável pela gestão executiva dos negócios da ENGIE Europa em Portugal, e diretor executivo da Portgás, concessionária para implantação de rede de gás natural em 29 municípios portugueses. Atualmente exerce os cargos de Presidente Executivo da Unidade de Negócios de Geração na Europa e Vice-Presidente do Comitê Executivo, ambos na ENGIE. Ainda, foi membro do comitê consultivo regulador de energia de Portugal e é vice-presidente da associação portuguesa de indústria de energia elétrica.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Pierre Jean Bernard Guiollot - 000.000.000-00

Nascido em 21.04.1968, graduado em Serviços Públicos pela Sciences Po Paris. No período de 2008 a 2012 exerceu o cargo de gerente de contabilidade da Engie S.A.. Em 2013 passou a exercer o cargo de Diretor Financeiro da divisão de energia internacional da Engie S.A. e desde 2014 é membro do Conselho de Administração da Glow Energy PCL.
Firmou declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não há qualquer das relações descritas acima entre qualquer dos administradores e membros do Conselho Fiscal, indicados pelo Acionista Controlador; entre administradores da Companhia e administradores de controladas, diretas ou indiretas, da Companhia; entre administradores da Companhia ou de suas controladas, diretas ou indiretas e controladores diretos ou indiretos da Companhia; e entre administradores da Companhia e administradores das sociedades controladoras diretas e indiretas da Companhia.

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Exercício Social 31/12/2016

Administrador do Emissor

Eduardo Antonio Gori Sattamini | 821.111.117-91 | Controle | Controlada Direta

Diretor Presidente

Pessoa Relacionada

Itá Energética S.A. (Itasa) | 01.355.994/0001-21

Vice-Presidente do Conselho de Administração

Observação

A Companhia é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação em seu capital.

Administrador do Emissor

José Luiz Jansson Laydner | 481.767.029-00 | Controle | Controlada Direta

Diretor de Geração

Pessoa Relacionada

Itá Energética S.A. (Itasa) | 01.355.994/0001-21

Membro efetivo do Conselho de Administração

Observação

A Companhia é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação em seu capital.

Administrador do Emissor

Eduardo Antonio Gori Sattamini | 821.111.117-91 | Controle | Controlada Indireta

Diretor Presidente

Pessoa Relacionada

Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva) | 09.541.336/0001-36

Presidente do Conselho de Administração

Observação

A Companhia é controladora indireta da Ibitiúva com 95% de participação em seu capital.

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Geração			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Membro efetivo do Conselho de Administração Diretor Presidente			
Observação			
A Companhia é controladora indireta da Ibitiúva com 95% de participação em seu capital.			
Administrador do Emissor			
Eduardo Antonio Gori Sattamini	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Consórcio Machadinho	03.064.917/0001-48		
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Observação			
A Companhia é controladora em conjunto do Consórcio Machadinho com 19,28% de sua participação.			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Direta
Diretor de Geração			
Pessoa Relacionada			
Consórcio Machadinho	03.064.917/0001-48		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
A Companhia é controladora em conjunto do Consórcio Machadinho com 19,28% de sua participação.			
Administrador do Emissor			
José Luiz Jansson Laydner	481.767.029-00	Controle	Controlada Indireta

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Diretor de Geração			
Pessoa Relacionada			
Consórcio Estreito Energia (Ceste)	05.387.829/0001-02		
Membro do Conselho Deliberativo			
Observação			
A Companhia é controladora em conjunto do Ceste com 40,07% de participação em seu capital			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	748.528.847-49	Controle	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
ENGIE Brasil Participações Ltda.	01.370.013/0001-15		
Diretor presidente			
Observação			
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert		Controle	Controlador Indireto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
ENGIE S.A.			
Vice Presidente Executivo e Membro do Comitê Executivo			
Observação			
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert		Controle	Controlador Indireto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Electrabel S.A.			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Diretor Presidente			
Observação			

Administrador do Emissor

Dirk Achiel Marc Beeuwsaert		Controle	Controlador Indireto
Membro efetivo do Conselho de Administração			

Pessoa Relacionada

International Power S.A.
Diretor Presidente

Observação

Administrador do Emissor

Pierre Jean Bernard Guiollot		Controle	Controlador Indireto
Membro efetivo do Conselho de Administração			

Pessoa Relacionada

ENGIE S.A.
Diretor Financeiro da Divisão de Energia Internacional

Observação

Administrador do Emissor

Gil de Methodio Maranhão Neto	734.574.937-15	Controle	Controlada Direta
Membro suplente do Conselho de Administração			

Pessoa Relacionada

Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro suplente do Conselho de Administração			

Observação

A Companhia é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação em seu capital.

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
Simone Cristina de Paola Barbieri	149.142.418-46	Controle	Controlador Direto
Membro suplente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
ENGIE Brasil Participações Ltda.	01.370.013/0001-15		
Diretora de Recursos Humanos, Saúde e Segurança do Trabalho			
Observação			
Administrador do Emissor			
Eduardo Antonio Gori Sattamini	821.111.117-91	Controle	Controlador Direto
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
ENGIE Brasil Participações Ltda.	01.370.013/0001-15		
Diretor Financeiro			
Observação			

Exercício Social 31/12/2015

Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Indireta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Presidente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora, indireta, da Ibitiúva com 95% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	115.116.056-34	Controle	Controlada Direta
Diretor Presidente			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Mambro do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	748.528.847-49	Controle	Controlada Direta
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Vice-Presidente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Gil de Methodio Maranhão Neto	734.574.937-15	Controle	Controlada Direta
Membro suplente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	748.528.847-49	Controle	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Pessoa Relacionada			
ENGIE Brasil Participações Ltda.	01.370.013/0001-15		
Diretor			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert		Controle	Controlador Indireto
Membro efetivo do Conselho			
Pessoa Relacionada			
ENGIE (atual denominação da GDF SUEZ)	00.000.000/0000-00		
Vice Presidente Executivo e Membro do Comitê Executivo			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert		Controle	Controlador Indireto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Electrabel S.A.			
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert		Controle	Controlador Indireto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
International Power S.A.			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Pierre Jean Bernard Guiollot		Controle	Controlador Indireto
Membro suplente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
ENGIE (atual denominação da GDF SUEZ)			
Diretor Financeiro da Divisão de Energia Internacional			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Eduardo Antonio Gori Sattamini	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Paulo Jorge Tavares Almirante		Controle	Controlador Indireto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
ENGIE (atual denominação da GDF SUEZ)	00.000.000/0000-00		
Presidente Executivo da Unidade de Negócios de Geração na Europa e Vice-Presidente do Comitê Executivo.			
Observação			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
-			

Exercício Social 31/12/2014

Administrador do Emissor

Manoel Arlindo Zaroni Torres | 115.116.056-34 | Controle | Controlada Indireta

Diretor Presidente

Pessoa Relacionada

Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva) | 09.541.336/0001-36

Presidente do Conselho de Administração

Observação

A Tractebel é controladora, indireta, da Ibitiúva com 95% de participação no capital desta empresa.

Administrador do Emissor

Manoel Arlindo Zaroni Torres | 115.116.056-34 | Controle | Controlada Direta

Diretor Presidente

Pessoa Relacionada

Itá Energética S.A. (Itasa) | 01.355.994/0001-21

Membro do Conselho de Administração

Observação

A Tractebel é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.

Administrador do Emissor

José Carlos Cauduro Minuzzo | 199.412.420-20 | Controle | Controlada Indireta

Diretor de Produção de Energia

Pessoa Relacionada

Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva) | 09.541.336/0001-36

Diretor Presidente e membro do Conselho de Administração

Observação

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
A Tractebel é controladora, indireta, da Ibitiúva com 95% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Consórcio Estreito Energia (Ceste)	05.387.829/0001-02		
Membro do Conselho Deliberativo			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto do Ceste com 40,07% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Diretor de Produção de Energia			
Pessoa Relacionada			
Consórcio Machadinho	03.064.917/0001-48		
Membro suplente do Conselho Plenário e Diretor			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto do Consórcio machadinho com 19,28% de participação no consórcio.			
Administrador do Emissor			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Eduardo Antonio Gori Sattamini	821.111.117-91	Controle	Controlada Direta
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Marco Antonio Amaral Sureck	200.638.909-25	Controle	Controlada Indireta
Diretor de Comercialização de Energia			
Pessoa Relacionada			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora, indireta, da Ibitiúva com 95% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	748.528.847-49	Controle	Controlada Direta
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Presidente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Gil de Methodio Maranhão Neto	734.574.937-15	Controle	Controlada Direta
Membro do Conselho de Administração			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Pessoa Relacionada			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21		
Membro suplente do Conselho de Administração			
Observação			
A Tractebel é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	748.528.847-49	Controle	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
ENGIE Brasil Participações Ltda.	01.370.013/0001-15		
Diretor			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	000.000.000-00	Controle	Controlador Indireto
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
ENGIE (atual denominação da GDF SUEZ)	00.000.000/0000-00		
Vice Presidente Executivo e Membro do Comitê Executivo			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
José Carlos Cauduro Minuzzo	199.412.420-20	Controle	Controlada Direta
Membro suplente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
consórcio itá	01.246.598/0001-66		

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Membro do Comitê Gestor			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	000.000.000-00	Controle	Controlador Indireto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
Electrabel S.A.			
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	000.000.000-00	Controle	Controlador Indireto
Membro efetivo do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
International Power S.A.			
Diretor Presidente			
Observação			
-			
Administrador do Emissor			
Pierre Jean Bernard Guiollot		Controle	Controlador Indireto
Membro suplente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada			
ENGIE (atual denominação da GDF SUEZ)	00.000.000/0000-00		
Diretor Financeiro da Divisão de Energia Internacional			
Observação			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
-			

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores

A Companhia possui apólice de seguro de Responsabilidade Civil de Conselheiro, Diretores e/ou Administradores (D&O) com objetivo de assegurar o pagamento, a título de perdas e danos, devido a terceiros pela Companhia, Diretores e/ou Administradores, em decorrência de ato ou fato, pelo qual sejam responsabilizados, reclamados e/ou notificados. A atual apólice tem vigência até 31.12.2017 e o prêmio líquido é de R$ 300.068,00.

12.12 - Práticas de Governança Corporativa

Em 16.11.2005, a Companhia aderiu ao Novo Mercado, segmento de listagem da BM&FBOVESPA, destinado à negociação de ações emitidas por companhias que se comprometam, voluntariamente, com a adoção de práticas de governança corporativa além das exigidas pela legislação aplicável.

12.13 Outras informações que a Companhia julga relevantes

Assembleias gerais

Nos últimos 3 (três) anos, foram realizadas as seguintes Assembleias Gerais, na respectiva ordem cronológica decrescente:

- 21ª Assembleia Geral Ordinária da Companhia, realizada e 11.04.2018;
- 20ª Assembleia Geral Ordinária da Companhia, realizada em 17.04.2017;
- 31ª Assembleia Geral Extraordinária da Companhia, realizada em 14.07.2016;
- 19ª Assembleia Geral Ordinária da Companhia, realizada em 14.04.2016; e
- 18ª Assembleia Geral Ordinária da Companhia, realizada em 30.04.2015.

As Assembleias acima relacionadas foram instaladas, na sua totalidade, em primeira convocação, com um quórum de acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito a voto.

Complemento à composição dos administradores

Na 21ª AGO de 11.04.2018 foi eleito como membro suplente do Conselho de Administração, indicado pela Controladora da Companhia, o Sr. Raphael Vincent Philippe Barreau, belga, casado, administrador de empresa, portador do passaporte n.º EN751677, expedido pelo Governo da Bélgica, nascido em 20.12.1975, sendo que sua posse ficou condicionada à obtenção de autorização das autoridades competentes brasileiras, fato que ainda não ocorreu. Por esse motivo, suas informações, ainda, não estão apresentadas nos itens "12.5/6" e 12.10.

Adicionalmente, segue o currículo atualizado do Conselheiro:

Raphael Vincent Philippe Barreau – 064.169.627-21
Nascido em 20.12.1975, formado em Administração e Mestre de Administração de Negócios pela FUNDP Bélgica. De 2008 a 2013 foi Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios da ENGIE no Oriente Médio. De 2013 a 2017 foi Diretor de Desenvolvimento de Negócios da ENGIE no México. Atualmente é Diretor não estatutário da ENGIE Brasil Participações Ltda., responsável pela área de Aquisições, Investimentos e Assessoria Financeira. Está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

12.13 - Outras informações relevantes

Composição do Conselho de Administração

A atual composição do Conselho de Administração foi deliberada na 21ª Assembleia Geral Ordinária, realizada em 11.04.2018, cuja ata encontra-se disponível no site da Companhia, da CVM e da B3.

Composição da Diretoria e do Comitê Estratégico

A atual composição da Diretoria foi aprovada nas 151ª, 152ª e 156ª Reuniões do Conselho de Administração, realizadas em 05.05.2016, 31.05.2016 e 27.10.2016, e a atual composição do Comitê Estratégico foi consolidada na 155ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 12.09.2016, sendo que na 168ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 26.10.2017, foi eleito o Sr. Claude Emile Jean Turbet para compor o Comitê Estratégico, em substituição ao Sr. Willem Frans Alfons Van Twembeke. Todas as atas das citadas reuniões estão disponíveis no site da Companhia, da CVM e da B3.

Cargos ocupados por membros do Conselho de Administração da Companhia em outras sociedades

Em atendimento às regras do novo Regulamento de Listagem do Novo Mercado da B3, divulgamos adicionalmente, às informações anteriormente mencionadas, os cargos que os membros do Conselho de Administração da Companhia ocupam em outras sociedades ou entidades que não as controladoras e controladas da Companhia:

- Maurício Stolle Bähr - Diretor Presidente da GDF SUEZ Energy Brasil Ltda., representante geral da ENGIE (atual denominação da GDF SUEZ) no Brasil, Presidente do Conselho de Administração do ONS e da Energia Sustentável do Brasil S.A.
- Manoel Arlindo Zaroni Torres - Membro do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil e membro do Conselho Superior de Formulação Estratégica da Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina (FIESC).
- Dirk Achiel Marc Beeuwsaert - Diretor da Tractebel Engineering.
- José Pais Rangel - Diretor Vice-Presidente do Banco Clássico S.A.; membro do Conselho de Administração da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG; membro do Conselho de Administração da Kepler Weber S.A.; Gestor de Fundos de Investimento, credenciado pela CVM membro titular do Conselho de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais, Cemig Distribuição S.A., e Cemig Geração e Transmissão S.A.
- Antonio Alberto Gouvêa Vieira – Sócio do Gouvêa Vieira Advocacia; Diretor Executivo da Pubas S.A.; e membro do Conselho de Administração da Leroy Merlin Cia. Brasileira de Bricolagem, da Boa Esperança S.A. e da Sociedade Francesa e Brasileira de Ensino – Lycée Molière.
- Luiz Antônio Barbosa - Diretor do Sindicato dos Eletricitários do Sul do Estado de Santa Catarina.
- Gil de Methodio Maranhão Neto – Diretor do Grupo ENGIE no Brasil.
- José João Abdalla Filho – Diretor Presidente e acionista controlador do Banco Clássico S.A.; membro suplente do Conselho de Administração da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG; Diretor-Presidente da Dinâmica Energia S.A.; Diretor-Presidente da Social S.A. Mineração e Intercâmbio Comercial e Industrial; e membro suplente do Conselho de

12.13 - Outras informações relevantes

Administração da Companhia Energética de Minas Gerais, Cemig Distribuição S.A., e Cemig Geração e Transmissão S.A.

- Roberto Henrique Tejada Vencato – Dirigente Sindical.

Atribuições dos outros comitês

Adicionalmente as informações apresentadas no item "12.1" sobre o Comitê Estratégico, a Companhia possui outros comitês para o auxílio à Administração, os quais possuem funções de apoio, não tendo participação do processo de decisão dos Órgãos de Administração, a exceção do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas. Os principais comitês estão apresentados a seguir:

- Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas ("Comitê Independente"): tem por atribuição (i) negociar os termos e condições nas transações com partes relacionadas, com liberdade e independência, definindo a estrutura e demais condições do negócio a serem submetidas ao Conselho de Administração e/ou à Assembleia Geral; (ii) selecionar e decidir, sempre que julgar necessário e apropriado, pela contratação de consultoria especializada nas áreas técnica, jurídica, financeira e contábil para assessorá-lo em seus trabalhos, remetendo a formalização da contratação à diretoria da Companhia, devendo o Conselho de Administração, ao instalar o Comitê Independente, aprovar uma verba global para o seu funcionamento; e (iii) selecionar e decidir, sempre que a transação com parte relacionada envolver a aquisição de participação em outras sociedades, bens ou direitos e/ou a troca de participação, pela contratação de instituição financeira de primeira linha para avaliação independente do ativo, bem ou direito ou determinação de relação de troca, conforme for o caso, remetendo a formalização da contratação à diretoria da Companhia.

  O Comitê Independente é de funcionamento não permanente e instalado pelo Conselho de Administração sempre que a Companhia ou sociedade sob seu controle pretender realizar com Parte Relacionada qualquer operação, negócio, contrato ou transação cuja aprovação esteja no âmbito de competência do Conselho de Administração da Companhia ou da Assembleia Geral.

  O Comitê Independente é formado exclusivamente por Administradores da Companhia, devendo a maioria ser de Conselheiros de Administração Independentes e os demais membros Diretores da Companhia, todos escolhidos e destituíveis pelo Conselho de Administração, possuindo o Comitê Independente competência, prerrogativas, atribuições e regras de funcionamento especificadas em seu Regulamento.
  O Comitê Independente possui regimento interno próprio, que está disponível no website da Companhia (www.engieenergia.com.br), no seguinte endereço: Investidores > Governança Corporativa > Códigos e Políticas.

- Comitê de Gerenciamento de Riscos: tem por atribuição (i) promover a conscientização do tratamento do risco na empresa; (ii) definir metas e diretrizes para o processo de gerenciamento de risco empresarial; (iii) promover e sugerir melhorias no processo de avaliação de riscos gerenciados pelas UOs; (iv) classificar os riscos da Companhia; e (v) definir os procedimentos de controle dos riscos.
- Comitê de Sustentabilidade: tem por atribuição (i) definir, juntamente à Diretoria Executiva, metas e ações de sustentabilidade empresarial, em conformidade com o compromisso da Companhia, no que compete ao desenvolvimento sustentável, e atuar de forma articulada às

12.13 - Outras informações relevantes

áreas executivas para atingi-las; (ii) contribuir para o emprego das melhores práticas de governança corporativa, principalmente em seus aspectos de sustentabilidade empresarial, com sugestões para manter o equilíbrio dos interesses de seus diferentes *stakeholders*; (iii) desenvolver programas de sensibilização e conscientização para conceitos e práticas de sustentabilidade voltados aos públicos internos e externos, colaborando para a atuação da Companhia como promotora do desenvolvimento sustentável; (iv) contribuir na criação de um sistema proativo de inserção em questões sociais e ambientais das comunidades onde a Companhia atua, reduzindo sua participação em demandas reativas; (v) propor políticas de apoio a iniciativas socioambientais, priorizando os interesses da Companhia e da sociedade; (vi) propor o direcionamento de recursos para ações que apresentem maiores perspectivas de contribuição para o desenvolvimento sustentável das regiões onde a Companhia atua, bem como aumentar a transparência das ações por ela realizadas; (vii) propor o desenvolvimento de iniciativas de geração de energia por meio de fontes renováveis, em articulação com as áreas de desenvolvimento de negócios, inovação, pesquisa e desenvolvimento; (viii) propor ações de mitigação de riscos socioambientais nos novos empreendimentos, em articulação com as áreas de desenvolvimento de negócios e gestão de riscos e oportunidades; e (ix) em articulação com a Diretoria Executiva e o Comitê de Ética, contribuir para estabelecer meios de difusão e encaminhamento, pelos empregados, de sugestões acerca do compromisso com os princípios da sustentabilidade e da ética.

Na 143ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 09.06.2015, foi aprovada a indicação do representante eleito pelos empregados para compor, de forma permanente, o Comitê de Sustentabilidade.

O Comitê de Sustentabilidade contribui para consolidar a imagem da Companhia como uma empresa transparente e sustentável, na busca de conciliar os interesses dos diferentes públicos que interajam com a Companhia, por meio de ações que visem à melhoria ambiental e social na área de influência da Companhia. Em suas funções, promove o conceito de desenvolvimento sustentável dentro da Companhia e avalia solicitações de apoio socioambientais.

O Comitê de Sustentabilidade possui regimento interno próprio, que está disponível no website da Companhia (www.engieenergia.com.br), no seguinte endereço: Investidores > Governança Corporativa > Códigos e Políticas.

- Comitê de Ética: tem por atribuição (i) disseminar e monitorar a aplicação das políticas, códigos, procedimentos e orientações que definem os compromissos de conduta ética; (ii) conduzir as ações de divulgação, sensibilização e formação de práticas éticas; (iii) identificar os riscos éticos e estabelecer os planos de ação para a sua mitigação; (iv) atender os questionamentos e orientar a conduta adequada, em conformidade com princípios éticos estabelecidos; (v) averiguar as violações dos princípios éticos, adotando os procedimentos para determinar as suas causas, definindo ações disciplinares aos infratores e propondo medidas preventivas para inibir a sua ocorrência; e (vi) prestar as informações das atividades desenvolvidas à área de ética e conformidade do grupo.
- Comitê de Governança Tributária: tem por atribuição (i) interpretar a legislação tributária para definir procedimentos específicos, quando necessário; (ii) decidir sobre contestações de processos tributários administrativos e judiciais; (iii) apresentar sugestões para obtenção de benefícios junto às autoridades fiscais; e (iv) participar das decisões sobre novos projetos, identificando as oportunidades de economia fiscal.

12.13 - Outras informações relevantes

- Comitê de Financeiro: tem por atribuição (i) discutir e propor a política de aplicações de recursos financeiros e de derivativos e submeter à aprovação da Diretoria Executiva; (ii) discutir e propor políticas de antecipação de pagamentos a fornecedores e de postergações/antecipações de recebimento dos créditos (faturas de energia, etc) e submeter à aprovação da Diretoria Executiva; (iii) orientar as aplicações de recursos financeiros e aprovar regularmente o ranking de bancos com os quais a Companhia trabalhará; (iv) identificar riscos de descasamentos nas operações ativas e passivas e, se pertinente, propor à Diretoria Executiva operações de hedge; e (v) analisar o fluxo de caixa e os *covenants* da Companhia e suas subsidiárias no curto, médio e longo prazos, oferecendo orientação estratégica à Diretoria Executiva sobre o montante e timing de distribuição de dividendos, as modalidades de financiamento de aquisições e Investimento em Bens de Capital - CAPEX, a contratação de operações de captação de recursos e de reestruturação de passivos, etc.; (vi) propor para aprovação da Diretoria Executiva as metas e diretrizes para o gerenciamento de seguros; (vii) discutir a adequação de limites e coberturas dos seguros da Companhia, a contratação de novos seguros e recomendar contratação às áreas interessadas; (viii) discutir sinistros com as áreas envolvidas, se necessário; e (ix) submeter à aprovação da Diretoria Executiva a contratação de seguros.
- Comitê de Seguros: tem por atribuição (i) propor para aprovação da Diretoria Executiva as metas e diretrizes para o gerenciamento de seguros; (ii) discutir a adequação de limites e coberturas dos seguros da Companhia, a contratação de novos seguros e recomendar contratação às áreas interessadas; (iii) discutir sinistros com as áreas envolvidas, se necessário; e (iv) submeter à aprovação da Diretoria Executiva a contratação de seguros.
- Comitê de Performance Humana: tem por atribuição (i) implantar o programa de performance humana, sob gestão do gerente da usina; (ii) multiplicar os treinamentos para a média gerência, junto ao Comitê de Performance Humana, gerentes regionais são os responsáveis; (iii) assegurar a utilização das ferramentas de Performance Humana ao longo da implantação do programa, os gerentes e supervisores deverão ser exemplo; e (iv) utilizar as ferramentas de prevenção de erro humano estabelecidas, sempre que aplicável. Os empregados e colaboradores prestando serviço nas usinas são os responsáveis.
- Comitê de Segurança em Sistemas de Controle Industrial: tem por atribuição (i) avaliar e aprovar alterações na Política de Segurança da Informação da Companhia; (ii) aprovar as atribuições e composição do Grupo Tático em Sistemas de Controle Industrial; (iii) avaliar alterações e aprovar o Programa de Segurança dos Sistemas de Controle Industrial; (iv) aprovar o plano anual de trabalho do Grupo Tático em Sistemas de Controle Industrial; (v) acompanhar periodicamente as atividades do Grupo Tático em Sistemas de Controle Industrial; (vi) arbitrar, quando necessário, sobre a definição e aplicação das políticas e processos relacionados à segurança dos sistemas de controle industrial; (vii) assegurar que os novos empreendimentos do Grupo ENGIE, no Brasil, estão de acordo com as definições do Comitê de Segurança em Sistemas de Controle Industrial; (viii) avaliar e aprovar o orçamento anual aplicado às atividades de segurança dos sistemas de controle industrial; e (ix) tomar ações de âmbito estratégico e corporativo com base nas análises de riscos relacionadas aos sistemas de controle indústria.
- Comitê de Energia: tem por atribuição (i) propor política de comercialização e administração do risco de mercado à diretoria executiva e garantir a sua atualidade considerando a evolução do mercado e dos aspectos regulatórios; (ii) aprovar as normas de comercialização e suas

12.13 - Outras informações relevantes

revisões de acordo com a política de comercialização; (iii) executar as atribuições e deliberar sobre as exceções previstas nas normas de comercialização; (iv) analisar e propor soluções mitigadoras para os processos relacionados com a comercialização de energia, que envolvam riscos apontados pelo Comitê de Gerenciamento de Riscos; (v) avaliar os negócios e a situação do mercado de energia elétrica; e (vi) solicitar a participação de representante da DG, quando houver necessidade de discussão de estratégias e políticas para comercialização de energia de empreendimentos em implantação.

- Comitê de Inovação: tem por atribuição (i) incentivar as pessoas a buscarem mudanças através da inovação e criatividade; (ii) criar um ambiente propício para que novas ideias surjam, sejam percebidas como tal e possam ser exploradas com sucesso, agregando valor para a empresa; (iii) ser um centro de recepção e triagem de ideias inovadoras de qualquer natureza, de sugestões de melhoria ou de redução de despesas; (iv) receber e avaliar as propostas de inovação encaminhadas pelos empregados; (v) recomendar a alocação de recursos para a adoção das ideias promissoras; (vi) sugerir à Diretoria Executiva ações de reconhecimento aos autores das ideias que apresentarem os resultados mais significativos para a Companhia; e (vii) estimular a participação da Companhia no concurso, troféus, iniciativas de Inovação do Grupo Controlador.
- Comitê de Processos: tem por atribuição (i) selecionar e priorizar os processos-foco a serem desenvolvidos ou aprimorados, com o propósito de garantir o alinhamento com os objetivos estratégicos da Companhia; e (ii) gerar valor e otimizar os processos investigados.

A relação de comitês consta do website da Companhia (www.engieenergia.com.br), no seguinte endereço: Investidores > Governança Corporativa > Órgãos Fiscalizadores e de Apoio.

Fatos ocorridos no exercício social de 2017 que alteraram a composição do Conselho de Administração e no Comitê Estratégico da Companhia:

- **Substituição de membro suplente do Conselho de Administração**

  No dia 17.04.2017, na 20ª AGO, os Acionistas da Companhia elegeram Simone Cristina de Paola Barbieri para o cargo de membro suplente do Conselho de Administração em substituição ao Conselheiro renunciante Marcelo Fernandes Soares. Simone também exerce o cargo de Diretora de Recursos Humanos, Saúde e Segurança do Trabalho na ENGIE Brasil Participações Ltda., Controladora Direta da Companhia.

- **Falecimento de membro do Conselho de Administração**

  Em 21.08.2017, a Companhia comunicou aos seus acionistas e ao mercado em geral o falecimento de Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro, conselheiro independente da Companhia desde abril de 2006. Em substituição, seu suplente, Antonio Alberto Gouvêa Vieira, assumiu a titularidade do cargo, com mandato encerrado em 11.04.2018, data de realização da assembleia geral ordinária, onde foi reconduzido ao cargo de membro suplente do Conselho de Administração.

12.13 - Outras informações relevantes

- **Eleição de novo membro do Comitê Estratégico**

  Em 26.10.2017, foi eleito, por unanimidade, na 168ª Reunião do Conselho de Administração, o Sr. Claude Emile Jean Turbet, francês, casado, engenheiro, portador do passaporte n.º 16AI14529, expedido pelo Governo da França, residente e domiciliado em Paris, França, com domicílio profissional na 1 Place Samuel de Champlain, 92930 Paris La Défense cedex, França, para compor o Comitê Estratégico da Companhia, em substituição ao Sr. Willem Frans Alfons Van Twembeke que renunciou ao cargo, conforme consignado na ata da 165ª Reunião deste Conselho, realizada em 27.07.2017.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

a. objetivos da política ou prática de remuneração

A Política de Remuneração para o Conselho de Administração, a Diretoria Estatutária e o Conselho Fiscal é baseada nas práticas de mercado e visa atrair e reter profissionais compatíveis às necessidades da Companhia. Considera os conhecimentos exigidos, a complexidade das atividades e os resultados esperados de cada cargo.

b. composição da remuneração

(i) descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles

O valor máximo da remuneração global anual dos administradores (membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal) é definido anualmente pela Assembleia Geral dos Acionistas da Companhia.

A remuneração fixa tem como objetivo refletir o valor da experiência, responsabilidade do cargo assumido por cada administrador, sua competência e experiência profissional, bem como o tempo dedicado às suas funções.

A parcela variável objetiva fornecer níveis de remuneração competitivos em relação aos praticados pelo mercado, retribuir os esforços na construção dos resultados e valores gerados pela Companhia, por meio de uma bonificação atrelada ao seu desempenho e motivar o cumprimento dos objetivos empresariais e estratégicos, refletindo a cultura e os valores da Companhia e de sua Controladora – ENGIE.

A composição da remuneração de cada perfil de administrador é estabelecida pelo Conselho de Administração, como segue:

Conselho de Administração

O valor anual estabelecido, é composto por remuneração fixa e parcela variável, quando aplicável, sendo o montante máximo global aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas e pago em 13 parcelas mensais.

O Presidente do Conselho recebe como remuneração uma parcela variável com base nos resultados alcançados pela Companhia, considerando indicadores financeiros, metas e seus resultados operacionais. O pagamento é realizado pelo Grupo Econômico Controlador, ENGIE, com o qual o Presidente do Conselho mantém contrato individual de trabalho, sendo 40% do valor, incluídos encargos, posteriormente reembolsado pela Companhia. Os membros eleitos pelos empregados, titular e suplente, poderão receber ainda um bônus calculado com base na soma da média do número de remunerações mensais pagas aos empregados como Participação nos Lucros ou Resultados (PLR) e Bônus Gerencial, a critério do Presidente do Conselho de Administração.

Diretoria Estatutária

A remuneração dos membros da Diretoria é dividida entre parcelas fixa e variável, e seu valor máximo anual é aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas.

Os benefícios oferecidos pela Companhia compõem a remuneração indireta, tais como: assistência à recuperação da saúde, *check-up* médico anual, auxílio à alimentação, seguro de vida e previdência complementar.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

O valor do bônus pode variar entre 35% e 88% da remuneração anual fixa, de acordo com o cargo do executivo, seus desafios e metas estabelecidas. O pagamento ocorre no primeiro semestre do ano seguinte, após o fechamento do exercício base, de acordo com o cumprimento das metas estabelecidas.

Diretoria Não Estatutária

A Companhia não tem Diretoria Não Estatutária instalada. O Diretor de Desenvolvimento de Negócios acumula suas atividades estatutárias com funções no Grupo Econômico Controlador, ENGIE, com o qual mantém contrato individual de trabalho.

Conselho Fiscal

O pró-labore dos membros do Conselho Fiscal é fixado pela Assembleia Geral dos Acionistas da Companhia que os eleger e não pode ser inferior, para cada membro em exercício, a 10% da média da remuneração mensal dos diretores – sem considerar os benefícios e remuneração variável.

Comitês

A Companhia possui comitês que participam direta ou indiretamente de seu processo decisório e não existe uma remuneração adicional para os seus membros, exceto para o Líder do Comitê Estratégico, que recebe uma remuneração adicional mensal igual a dos membros do Conselho de Administração, onde também participa como Conselheiro.

Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas

Para o Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas, o Conselho de Administração poderá estabelecer remuneração complementar aos seus membros, bem como deferir a eles outras vantagens e proteções à preservação da sua independência e autonomia.

Este Comitê foi instalado em 04.05.2012 para analisar uma transação específica e desinstalado nesta mesma data, após a aprovação desta matéria no Conselho de Administração. Em 13.12.2016, foi aprovada por unanimidade na Reunião do Conselho de Administração a instalação do Comitê para analisar e recomendar, ou não, a celebração do memorando de entendimento com a SolaireDirect (sociedade integrante do Grupo ENGIE) visando a participação em Leilão de Energia Reserva. Apesar do cancelamento do Leilão, os conselheiros, decidiram, por unanimidade, na Reunião do Conselho de Administração de 23.12.2016, manter o Comitê agora com o objetivo de analisar os termos do memorando de entendimento a ser firmado com a SolaireDirect, visando uma futura parceria em Projetos Fotovoltaicos.

Nos últimos 3 exercícios não ocorreram pagamentos a título de remuneração para os participantes deste Comitê.

(ii) proporção de cada elemento na remuneração total em relação aos 3 últimos exercícios

A remuneração do Conselho de Administração é fixa para todos os seus integrantes, exceto para o Presidente do Conselho e para o Conselheiro eleito pelos empregados da Companhia, que também recebem remuneração variável. A remuneração variável do Presidente do Conselho pode alcançar até 80% da remuneração anual fixa e a do Conselheiro eleito pelos empregados a até 40% da sua remuneração anual fixa. Já a remuneração do Conselho Fiscal é fixa em sua totalidade.

A remuneração fixa da Diretoria Estatutária é estabelecida com base no mercado, e seu valor é pago em 13 parcelas mensais. A parcela variável pode variar de 35% a 80% da remuneração anual fixa.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

A participação da remuneração fixa, remuneração variável e dos benefícios reconhecidos, em relação à remuneração total, estão representadas pelos seguintes percentuais:

	2016	2015	2014
Conselho de Administração			
Remuneração fixa	79%	79%	81%
Remuneração Variável	16%	20%	19%
Benefícios	5%	1%	-
Conselho fiscal			
Remuneração fixa	100%	100%	100%
Remuneração Variável	-	-	-
Benefícios	-	-	-
Diretoria Estatutária			
Remuneração Fixa	50%	47%	53%
Remuneração Variável	36%	40%	45%
Benefícios	14%	13%	2%

(iii) metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração

A remuneração dos administradores da Companhia é monitorada periodicamente com base em pesquisas de mercado, contratadas junto a consultorias especializadas de primeira linha, com o objetivo de permitir comparações entre o valor pago aos executivos por empresas de porte e faturamento semelhantes, com maior participação das que atuam no setor elétrico brasileiro, bem como com a observância da consistência interna no Grupo Econômico Controlador – ENGIE.

A definição dos valores das parcelas fixas da Diretoria Estatutária é estabelecida considerando-se como base a mediana de mercado obtida em pesquisas como as citadas anteriormente, de acordo com a natureza e responsabilidades de cada cargo.

Da mesma forma, a parcela variável é estabelecida considerando-se as práticas de mercado para cada cargo, e seu pagamento considera os resultados financeiros e operacionais obtidos pela Companhia, tais como lucro líquido, EBITDA, bem como o cumprimento de metas específicas, negociadas previamente, e aspectos gerenciais e comportamentais.

O reajuste da remuneração dos administradores é anual, no mês de janeiro, e leva em consideração, além das questões de mercado citadas anteriormente, que podem recomendar alterações salariais, a inflação do período passado desde o último reajuste.

(iv) razões que justificam a composição da remuneração

A Política de Remuneração para o Conselho de Administração, a Diretoria Estatutária e o Conselho Fiscal é baseada nas práticas de mercado e visa atrair e reter profissionais compatíveis com as necessidades da Companhia.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

O Conselho de Administração tem sua remuneração seguindo padrões de mercado para empresas similares.

A Diretoria Estatutária tem sua remuneração monitorada periodicamente com base no mercado. A remuneração variável depende do cumprimento de metas coletivas e individuais, dos resultados da Companhia e da contribuição de forma solidária em até 10% do resultado do Grupo Econômico Controlador – ENGIE.

O Conselho Fiscal tem sua remuneração estabelecida em valor que não pode ser inferior a 10% da remuneração média da Diretoria Executiva. Este Conselho não tem remuneração variável.

(v) existência de membros não remunerados pela Companhia e a razão para esse fato

Não há membros não remunerados na Companhia que componham o Conselho de Administração, a Diretoria Estatutária e não Estatutária, o Conselho Fiscal, os Comitês Estatutários e os Comitês de Auditoria, de Risco, Financeiro e de Remuneração.

c. principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração

No posicionamento da remuneração dos administradores em relação ao mercado são utilizados indicadores quantitativos e qualitativos, grau de contribuição aos resultados, desempenho geral e experiência.

A remuneração variável (bônus) está diretamente relacionada aos resultados de desempenho corporativos e individuais, e, considera:

- indicadores financeiros do ano: evolução do EBTIDA da Companhia, geração de caixa livre, resultado líquido da Companhia, solidariedade com os resultados do Grupo Econômico Controlador, etc;

- indicadores individuais e operacionais: cumprimento de metas, resultados industriais e/ou financeiros; e

- questões comportamentais e gerenciais.

d. como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho

O pró-labore (remuneração fixa) e os benefícios são estabelecidos em função de pesquisas de mercado e não são alterados durante o exercício, pois são definidos para cada ano dentro dos limites aprovados pela Assembleia Geral dos Acionistas para o exercício social (janeiro a dezembro).

A remuneração variável (bônus) está diretamente relacionada aos resultados de desempenho corporativos e individuais, e, considera:

- indicadores financeiros do ano que representam em média 40% do valor do bônus anual;

- indicadores individuais e operacionais que representam em média 40% do valor do bônus anual; e

- questões comportamentais e gerenciais, que representam em média 20% do valor do bônus anual.

e. como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses da Companhia de curto, médio e longo prazo

O valor da remuneração variável anual dos executivos depende do cumprimento dos objetivos de curto prazo da Companhia.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

Para objetivos de médio e longo prazo, a Companhia oferece à Diretoria Estatutária e a determinados membros do Conselho de Administração um Plano de Incentivo de Longo Prazo baseado na outorga de *Phantom Shares*. O plano envolve um bônus diferido específico, pago em dinheiro 4 anos após a data de concessão. Dois indicadores são utilizados para apurar os resultados de desempenho propostos no âmbito do Plano, cada um com peso de 50% na apuração total dos resultados sobre um período de 4 anos: TSR – *Total Shareholder Return* (retorno total para o acionista) e EPS – *Earnings per Share* (Lucro por ação).

A performance durante o período é mensurada desde a data de outorga do plano até o final de sua vigência 4 anos após, quando os resultados são avaliados. De acordo com estes resultados, o valor da premiação do plano de incentivo de longo prazo é calculado e pago de forma integral, parcial ou não é pago (caso as metas mínimas não forem atingidas). O cálculo é realizado por uma consultoria especializada, sendo eventual pagamento aprovado pelo Diretor Presidente do Grupo Econômico Controlador, ENGIE, no Brasil.

Ainda, o Grupo Econômico do qual a Companhia faz parte tem uma Política de Opção de Compra de Ações do Grupo, em Paris, a valores pré-estabelecidos, e um programa de *Performance Shares* vinculado aos resultados futuros do Grupo. De um modo geral, estas *Performance Shares* e opções de compras não são de valores relevantes em relação à remuneração anual dos executivos da Companhia, conforme detalhamento a seguir no item "13.16".

f. existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

Não há pagamentos realizados por subsidiárias e, nos casos de empresas com controle compartilhado com sócios não participantes do Grupo Econômico, quando existirem remuneração por participação em seus conselhos, os valores recebidos pelos administradores são devolvidos à Companhia. O Grupo Controlador não faz nenhum tipo de pagamento à Diretoria da Companhia, exceto:

- Remuneração fixa mensal, variável, benefícios e contribuições decorrentes do contrato individual de trabalho mantido com o Diretor de Desenvolvimento de Negócios, que acumula funções corporativas com o mandato estatutário na Companhia; e
- Os citados na letra "e", de cunho corporativo e com objetivo de reforçar o sentimento de fazer parte de um grupo mundial.

g. existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário da Companhia

Não se aplica à Companhia.

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2017 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	18,00	7,00	3,00	28,00
Nº de membros remunerados	18,00	7,00	3,00	28,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	4.373.816,81	5.407.671,35	427.432,50	10.208.920,66
Benefícios direto e indireto	809,33	562.329,16	0,00	563.138,49
Participações em comitês	269.101,11	0,00	0,00	269.101,11
Outros	1.368.700,66	1.560.511,40	85.486,50	3.014.698,56
Descrição de outras remunerações fixas	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	
Remuneração variável				
Bônus	1.034.249,00	3.785.369,94	0,00	4.819.618,94
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	289.589,73	1.092.357,98	0,00	1.381.947,71
Descrição de outras remunerações variáveis	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.		
Pós-emprego	39.118,96	417.544,45	0,00	456.663,41
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	1.427.219,07	575.066,11	0,00	2.002.285,18
Observação	18 membros para todo o ano. Os valores relativos ao pagamento baseado em ações incluem os encargos sociais incidentes sobre eles. Além dos valores mencionados, a Administração poderá propor bônus adicionais de performance ao longo do ano caso sejam materializadas ações que representem ganhos extraordinários para a Companhia. Em 2017, foi aprovado na Assembleia Geral Ordinária o valor global da remuneração anual dos administradores de até R$ 32.000.000,00.	7 membros para todo o ano. Os valores relativos ao pagamento baseado em ações incluem os encargos sociais incidentes sobre eles. Além dos valores mencionados, a Administração poderá propor bônus adicionais de performance ao longo do ano caso sejam materializadas ações que representem ganhos extraordinários para a Companhia. Em 2017, foi aprovado na Assembleia Geral Ordinária o valor global da remuneração anual dos administradores de até R$ 32.000.000,00.	3 membros para todo o ano. Em 2017, foi aprovado na Assembleia Geral Ordinária o valor global da remuneração anual dos administradores de até R$ 32.000.000,00.	
Total da remuneração	8.802.604,67	13.400.850,39	512.919,00	22.716.374,06

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2016 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	18,00	7,00	3,00	28,00
Nº de membros remunerados	18,00	6,50	3,00	27,50

Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	4.098.992,11	4.952.864,60	405.275,68	9.457.132,39
Benefícios direto e indireto	785,76	545.950,64	0,00	546.736,40
Participações em comitês	230.980,19	0,00	0,00	230.980,19
Outros	987.506,99	1.472.003,47	81.055,18	2.540.565,64
Descrição de outras remunerações fixas	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	
Remuneração variável				
Bônus	868.830,06	3.911.927,03	0,00	4.780.757,09
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	239.686,50	1.098.872,48	0,00	1.338.558,98
Descrição de outras remunerações variáveis	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.		
Pós-emprego	36.491,57	389.500,42	0,00	425.991,99
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	313.578,38	1.513.901,95	0,00	1.827.480,33
Observação	18 membros para todo o ano.	6 membros para todo o ano e 1 membro para 6 meses. Para a Diretoria Estatutária, além dos valores citados, a Companhia pagou o montante de R$ 7.428.127,05 – dos quais R$ R$ 6.546.842,93 foram provisionados em 2015 – conforme Plano de Desligamento Voluntário para os diretores que se aposentaram.	3 membros para todo o ano.	
Total da remuneração	6.776.851,56	13.885.020,59	486.330,86	21.148.203,01

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2015 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	18,00	7,00	3,00	28,00
Nº de membros remunerados	17,50	7,00	3,00	27,50
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	3.668.646,47	5.674.432,75	367.860,00	9.710.939,22
Benefícios direto e indireto	0,00	607.203,13	0,00	607.203,13
Participações em comitês	211.420,00	0,00	0,00	211.420,00
Outros	893.757,00	1.701.732,86	73.572,03	2.669.061,89
Descrição de outras remunerações fixas	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	

Remuneração variável				
Bônus	934.087,55	5.376.946,02	0,00	6.311.033,57
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	261.544,51	1.500.956,73	0,00	1.762.501,24
Descrição de outras remunerações variáveis	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.		
Pós-emprego	31.258,70	410.863,52	0,00	442.122,22
Cessação do cargo	0,00	1.851.411,89	0,00	1.851.411,89
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	17 membros para todo o ano e 1 membro para 6 meses.	7 membros para todo o ano. Para a Diretoria Estatutária, além dos valores mencionados, a Companhia provisionou o montante de R$ 6.546.842,93, conforme Plano de Desligamento Voluntário para os diretores que se aposentaram.	3 membros para todo o ano.	
Total da remuneração	6.000.714,23	17.123.546,90	441.432,03	23.565.693,16

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2014 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	18,00	7,00	3,00	28,00
Nº de membros remunerados	18,00	7,00	3,00	28,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	3.564.857,97	5.405.290,53	346.500,00	9.316.648,50
Benefícios direto e indireto	0,00	596.433,05	0,00	596.433,05
Participações em comitês	201.000,00	0,00	0,00	201.000,00
Outros	870.468,57	1.606.804,06	69.300,00	2.546.572,63
Descrição de outras remunerações fixas	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.	
Remuneração variável				
Bônus	885.391,04	5.037.577,00	0,00	5.922.968,04
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	247.909,53	1.410.521,55	0,00	1.658.431,08
Descrição de outras remunerações variáveis	Referem-se a encargos sociais.	Referem-se a encargos sociais.		
Pós-emprego	36.997,90	397.923,27	0,00	434.921,17

Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	18 membros para todo o ano. Os valores estabelecidos previam o valor máximo de bônus para os administradores, que não foi integralmente realizado, além de estimativa de indenização resultante de programa de sucessão de diretores que foi postergado pela Companhia.	7 membros para todo o ano. Os valores estabelecidos previam o valor máximo de bônus para os administradores, que não foi integralmente realizado, além de estimativa de indenização resultante de programa de sucessão de diretores que foi postergado pela Companhia.	3 membros para todo o ano.	
Total da remuneração	5.806.625,01	14.454.549,46	415.800,00	20.676.974,47

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

Eventuais remunerações variáveis do Conselho de Administração podem ser consideradas no montante global aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas. Não há remuneração variável para membros do Conselho de Fiscal. As informações são apresentadas a seguir:

Previsto para o Exercício Social de 2017

(Valores em Reais)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva
Número total de membros	18	7
Número de membros remunerados	2	7
Bônus		
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	1.630.187,99	6.132.000,82
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	1.494.032,76	5.574.546,20
Participação no resultado		
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado	-	-

Os valores acima incluem os encargos sociais sobre as remunerações.

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

Reconhecido nos 3 últimos exercícios:

Diretoria Estatutária (Valores em Reais)	2016	2015	2014
Número total de membros	7	7	7
Número de membros remunerados	7	7	7
Bônus			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	7.706.462,64	7.025.364,49	6.695.504,32
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas.	7.380.029,03	4.790.021,24	4.565.116,58
Valor efetivamente reconhecido no resultado	5.010.799,51	6.877.902,75	6.448.098,55
Participação no resultado			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas.	-	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado	-	-	-

Os valores acima incluem os encargos sociais sobre as remunerações.

Conselho de Administração (Valores em Reais)	2016	2015	2014
Número total de membros	18	18	18
Número de membros remunerados	2	2	2
Bônus			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	1.178.233,26	1.195.632,06	1.133.300,57
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	1.178.233,26	868.954,93	730.225,02
Valor efetivamente reconhecido no resultado	1.108.516,56	1.195.632,06	1.133.300,57
Participação no resultado			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	-	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado	-	-	-

Os valores acima incluem os encargos sociais sobre as remunerações.

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

Para objetivos de médio e longo prazo, a Companhia oferece à Diretoria Estatutária e a determinados membros do Conselho de Administração um Plano de Incentivo de Longo Prazo baseado na outorga de *Phantom Shares*. O primeiro pagamento foi realizado no exercício 2016.

O Plano envolve um bônus diferido específico, pago em dinheiro 4 anos após a data de concessão. Dois indicadores são utilizados para apurar os resultados de desempenho propostos no âmbito do plano, cada um com peso de 50% na apuração total dos resultados sobre um período de 4 anos: TSR – *Total Shareholder Return* (retorno total para o acionista) e EPS – *Earnings per Share* (Lucro por ação).

A performance durante o período é mensurada desde a data de outorga do plano até o final de sua vigência 4 anos após, quando os resultados são avaliados. De acordo com estes resultados, o valor da premiação do plano de incentivo de longo prazo é calculado e pago de forma integral, parcial ou não é pago (caso as metas mínimas não forem atingidas). O cálculo é realizado por uma consultoria especializada, sendo eventual pagamento aprovado pelo Diretor Presidente do Grupo Econômico Controlador da Companhia, ENGIE, no Brasil.

Ainda, o Grupo Econômico da qual a Companhia faz parte tem uma Política de Opção de Compra de Ações do Grupo, em Paris, a valores pré-estabelecidos, e um programa de *Performance Shares* vinculado aos resultados futuros do Grupo.

De um modo geral, estas *Performance Shares* e opções de compras não são de valores relevantes em relação à remuneração anual dos executivos da Companhia, conforme detalhamento a seguir no item “13.16”.

13.5 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatuária

A Companhia não reconheceu nenhuma remuneração baseada em ações nos exercícios sociais de 2014 e 2015.

Em 2016, foi realizado o pagamento de R$ 313.578,38, incluídos os encargos, para o Presidente do Conselho de Administração e de R$ 1.513.901,95, incluídos os encargos, para os membros da Diretoria Executiva.

Para 2017, a Companhia estima pagar R$ 1.427.219,07 para o Conselho de Administração e R$ 575.066,11 para a Diretoria Executiva. Note-se que o pagamento aos membros do Conselho de Administração será superior, isto porque alguns deles ocuparam cargos na Diretoria Executiva da Companhia até o ano de 2016 e mantém direito ao recebimento da remuneração baseada em ações.

13.6 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatuária

Até a data de apresentação deste documento não há opção em aberto do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária.

13.7 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatuária

Não houve opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações nos 3 últimos exercícios sociais.

13.8 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7 - Método de precificação do valor das ações e das opções

Para objetivos de médio e longo prazo, a Companhia oferece à Diretoria Estatutária e a determinados membros do Conselho de Administração um Plano de Incentivo de Longo Prazo baseado na outorga de *Phantom Shares*. O plano envolve um bônus diferido específico, pago em dinheiro 4 anos após a data de concessão. Dois indicadores são utilizados para apurar os resultados de desempenho propostos no âmbito do Plano, cada um com peso de 50% na apuração total dos resultados sobre um período de 4 anos: TSR – *Total Shareholder Return* (retorno total para o acionista) e EPS – *Earnings per Share* (Lucro por ação).

A performance durante o período é mensurada desde a data de outorga do Plano até o final de sua vigência 4 anos após, quando os resultados são avaliados. De acordo com estes resultados, o valor da premiação do plano de incentivo de longo prazo é calculado e pago de forma integral, parcial ou não é pago (caso as metas mínimas não forem atingidas). O cálculo é realizado por uma consultoria especializada, sendo eventual pagamento aprovado pelo Diretor Presidente do Grupo Econômico Controlador, ENGIE, no Brasil.

13.9 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão

Os membros do Conselho de Administração detinham, em 31.12.2016, 374.328 ações de emissão da Companhia, equivalente a 0,057347% do total das ações emitidas.

A cotação da ação em 31.12.2016 era de R$ 35,00 por ação.

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

(Valores em Reais)	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Número de membros	3	7
Número de membros remunerados		
Nome do Plano	Plano CD	Plano CD
Quantidade de administradores que reúnem condições para se aposentar	3	5
Condições para se aposentar antecipadamente	1	2
Valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	3.268.650,80	7.631,980,20
Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	453.684,30	395.552,90
Se há possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	Não aplicável	Não aplicável

13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal

Valores anuais

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração			Conselho Fiscal		
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2014
Nº de membros	7,00	7,00	7,00	18,00	18,00	18,00	3,00	3,00	3,00
Nº de membros remunerados	6,50	7,00	7,00	18,00	17,50	18,00	3,00	3,00	3,00
Valor da maior remuneração(Reais)	2.024.126,40	3.406.503,10	3.385.348,90	1.599.214,60	1.497.508,30	1.599.840,30	162.110,30	147.144,00	138.600,00
Valor da menor remuneração(Reais)	990.475,00	1.117.163,90	1.382.199,80	153.091,00	138.960,00	130.800,00	162.110,30	147.144,00	138.600,00
Valor médio da remuneração(Reais)	2.136.157,01	2.446.220,99	2.064.935,64	376.491,75	342.897,96	322.590,28	162.110,30	147.144,00	138.600,00

Observação

Diretoria Estatutária	
31/12/2016	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações.
31/12/2015	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros da Diretoria identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os 12 meses do ano.
31/12/2014	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros da Diretoria identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os 12 meses do ano.

Conselho de Administração	
31/12/2016	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros do Conselho identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os 12 meses do ano.
31/12/2015	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros do Conselho identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os 12 meses do ano.
31/12/2014	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros do Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os 12 meses do ano.

Conselho Fiscal	
31/12/2016	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros do Conselho identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os 12 meses do ano.
31/12/2015	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros Conselho identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os 12 meses do ano.
31/12/2014	Os valores acima consideram a remuneração fixa e variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações. Os membros do Conselho identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os 12 meses do ano.

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria

A Companhia não tem arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturem mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria.

13.13 - Percentual na remuneração total detido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores

A remuneração dos membros do Conselho de Administração que têm contratos de trabalho vinculados aos controladores diretos e indiretos da Companhia correspondem a 82%, 83% e 72% do total da remuneração do Conselho de Administração nos anos de 2016, 2015 e 2014, respectivamente.

O Diretor de Desenvolvimento de Negócios da Companhia acumula suas atividades estatutárias com funções no Grupo Econômico Controlador, ENGIE, com o qual mantém contrato individual de trabalho.

No Conselho Fiscal, não há membros que são considerados como partes relacionadas aos controladores da Companhia nos últimos 3 anos.

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam

Não houve pagamento de remuneração para membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal por qualquer razão que não a função que ocupam, nos 3 últimos exercícios sociais.

13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor

A Companhia tem membros de seu Conselho de Administração e de sua Diretoria Executiva que compõem o Conselho de Administração da sociedade sob controle comum Itá Energética S.A., sobre a qual participa com 48,75% do capital social. A partir de abril de 2014, a remuneração do Conselho de Administração foi reduzida, conforme AGO de 30.05.2014. Os valores são reconhecidos no resultado da referida controlada direta relativo ao pagamento da remuneração destes administradores, sendo os valores líquidos deduzidos de seus bônus anuais, conforme apresentado no quadro a seguir:

(Valores em Reais)	2016	2015	2014
Conselho de Administração da Companhia			
Número de membros remunerados	1,8	3	4
Valor	18.808,00	22.616,00	195.076,80
Diretoria Estatutária da Companhia			
Número de membros remunerados	2,4	2,5	3
Valor	18.992,00	27.408,00	117.057,60
Total	37.800,00	50.024,00	312.134,40

Os valores líquidos recebidos pelos diretores da Companhia como membros do Conselho de Administração da Itasa são deduzidos dos seus bônus anuais.

O Presidente do Conselho de Administração recebe remuneração do Grupo Econômico Controlador, ENGIE, em razão do seu mandato como Diretor Presidente, sendo 40% do valor, incluídos encargos, posteriormente reembolsado pela Companhia. O Diretor de Desenvolvimento de Negócios acumula suas atividades estatutárias com funções no Grupo Econômico Controlador, ENGIE, com o qual mantém contrato individual de trabalho, sendo a sua remuneração integralmente paga por esta e não reembolsada pela Companhia.

13.16 - Outras informações relevantes

O Grupo Controlador mantém um programa de opção de compra de ações da controladora ENGIE na Bolsa de Valores de Paris (França) para seus principais executivos no mundo, estabelecido com base em suas principais responsabilidades, e de prêmio em ações por desempenho ou bônus, que pode ser concedido, dentro das condições estabelecidas, a todos os empregados.

No quadro a seguir, demonstra-se a média de atribuições de ações do Grupo Controlador aos membros da Diretoria Executiva da Companhia:

	Plano de 2016	Plano de 2015	Plano de 2014
Ações por desempenho (*Perfomance Shares*)			
Quantidade	3.964	2.583	3.214
Valores em reais 31.12.2016	165.193,39	179.260,20	223.051,60

Notas:

O valor da ação da ENGIE, na Bolsa de Paris, tem estas cotações:

	Euros	Reais
31.12.2016	12,12	41,67
31.12.2015	16,33	69,40
31.12.2014	19,43	62,70

O número de ações por desempenho (*Performance Shares*) é reduzido na medida em que determinados índices financeiros da controladora ENGIE não são atingidos. As ações somente são transferidas aos diretores após 5 anos de sua emissão e a quantidade final depende dos resultados financeiros do Grupo Controlador neste período.

14.1 - Descrição dos recursos humanos

a. número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica) – Consolidado

Exercício social encerrado em 31.12.2016

	Atividade			
Localização geográfica	**Operação**	**Manutenção**	**Administração**	**Total por localização geográfica**
Região Sul	303	274	371	948
Região Sudeste	2	-	4	6
Região Centro-Oeste	22	27	9	58
Região Norte	5	6	2	13
Região Nordeste	24	24	42	90
Total	**356**	**331**	**428**	**1.115**

Exercício social encerrado em 31.12.2015

	Atividade			
Localização geográfica	**Operação**	**Manutenção**	**Administração**	**Total por localização geográfica**
Região Sul	350	313	357	1.020
Região Sudeste	2	-	4	6
Região Centro-Oeste	15	14	7	36
Região Norte	5	7	2	14
Região Nordeste	24	27	42	93
Total	**396**	**361**	**412**	**1.169**

Exercício social encerrado em 31.12.2014

	Atividade			
Localização geográfica	**Operação**	**Manutenção**	**Administração**	**Total por localização geográfica**
Região Sul	347	315	363	1.025
Região Sudeste	2	-	4	6
Região Centro-Oeste	15	12	7	34
Região Norte	4	6	2	12
Região Nordeste	24	26	47	97
Total	**392**	**359**	**423**	**1.174**

14.1 - Descrição dos recursos humanos

b. número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica) – Consolidado

Exercício social encerrado em 31.12.2016			
	Atividade		
Localização geográfica	**Apoio técnico**	**Apoio administrativo**	**Total por localização geográfica**
Região Sul	254	368	622
Região Centro-Oeste	78	42	120
Região Sudeste	9	-	9
Região Norte	3	29	32
Região Nordeste	7	26	33
Total	**351**	**465**	**816**

Exercício social encerrado em 31.12.2015			
	Atividade		
Localização geográfica	**Apoio técnico**	**Apoio administrativo**	**Total por localização geográfica**
Região Sul	283	410	693
Região Centro-Oeste	78	18	96
Região Sudeste	11	45	56
Região Norte	-	-	-
Região Nordeste	33	40	73
Total	**405**	**513**	**918**

Exercício social encerrado em 31.12.2014			
	Atividade		
Localização geográfica	**Apoio técnico**	**Apoio administrativo**	**Total por localização geográfica**
Região Sul	320	327	647
Região Centro-Oeste	67	42	109
Região Sudeste	9	-	9
Região Norte	3	29	32
Região Nordeste	7	26	33
Total	**406**	**424**	**830**

14.1 - Descrição dos recursos humanos

c. índice de rotatividade

Os índices de rotatividade consolidado da Companhia foram de 14,99 em 2016, 3,97 em 2015, 4,21 em 2014.

Mais detalhes estão descritos a seguir no item “14.2”.

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos

A elevação do índice de rotatividade consolidado da Companhia em 2016, 14,99 ante a 3,97 em 2015, deu-se em função, substancialmente, do desligamento de profissionais decorrente do Plano de Demissão Voluntária (PDV) neste último ano.

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

a. política de salários e remuneração variável

Política de remuneração:

A política de remuneração da Companhia é a de manter um sistema de remuneração alinhado às práticas de mercado, que atenda os interesses da Companhia e de seus empregados. Dessa forma, a Companhia considera os seguintes aspectos:

- O valor pago a cada empregado, por seu trabalho na Companhia, deve ser compatível com o valor desse trabalho no mercado;
- A remuneração deve refletir as responsabilidades de cada empregado, o grau de desempenho e os resultados alcançados, individualmente e em equipe.

Sistema de remuneração variável:

Em complemento ao pagamento de salário fixo, a Companhia mantém um sistema de remuneração variável determinada em função da realização dos objetivos empresariais e do percentual de alcance das metas vinculadas aos mesmos. Esta mensuração é realizada anualmente, por meio de avaliação de desempenho individual e de cada área da Companhia. Neste contexto, a remuneração variável é composta por:

- Programa de Participação nos Lucros ou Resultados (PLR): aplicável a todos os empregados da Companhia e condicionada aos resultados empresariais, medidos pelo EBITDA e Lucro Líquido do período, além de atingimento de metas corporativas e avaliação dos comportamentos aderentes à cultura organizacional. Estes critérios são negociados com os sindicatos e estabelecidos no Acordo Coletivo de Trabalho (ACT). O pagamento da PLR propicia a prática de valores de remuneração competitivos quando comparados aos praticados pelo mercado de trabalho no Brasil.
- Programa de Bônus Gerencial: aplicável a todos os empregados enquadrados na carreira gerencial, o programa é atrelado ao atendimento dos desafios assumidos nas metas individuais, a fim de alcançar as metas das áreas e consequentemente, os objetivos empresariais. O valor distribuído será proporcional ao grau de impacto e de dificuldade das metas da área e estará condicionado ao percentual de alcance das mesmas.

b. política de benefícios

Visando a atração, retenção e motivação de profissionais alinhados aos valores da Companhia, oferecemos benefícios com base na legislação vigente, buscando equilibrar as tendências de mercado e as aspirações dos empregados.

Neste sentido, todos os empregados da Companhia têm acesso em iguais condições a:

- Auxílio à recuperação da saúde (assistência médica, odontológica, farmacêutica, psicológica, fonoaudiológica e nutricional);
- Auxílio alimentação;
- Auxílio no atendimento aos portadores de necessidades especiais;
- Seguro de vida em grupo com cobertura para incapacidade e invalidez; e
- Previdência privada.

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

c. características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não administradores

A Companhia não tem programa de incentivo aos empregados não administradores baseado em suas cotas ou suas ações. Entretanto, sem ônus e sem vinculação com os seus resultados, os empregados da Companhia, podem participar de programa estabelecido pelo Grupo Controlador – ENGIE.

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos

A Companhia "segue as normas da Organização Internacional do Trabalho (OIT)" quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos trabalhadores.

- **Lei nº 10.101** - Dispõe sobre a participação dos trabalhadores nos lucros ou resultados da Companhia e dá outras providências.

Comprovação: através dos Acordos Coletivos negociados com as Entidades Sindicais representativas dos empregados.

- **Convenção OIT nº 87** - Dispõe sobre a Liberdade Sindical e a Proteção do Direito de Sindicalização.

Comprovação: através dos Acordos Coletivos negociados com as Entidades Sindicais representativas dos empregados, através dos descontos, via folha de pagamento, das mensalidades sindicais.

- **Convenção OIT nº 98** - Essa Convenção dispõe sobre a Aplicação dos Princípios de Organização e de Negociação Coletiva.

Comprovação: através dos Acordos Coletivos negociados com as Entidades Sindicais representativas dos empregados, através dos descontos, via folha de pagamento, das mensalidades sindicais.

Não houve paralizações ou greves dos trabalhadores da Companhia nos últimos 3 anos.

A Companhia mantém relações com os seguintes sindicatos:

INTERSUL

- Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica de Florianópolis;
- Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica do Sul do Estado de Santa Catarina;
- Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica de Lages;
- Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica no Estado de Mato Grosso do Sul; e
- Federação Nacional dos Trabalhadores Indústrias Urbanas.

INTERSINDICAL

- Sindicato dos Contabilistas da Grande Florianópolis;
- Sindicato dos Economistas no Estado de Santa Catarina;
- Sindicato dos Administradores do Estado de Santa Catarina;
- Federação Nacional dos Técnicos Industriais (abrange o Sindicato dos Técnicos Industriais); e
- Federação Nacional dos Engenheiros (abrange o Sindicato dos Engenheiros).

SINSESC

- Sindicato dos Profissionais de Secretariado no Estado de Santa Catarina.

14.5 - Outras informações relevantes

Não existem outras informações relevantes sobre este item “14”.

15.1 / 15.2 - Posição acionária

Acionista					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
Detalhamento por classes de ações (Unidades)					
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
ENGIE Brasil Participações Ltda.					
01.370.013/0001-15	Brasileira-RJ	Não	Sim	21/09/2006	
Não					
448.512.633	68,710000%	0	0,000000%	448.512.633	68,710000%
Banco Clássico S.A.					
31.597.552/0001-52	Brasileira-RJ	Não	Não	11/08/2005	
Não					
65.268.744	10,000000%	0	0,000000%	65.268.744	10,000000%
OUTROS					
138.960.815	21,290000%	0	0,000000%	138.960.815	21,290000%
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:					
0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%
TOTAL					
652.742.192	100,000000%	0	0,000000%	652.742.192	100,000000%

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
Banco Clássico S.A.				**31.597.552/0001-52**	
José João Abdala Filho					
245.730.788-00	Brasileira	Não	Sim		
Não					
745.685.582	99,990000	0	0,000000	745.685.582	99,990000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
1.019	0,010000	0	0,000000	1.019	0,010000
TOTAL					
745.686.601	100,000000	0	0,000000	745.686.601	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
ENGIE Brasil Participações Ltda.				**01.370.013/0001-15**	
International Power S.A.					
06.132.057/0001-20	Belga	Não	Sim	18/07/2013	
Não					
1.860.623.886	99,990000	0	0,000000	1.860.623.886	99,990000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
1	0,010000	0	0,000000	1	0,010000
TOTAL					
1.860.623.887	100,000000	0	0,000000	1.860.623.887	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
International Power S.A.				**06.132.057/0001-20**	
GDF SUEZ IP Luxembourg S.A.R.L.					
		Não	Sim	18/07/2011	
Não					
186.726.407	100,000000	0	0,000000	186.726.407	100,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
186.726.407	100,000000	0	0,000000	186.726.407	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
GDF SUEZ IP Luxembourg S.A.R.L.					
International Power (Zebra) Limited					
	Reino Unido	Não	Sim	18/07/2011	
Não					
2.500.000	100,000000	0	0,000000	2.500.000	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000

TOTAL					
2.500.000	100,000000	0	0,000000	2.500.000	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
International Power (Zebra) Limited					
International Power Ltd.					
	Reino Unido	Não	Sim	21/12/2011	
Não					
15.000.000.000	100,000000	0	0,000000	15.000.000.000	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000

TOTAL					
15.000.000.000	100,000000	0	0,000000	15.000.000.000	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
International Power Ltd.					
Electrabel S.A.					
	Belga	Não	Sim	30/06/2016	
Não					
5.445.194.036	99,990000	0	0,000000	5.445.194.036	99,990000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
14	0,010000	0	0,000000	14	0,010000

TOTAL					
5.445.194.050	100,000000	0	0,000000	5.445.194.050	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
Electrabel S.A.					
ENGIE SA					
	Francesa	Não	Sim	28/03/2014	
Não					
120.752.485	99,130000	0	0,000000	120.752.485	99,130000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
1.059.769	0,870000	0	0,000000	1.059.769	0,870000

TOTAL					
121.812.254	100,000000	0	0,000000	121.812.254	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Acionista Residente no Exterior	**Nome do Representante Legal ou Mandatório**		**Tipo pessoa**	**CPF/CNPJ**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				**CPF/CNPJ acionista**	**Composição capital social**
ENGIE SA					
OUTROS					
1.848.480.593	75,900000	0	0,000000	1.848.480.593	75,900000
República da França					
	Francesa	Não	Não	05/09/2017	
Não					
586.804.418	24,100000	0	0,000000	586.804.418	24,100000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
2.435.285.011	100,000000	0	0,000000	2.435.285.011	100,000000

15.3 - Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	17/04/2017
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	8.025
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	7.630
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	1.064

Ações em Circulação

Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantdas em tesouraria

Quantidade ordinárias (Unidades)	203.865.231	31,230000%
Quantidade preferenciais (Unidades)	0	0,000000%
Preferencial Classe A	0	0,000000%
Total	203.865.231	31,230000%

15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

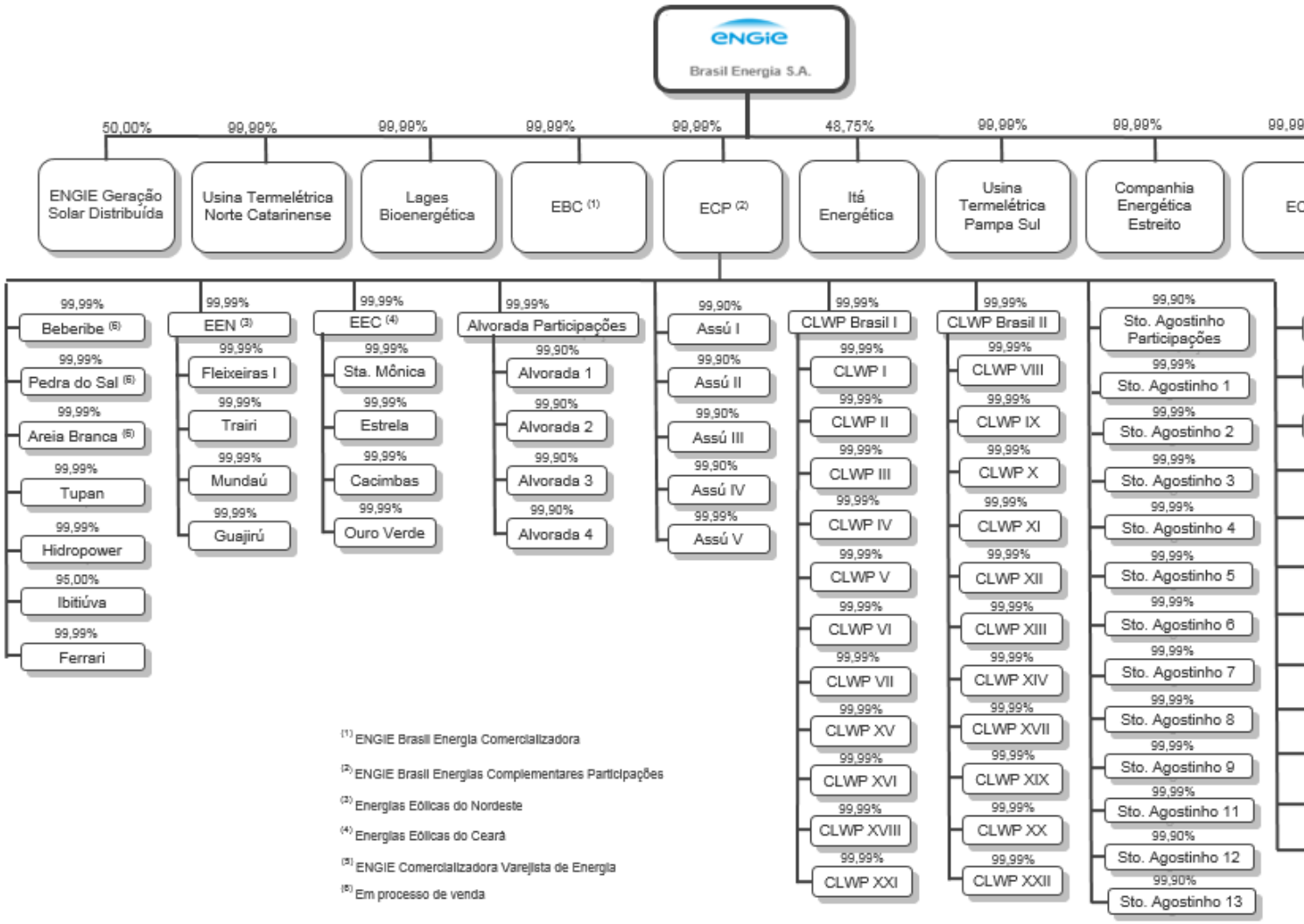
a) controladores diretos e indiretos bem como acionistas com participação igual ou superior a 5% de ações



15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

b) principais controladas e coligadas da Companhia

Controladas:



A Itasa é uma Sociedade sob controle comum que tem como objetivo a exploração da UHE Itá em parceria através de consórcio, mediante concessão outorgada pela União Federal por intermédio da Aneel, com prazo de vigência de 35 anos, a partir de 28.12.1995. As ações representativas do capital social da Itasa são detidas pela ENGIE Brasil Energia, Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) e Companhia de Cimento Itambé, na proporção de 48,75%, 48,75% e 2,50%, respectivamente.

15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

Não há Acordo de Acionistas da Companhia arquivado em sua sede ou do qual o seu Controlador seja parte com relação à Companhia.

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor

Não houve alterações relevantes nas participações dos membros do Grupo de Controle nos últimos 3 anos.

15.7 - Principais operações societárias

- **Principais eventos societários no ano de 2014**

Evento	**Conclusão da aquisição da Ferrari Termoelétrica S.A. (Ferrari) – continuação de 2013**
Principais condições do negócio	Em fevereiro de 2014, a Companhia concluiu, por meio de sua controlada direta ENGIE Brasil Energias Complementares Participações (ECP), o processo de aquisição da totalidade do capital social da Ferrari pelo valor de R$ 176 milhões.
Sociedades envolvidas	Ferrari, ECP e ENGIE Brasil Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	A operação não resultou em alteração acionária da Companhia.

Evento	**Aquisição da CLWP Brasil II Participações Ltda. (CLWP II) e CLWP Brasil III' Participações Ltda. (CLWP III) – Fase II e III do Complexo Eólico Campo Largo (CECL)**
Principais condições do negócio	Em junho de 2014, a ENGIE Brasil Energias Complementares Participações (ECP) concluiu o processo de aquisição das empresas CLWP II e CLWP III, pelos montantes de R$ 22 milhões e R$ 40 milhões, respectivamente. A CLWP II é detentora de 5 (cinco) sociedades de propósito específico (SPE), totalizando um potencial inicial de desenvolvimento de 147 MW e a CLWP III é detentora de 10 SPE, com potencial inicial total de desenvolvimento de 270 MW, todas localizadas nos municípios de Umburanas e Sento Sé, no estado da Bahia.
Sociedades envolvidas	CLWP II, CLWP III, ECP e ENGIE Brasil Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	A operação não resultou em alteração acionária da Companhia.

15.7 - Principais operações societárias

Evento	Complexo Eólico Santo Agostinho (CESA)
Principais condições do negócio	Em agosto de 2014, a ENGIE Brasil Energias Complementares Participações (ECP), adquiriu os direitos de desenvolvimento do Complexo Eólico Santo Agostinho (CESA), localizados nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, no estado do Rio Grande do Norte, o qual é composto por 24 SPE, cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, totalizando um potencial de 600 MW de capacidade instalada. O valor máximo de aquisição será de R$ 54 milhões, composto por um montante fixo de R$ 39 milhões e um valor vinculado a desempenho de até R$ 15 milhões, que será pago desde que satisfeitas determinadas condições previstas em contrato. Em dezembro de 2014, finalizou-se o processo de aquisição da primeira fase do projeto, tendo sido transferidas 1 (uma) *holding* e 9 (nove) SPE para seu controle. O valor de aquisição foi de R$ 21 milhões, dos quais R$ 15 milhões foram pagos em 2015.
Sociedades envolvidas	SPE do CESA, ECP e ENGIE Brasil Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	A operação não resultou em alteração acionária da Companhia.

15.7 - Principais operações societárias

- **Principais eventos societários no ano de 2015**

Evento	**Complexo Eólicao Santo Agostinho (CESA)) – continuação de 2014**
Principais condições do negócio	Em 31.12.2015, a Companhia finalizou o processo de aquisição de 1 *holding* e 19 SPE pelo valor de R$ 45,9 milhões. O montante refere-se à mais valia do negócio adquirido, a qual corresponde, substancialmente, ao valor justo dos projetos básicos ambientais, da certificação de geração de energia, das medições de ventos, das licenças ambientais prévias e dos contratos de arrendamentos, tendo sido alocada integralmente no ativo intangível.
Sociedades envolvidas	SPE do CESA, ECP e ENGIE Brasil Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	A operação não resultou em alteração acionária da Companhia.

Evento	**Aquisição do Projeto Assú**
Principais condições do negócio	Em novembro de 2015, a ENGIE Brasil Energias Complementares Participações (ECP) assinou contrato de aquisição de projetos de implantação de três usinas fotovoltaicas e de opção de compra de duas usinas fotovoltaicas, com prazo de exercício até 11 de junho de 2016, no município de Assú, estado do Rio Grande do Norte. Ainda em novembro de 2015, a ECP, por meio de sua controlada Assú V, a qual desenvolverá um dos projetos adquiridos, comercializou 9,2 MW médios em Leilão de Energia de Reserva – LER promovido pela Aneel, ao valor de R$ 302,99/MWh, pelo prazo de 20 anos, a serem fornecidos a partir de 1º de novembro de 2018. O empreendimento demandará o investimento total de aproximadamente R$ 220 milhões.
Sociedades envolvidas	SPE do Projeto Assú, ECP e ENGIE Brasil Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	A operação não resultou em alteração acionária da Companhia.

15.7 - Principais operações societárias

- **Principais eventos societários no ano de 2016**

Evento	**Complexo Eólicao Santo Agostinho (CESA)) – continuação de 2015**
Principais condições do negócio	Em 2016, a Companhia finalizou o processo de aquisição da última fase do Complexo Eólico Santo Agostinho (CESA), tendo sido transferido 4 (quatro) SPE para seu controle. O CESA é composto por 24 SPE. A mais valia de todo o negócio foi de R$ 59 milhões Até o momento foram desembolsados R$ 45 milhões na aquisição do projeto.
Sociedades envolvidas	SPE do CESA, ECP e ENGIE Brasil Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	A operação não resultou em alteração acionária da Companhia.

Evento	**Aquisição de 50% do capital social da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (ENGIE Solar)**
Principais condições do negócio	Em abril de 2016, a ENGIE Brasil Energia adquiriu 50% do capital social da ENGIE Solar, mediante subscrição de capital. A ENGIE Solar tem como objeto social o desenvolvimento, venda atacadista e varejista, operação e manutenção de geradores e painéis solares fotovoltaicos, com potência instalada abaixo de 5 MW. A aquisição será efetivada através de aportes de capital a serem realizados em até 48 meses, no valor máximo de R$ 24.276.
Sociedades envolvidas	ENGIE Solar e ENGIE Brasil Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	A operação não resultou em alteração acionária da Companhia.

15.7 - Principais operações societárias

Evento	**Alienação - Eólica Beberibe, Eólica Pedra do Sal e Hidrelétrica Areia Branca**
Principais condições do negócio	Em reunião realizada em 23.12.2016, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a alienação das participações societárias detidas pela Companhia e pela sua controlada direta ECP nas sociedades : (i) Eólica Beberibe S.A; (ii) Eólica Pedra do Sal S.A.; e (iii) Hidrelétrica Areia Branca S.A. A conclusão da operação está sujeita ao atendimento de determinadas condições precedentes previstas no contrato de compra e venda de ações, incluindo a aprovação prévia do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e da Aneel.
Sociedades envolvidas	Beberibe, Pedra do Sal, Areia Branca, ECP e ENGIE Brasil Energia
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e após a operação	Não houve alteração do quadro acionário da Companhia.
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	A operação não resultou em alteração acionária da Companhia.

15.8 - Outras informações relevantes

Quadro 15.1-2 – Posição acionária

A Companhia destaca que as ações da ENGIE S.A. são amplamente pulverizadas e que não possui conhecimento de outros acionistas, a não ser a República da França, com participação superior a 5% das ações totais.

Quadro 15.3 – Ações em circulação

Em 17.04.2017, data da realização da Assembleia Geral Ordinária, os membros do Conselho de Administração, Diretoria Executiva, Conselho Fiscal e Comitê Estratégico detinham 364.328 ações, as quais não foram consideradas como estando em circulação.

"*Golden Share*" – República da França

A República da França não detém o controle da ENGIE S.A, entretanto, de acordo com a legislação francesa a República da França deve permanecer com mais de um terço de seu capital (sua participação pode ficar abaixo desse limite, desde que seja recomposta para mais de um terço no período de até 2 anos). Além disso, o capital social da ENGIE S.A. inclui uma "Ação de Ouro - *Golden Share*" que é detida pela República da França, que visa proteger os interesses essenciais da França no setor da energia e assegurar e salvaguardar a continuidade do abastecimento de gás no país.

A *Golden Share* foi concedida à República da França por prazo indefinido e lhe dá o direito de veto sobre decisões tomadas pela ENGIE S.A., ou suas subsidiárias francesas que, direta ou indiretamente, pretendam vender, transferir operações, afiançar, dar em garantia ou mudar a utilização prevista de determinados ativos cobertos pela legislação francesa, caso essas operações possam vir a prejudicar os interesses da França em relação à continuidade do abastecimento de gás.

Os ativos cobertos pelo direito de veto previstos na *Golden Share* são os seguintes:

- Gasodutos localizados na França;
- Ativos relacionados com a distribuição de gás natural na França;
- Armazenamento subterrâneo de gás natural situado na França; e
- Instalações de gás natural liquefeito situado na França.

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas

A Companhia possui contratos celebrados com suas controladas, diretas e indireta, e com empresas controladas pelo mesmo Grupo Econômico, ENGIE, conforme a seguir especificados.

A contratação das operações descritas a seguir foi aprovada pelos Órgãos da Administração da Companhia, de suas controladas (diretas e indiretas) e de seu Controlador (ENGIE), conforme o caso, em observância aos limites de competência definidos no Estatuto Social da Companhia e em seus procedimentos internos para contratação de tais operações.

Considerando que a Companhia atua no setor elétrico, os negócios jurídicos realizados entre agentes concessionários, permissionários e autorizados e partes a eles relacionadas devem ser submetidos à anuência prévia da Aneel, sendo que o descumprimento dessa exigência pode ensejar a aplicação de penalidades.

Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas

A Companhia e sua Controladora, ENGIE Brasil Participações Ltda., promoveram, em 01.10.2010, uma apresentação aos acionistas e mercado em geral onde foram anunciadas alterações na prática de governança a serem aplicadas às transações envolvendo partes relacionadas, especialmente às aquisições de empresas pertencentes ao seu Grupo Econômico Controlador, ENGIE.

A principal novidade na governança foi a criação de um Comitê denominado "Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas", o qual terá, quando convocado, como principais atribuições e características o seguinte:

- será nomeado pelo Conselho de Administração e composto por 3 (três) à 5 (cinco) membros, escolhidos entre membros independentes do Conselho de Administração e executivos da Companhia, tendo por maioria membros independentes do Conselho. A independência dos membros é caracterizada conforme definição do Novo Mercado (BM&FBovespa);
- será responsável pela negociação das transações com a ENGIE e a apresentação de recomendações ao Conselho de Administração da Companhia;
- avaliará a criação de valor do projeto durante as negociações, garantindo que a Companhia retenha ao menos 50% do valor agregado ao projeto. Além disso, a ENGIE se compromete em limitar o montante recebido acima de suas contribuições de *equity*, ajustados por CDI, em no máximo 12% do "CAPEX" total; e
- será autorizado a contratar advogados, assessores financeiros, consultores técnicos e outros assessores para apoio nas negociações.

O texto integral do regulamento do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas está arquivado no site da Companhia (www.engieenergia.com.br), clicando no campo "Investidores", em seguida em "Governança Corporativa", logo após em "Códigos e Políticas" e, por fim, selecionando "Regulamento do Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas".

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Consórcio Estreito Energia	29/04/2010	199.706.000,00	Em 2016: R$ 207.099,908,00; Em 2015: R$ 211.048.080,65; Em 2014: R$ 190.826.636,73.	199.706.000,00	Até 01.05.2025	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada Indireta						
Objeto contrato	Contrato de operação e manutenção da Usina Hidrelétrica Estreito e da linha de transmissão para conexão da usina ao Sistema Interligado Nacional (SIN).						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Falência/concordata; inadimplemento de obrigações; falta de pagamento; revogação ou término do contrato de concessão pela Aneel.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Ibitiúva Bioenergética S.A.	01/01/2015	431.418,88	Em 2016: R$ 266.486.46; Em 2015: R$ 323.564,16.	431.418,88	31.01.2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada Indireta						
Objeto contrato	Prestação dos serviços de gerenciamento, planejamento, controle e administração econômica, contábil, fiscal, jurídica e financeira.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Mediante comunicação escrita à outra parte com antecedência de 30 (trinta) dias e nos casos previstos em lei.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Itá Energética S.A.	15/01/2001	238.865.651,64	Em 2016: R$ 682.424.962,93; Em 2015: R$ 882.922.665,07; Em 2014: R$ 581.704.118,87.	238.865.651,64	Até 16.10.2030	NÃO	0,000000

Relação com o emissor	Controlada Direta
Objeto contrato	Compra de energia elétrica (61 MW).
Garantia e seguros	Não há.
Rescisão ou extinção	Falência/concordata; inadimplemento de obrigações não sanadas; falta de pagamento; se a Companhia deixar de ser acionista da Itasa.
Natureza e razão para a operação	
Posição contratual do emissor	Devedor
Especificar	

Itá Energética S.A.	15/01/2001	2.218.873.795,03	Em 2016: R$ 869.074.223,02; Em 2015: 932.208.255,51; Em 2014: R$ 810.033.696,73.	2.218.873.795,03	Até 16.10.2030	NÃO	0,000000

Relação com o emissor	Controlada Direta
Objeto contrato	Compra de energia elétrica (167 MW).
Garantia e seguros	Não há.
Rescisão ou extinção	Falência/concordata; inadimplemento de obrigações não sanadas; falta de pagamento; se a Companhia deixar de ser acionista da Itasa.
Natureza e razão para a operação	
Posição contratual do emissor	Devedor
Especificar	

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Itá Energética S.A.	11/09/1998	186.140.053,09	Em 2016: R$ 305.343.856,58; Em 2015: R$ 229.653.252,70; Em 2014: R$ 222.617.317,10.	186.140.053,09	Até 16.10.2030	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada Direta						
Objeto contrato	Prestação de serviços de operação e manutenção da Usina Hidrelétrica Itá.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Falência/concordata; inadimplemento de obrigações não sanadas; falta de pagamento; se a Companhia deixar de ser acionista da Itasa.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Energia Sustentável do Brasil S.A.	01/10/2016	383.480.386,56	Em 2016: R$ 383.480.386,56.	383.480.386,56	31/12/2042	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	A Companhia e a ESBR estão sob controle comum da ENGIE Brasil Participações Ltda.						
Objeto contrato	Compra de energia elétrica (14,022 MW)						
Garantia e seguros	Sem garantia enquanto a Companhia mantiver Rating Nacional de Longo Prazo maior ou igual a "AA-", divulgado pela agência Fitch Rating						
Rescisão ou extinção	Falência/concordata; inadimplemento de obrigações; falta de pagamento.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda.	03/11/2016	204.471.540,00	Em 2016: R$ 204.471.540,00.	204.471.540,00	31/12/2018	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	A ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. (EBC) é subsidiária integral da Companhia. A Companhia e a Geramamoré estão sob controle comum da ENGIE Brasil Participações Ltda.						
Objeto contrato	Compra de energia elétrica entre a EBC e a Geramamoré (50,0 MW em 2017; e 100,0 MW em 2018)						
Garantia e seguros	Fiança relativa a 3 meses de faturamento da Companhia (interveniente garantidora).						
Rescisão ou extinção	Falência/concordata; caso as partes deixarem de ser agentes da CCEE; inadimplemento de obrigações; falta de pagamento						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							

16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado

A conduta dos negócios da Companhia segue as melhores práticas de governança corporativa e aquelas recomendadas pela legislação e/ou regulamentação. A Companhia tem como compromisso que as suas relações comerciais sejam transparentes e equilibradas, certificando-se sobre tudo que as informações sejam autênticas. Quando as entidades de seu Grupo Econômico Controlador, ENGIE, estabelecem relações comerciais entre si, estas aplicam a mesma imparcialidade que é promovida para os clientes e os fornecedores.

Os procedimentos necessários para a tomada de decisão no tocante às operações com partes relacionadas obedecem às determinações estabelecidas no Estatuto Social da Companhia e as deliberações são adotadas pelos de órgãos de gestão pertinentes. Em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, qualquer acionista ou membro do Conselho de Administração está expressamente impedido de votar em assunto que tenha interesse conflitante com o da Companhia ou que possa beneficiá-lo de modo particular.

As operações praticadas pela Companhia com partes relacionadas são suportadas por avaliações prévias de seus termos e condições e, principalmente, do estrito interesse da Companhia em sua execução.

Informações complementares sobre as operações listadas no quadro do item "16.2"

- Transações com entidades sobre as quais a Companhia mantém controle compartilhado

As transações entre partes relacionadas são realizadas pela Companhia e suas controladas, diretas ou indiretas, mediante a aprovação dos demais sócios que detém o controle compartilhado, quando aplicável, evitando, dessa forma, qualquer conflito de interesse entre as partes. As principais transações entre estas partes relacionadas são as seguintes:

- Compra e venda de energia

A Itá Energética S.A. (Itasa) mantém contrato de venda de energia para os seus acionistas cuja quantidade de energia vendida corresponde à participação de cada sócio no capital social da controlada em conjunto. A parcela contratada relativa à Companhia é de 167 MW. A Itasa possui também um contrato de venda de energia específico com a Companhia de 61 MW. Os referidos contratos foram definidos e aprovados em 2001 pela totalidade dos sócios e foram necessários para a viabilidade do empreendimento.

Os montantes dos contratos de compra de energia firmados com a Energia Sustentável do Brasil S.A. e a Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda. não atingiram os limites previstos para a apreciação do Comitê de Partes Relacionadas, sendo levadas ao conhecimento do Conselho de Administração da Companhia, conforme previsão estatutária. A operação deu-se em função da estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia. Os preços contratados estão condizentes aos praticados no mercado, garantindo a comutatividade da operação para ambas as partes.

16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado

- Serviços de operação e manutenção

O contrato de prestação de serviços de operação e manutenção com a Usina Hidrelétrica Itá foi celebrado, no âmbito do Consórcio Itá, no ano de 1998, tendo sido aprovado pela totalidade dos sócios. Um dos fatores que contribuíram para a escolha da Companhia pelos demais sócios do Consórcio foi a sua reputação e experiência comprovada na gestão das atividades de operação e manutenção de usinas hidrelétricas.

O contrato de prestação de serviços de operação e manutenção da Usina Hidrelétrica Estreito, assinado, no âmbito do Consórcio Estreito Energia, em 2010, foi aprovado pela totalidade das consorciadas. A escolha da prestadora do serviço foi feita através de um processo competitivo de tomada de preços, do qual a Companhia se sagrou vencedora pela combinação do preço e experiência na execução de serviços de operação e manutenção de usinas hidrelétricas.

16.4 - Outras informações relevantes

Não existem outras informações relevantes sobre este item “16”.

17.1 - Informações sobre o capital social

Data da autorização ou aprovação	Valor do capital (Reais)	Prazo de integralização	Quantidade de ações ordinárias (Unidades)	Quantidade de ações preferenciais (Unidades)	Quantidade total de ações (Unidades)
Tipo de capital	**Capital Emitido**				
27/10/2016	2.829.055.259,66	Não aplicável	652.742.192	0	652.742.192
Tipo de capital	**Capital Subscrito**				
27/10/2016	2.829.055.259,66	Não aplicável	652.742.192	0	652.742.192
Tipo de capital	**Capital Integralizado**				
27/10/2016	2.829.055.259,66	Não aplicável	652.742.192	0	652.742.192
Tipo de capital	**Capital Autorizado**				
14/04/2009	5.000.000.000,00		0	0	0

17.2 - Aumentos do capital social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão (Reais)	Tipo de aumento	Ordinárias (Unidades)	Preferênciais (Unidades)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
23/02/2016	Conselho de Administração	01/01/0001	290.487.159,11	Sem emissão de ações	0	0	0	0,00000000	0,00	R$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Forma de integralização										
05/05/2016	Conselho de Administração	01/01/0001	1.107.620,69	Sem emissão de ações	0	0	0	0,00000000	0,00	R$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Forma de integralização										
27/10/2016	Conselho de Administração	01/01/0001	91.694.387,96	Sem emissão de ações	0	0	0	0,00000000	0,00	R$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Forma de integralização										

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não houve qualquer desdobramento, grupamento ou bonificação de ações da Companhia nos últimos 3 anos.

17.4 - Informações sobre reduções do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não houve qualquer redução no capital social da Companhia até o momento.

17.5 - Outras informações relevantes

Não existem outras informações relevantes sobre este item “17”.

18.1 - Direitos das ações

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	100,000000
Direito a dividendos	§ 1º - Em cada exercício será obrigatória a distribuição de um dividendo não inferior a 30% do lucro líquido, ajustado nos termos da lei, devendo a destinação do resultado integral do exercício ser submetida à deliberação da Assembleia Geral. § 2º - A Cia levantará balanço semestral podendo, o Conselho de Administração (CA), declarar dividendos intercalares com base no mesmo. § 3º - A Cia poderá levantar balanço e distribuir dividendos intercalares em períodos menores, desde que o total dos dividendos pagos em cada semestre não exceda o montante das reservas de capital de que trata a lei das S.A. § 4º - O CA poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral. § 5º - A Cia, mediante deliberação do CA, poderá creditar ou pagar aos acionistas juros remuneratórios sobre o capital próprio. Prescreve em 3 anos a ação para pleitear dividendos, os quais, não reclamados reverterão para a Cia.
Direito a voto	Pleno
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Sim
Descrição das características do reembolso de capital	De acordo com a Lei das S.A., o direito de recesso poderá ser exercido, dentre outros, nos seguintes casos: cisão; redução do dividendo obrigatório; mudança do objeto social da Cia; fusão ou incorporação da Cia em outra sociedade; participação da Cia em um grupo de sociedades, conforme tal expressão é definida na Lei das S.A.; incorporação de ações envolvendo a Cia nos termos do artigo 252 da Lei das S.A.; e aquisição pela Cia do controle de qualquer sociedade, caso o preço de aquisição ultrapasse os limites estabelecidos na Lei das S.A.
Restrição a circulação	Não
Resgatável	Sim
Hipóteses de resgate e fórmula de cálculo do valor de resgate	De acordo com a Lei das S.A., as ações da Companhia podem ser resgatadas mediante determinação dos Acionistas em Assembleia Geral Extraordinária que representem, no mínimo, 50% do capital social da Companhia. No caso de liquidação da Companhia, os Acionistas receberão os pagamentos relativos a reembolso do capital, na proporção de suas participações no capital social, após o pagamento de todas as obrigações da Companhia.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	De acordo com a Lei das S.A., nem o nosso Estatuto Social nem tampouco as deliberações adotadas pelos Acionistas da Companhia em Assembleias Gerais, podem privar os Acionistas dos seguintes direitos: • direito a participar na distribuição dos lucros; • direito a participar, na proporção da sua participação no capital social, na distribuição de quaisquer ativos remanescentes na hipótese de liquidação da Companhia; • direito de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição, exceto em determinadas circunstâncias previstas na Lei das S.A.; • direito de fiscalizar, na forma prevista na Lei das S.A., a gestão dos negócios sociais; e • direito de retirar-se da Companhia nos casos previstos na Lei das S.A.
Outras características relevantes	Não existem outras características relevantes relativas aos valores mobiliários de emissão da Companhia.

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

Não há no Estatuto Social da Companhia qualquer limite ao direito de voto de acionistas. Já as regras estatutárias quanto à realização de oferta pública estão previstas nos artigos 32 a 40, abaixo transcritas, todas decorrentes do ingresso da Companhia no segmento do Novo Mercado da BM&FBOVESPA.

i) obrigação de realizar oferta pública por alienação de controle

A obrigação de realizar oferta pública por alienação de controle é disciplinada nos artigos 32 a 34 do Estatuto Social da Companhia, assim redigidos:

Artigo 32 - A Alienação de Controle da Companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob a condição, suspensiva ou resolutiva, de que o adquirente se obrigue a efetivar oferta pública de aquisição das ações dos demais acionistas da Companhia, observando as condições e os prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento do Novo Mercado, de forma a assegurar-lhes tratamento igualitário àquele dado ao Acionista Controlador Alienante.

Parágrafo único – A oferta pública de que trata este artigo será exigida ainda:

I - quando houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações, que venha a resultar na Alienação do Controle da Companhia; ou

II - em caso de alienação do controle de sociedade que detenha o Poder de Controle da Companhia, sendo que, nesse caso, o Acionista Controlador Alienante ficará obrigado a declarar à BM&FBOVESPA o valor atribuído à Companhia nessa alienação e anexar documentação que comprove esse valor.

Artigo 33 - Aquele que adquirir o Poder de Controle, em razão de contrato particular de compra de ações celebrado com o Acionista Controlador, envolvendo qualquer quantidade de ações, estará obrigado a:

I - efetivar a oferta pública referida no Artigo 32 anteriormente citado; e

II - pagar, nos termos a seguir indicados, quantia equivalente à diferença entre o preço da oferta pública e o valor pago por ação eventualmente adquirida em bolsa nos 6 (seis) meses anteriores à data da aquisição do Poder de Controle, devidamente atualizado até a data do pagamento. Referida quantia deverá ser distribuída entre todas as pessoas que venderam ações da Companhia nos pregões em que o adquirente realizou as aquisições, proporcionalmente ao saldo líquido vendedor diário de cada uma, cabendo à BM&FBOVESPA operacionalizar a distribuição, nos termos de seus regulamentos.

Artigo 34 - A Companhia não registrará qualquer transferência de ações para o adquirente ou para aquele(s) que vier(em) a deter o Poder de Controle, enquanto este(s) não subscrever(em) o Termo de Anuência dos Controladores a que se refere o Regulamento do Novo Mercado.

Parágrafo único - Nenhum acordo de acionistas que disponha sobre o exercício do Poder de Controle poderá ser registrado na sede da Companhia enquanto os seus signatários não tenham subscrito o Termo de Anuência dos Controladores a que se refere o Regulamento do Novo Mercado.

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

Também, de acordo com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado, a alienação de controle da Companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob condição suspensiva ou resolutiva de que o adquirente do poder de controle se obrigue a efetivar, dentro do prazo estipulado pela Lei das S.A. e pelo regulamento do Novo Mercado, uma oferta pública para aquisição das ações da Companhia detidas pelos demais acionistas ("OPA") nos mesmos termos e condições concedidas ao controlador alienante.

A OPA é exigida, ainda:

- quando houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou de direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações, que venha a resultar na alienação do controle da Companhia;
- quando ocorrer a transferência indireta do controle da Companhia; e
- quando aquele que já detiver ações da Companhia, adquirir o poder de controle em razão de contrato particular de compra de ações. Nesse caso, o Acionista Adquirente estará obrigado a concretizar uma OPA pelos mesmos termos e condições oferecidos ao Acionista Alienante e ressarcir os acionistas de quem tenha comprado ações em bolsa, nos seis meses anteriores à data da alienação do Controle. O valor do ressarcimento é a diferença entre o preço pago ao Acionista Controlador alienante e o valor pago em bolsa, por ações, nesse período, devidamente atualizado.

Nos termos da Lei das S.A., na hipótese de alienação do controle da Companhia, o preço a ser pago pelo Acionista Adquirente do controle da Companhia em uma OPA deverá equivaler a 100% do valor pago por ação com direito a voto integrante do bloco de controle.

O comprador, quando necessário, deverá tomar as medidas cabíveis para recompor, dentro dos seis meses subsequentes, o percentual mínimo de 25% de ações em circulação no mercado.

A Companhia não registrará qualquer transferência de ações para o comprador do poder de controle, ou para aquele que vier a deter o poder de controle enquanto este não subscrever o Termo de Anuência dos Controladores.

A Companhia não registrará acordo de acionistas que disponha sobre o exercício do poder de controle enquanto os seus signatários não subscreverem o Termo de Anuência dos Controladores.

ii) obrigação de realizar oferta pública por cancelamento de registro de companhia aberta

A obrigação de realizar oferta pública por cancelamento de registro de companhia aberta é disciplinada nos artigos 35 a 37 do Estatuto Social da Companhia, a saber:

Artigo 35 - O cancelamento do registro de companhia aberta deverá ser precedido de oferta pública de aquisição de ações, a ser feita pelo Acionista Controlador ou pela Companhia, sendo que o preço mínimo a ser ofertado deverá corresponder ao Valor Econômico apurado no laudo de avaliação elaborado nos termos do artigo 37 e seus parágrafos, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

Parágrafo único - Obedecidos os demais termos do Regulamento do Novo Mercado, deste Estatuto e da legislação vigente, a oferta pública para cancelamento de registro poderá prever, além do pagamento em dinheiro, também alternativa de permuta por valores mobiliários de outras companhias abertas, a ser aceita a critério do ofertado.

Artigo 36 - Quando for informada ao mercado a decisão de se proceder ao cancelamento de registro de companhia aberta, o ofertante deverá divulgar o valor máximo por ação ou lote de mil ações pelo qual formulará a oferta pública.

§ 1º - A oferta pública ficará condicionada a que o valor apurado no laudo de avaliação a que se refere o Artigo 37 e seus parágrafos não seja superior ao valor divulgado pelo ofertante nos termos do caput deste artigo.

§ 2º - Caso o valor das ações determinado no laudo de avaliação seja superior ao valor informado pelo ofertante, a decisão de se proceder ao cancelamento do registro de companhia aberta ficará revogada, exceto se o ofertante concordar expressamente em formular a oferta pública pelo valor apurado no laudo de avaliação, devendo o ofertante divulgar ao mercado a decisão que tiver adotado.

Artigo 37 - O laudo de avaliação deverá ser elaborado por instituição ou empresa especializada, com experiência comprovada e independência quanto ao poder de decisão da Companhia, de seus administradores e/ou do(s) acionistas controladores, além de satisfazer os requisitos do § 1° do Artigo 8° da Lei nº 6.404/76, e conter a responsabilidade prevista no § 6º do mesmo artigo.

§ 1º - A escolha da instituição ou empresa especializada é de competência privativa da assembleia geral, a partir da apresentação, pelo conselho de administração, de lista tríplice, devendo a respectiva deliberação, não se computando os votos em branco, ser tomada por maioria dos votos das ações em circulação presentes na assembleia que, se instalada em primeira convocação deverá contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 20% (vinte por cento) do total das ações em circulação ou, se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das ações em circulação.

§ 2º - Os custos incorridos com a elaboração do laudo serão arcados pelo ofertante.

iii) obrigação de realizar oferta pública pela saída do Novo Mercado

A obrigação de realizar oferta pública pela saída do Novo Mercado é disciplinada nos artigos 38 a 40 do Estatuto Social da Companhia, nos seguintes termos:

Artigo 38 - Caso os acionistas da Companhia reunidos em assembleia geral deliberem a saída da Companhia do Novo Mercado para que os valores mobiliários por ela emitidos passem a ter registro para negociação fora do Novo Mercado, ou em virtude de operação de reorganização societária, na qual a companhia resultante dessa reorganização societária não tenha seus valores mobiliários admitidos à negociação no Novo Mercado no prazo de 120 (cento e vinte) dias contados da data da assembleia geral que aprovou a referida operação, o Acionista Controlador deverá efetivar oferta pública de aquisição de ações pertencentes aos demais acionistas da Companhia, no mínimo, pelo respectivo Valor Econômico, a ser apurado em laudo de avaliação elaborado nos termos do artigo 37 e seus parágrafos, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

Artigo 39 – Na hipótese de não haver Acionista Controlador, caso seja deliberada a saída da Companhia do Novo Mercado para que os valores mobiliários por ela emitidos passem a ter registro para negociação fora do Novo Mercado, ou em virtude de operação de reorganização societária, na qual a sociedade resultante dessa reorganização não tenha seus valores mobiliários admitidos à negociação no Novo Mercado no prazo de 120 (cento e vinte) dias contados da data da assembleia geral que aprovou a referida operação, a saída estará condicionada à realização de oferta pública de aquisição de ações nas mesmas condições previstas no artigo acima.

§ 1º – A referida assembleia geral deverá definir o(s) responsável(is) pela realização da oferta pública de aquisição de ações, o(s) qual(is), presente(s) na assembleia, deverá(ão) assumir expressamente a obrigação de realizar a oferta.

§ 2º – Na ausência de definição dos responsáveis pela realização da oferta pública de aquisição de ações, no caso de operação de reorganização societária, na qual a companhia resultante dessa reorganização não tenha seus valores mobiliários admitidos à negociação no Novo Mercado, caberá aos acionistas que votaram favoravelmente à reorganização societária realizar a referida oferta.

Artigo 40 – A saída da Companhia do Novo Mercado em razão de descumprimento de obrigações constantes do Regulamento do Novo Mercado está condicionada à efetivação de oferta pública de aquisição de ações, no mínimo, pelo Valor Econômico das ações, a ser apurado em laudo de avaliação de que trata o Artigo 37 e seus parágrafos deste Estatuto, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.

§ 1º - O Acionista Controlador deverá efetivar a oferta pública de aquisição de ações prevista no caput desse artigo.

§ 2º - Na hipótese de não haver Acionista Controlador e a saída do Novo Mercado referida no caput decorrer de deliberação da assembleia geral, os acionistas que tenham votado a favor da deliberação que implicou o respectivo descumprimento deverão efetivar a oferta pública de aquisição de ações prevista no caput.

§ 3º - Na hipótese de não haver Acionista Controlador e a saída do Novo Mercado referida no caput ocorrer em razão de ato ou fato da administração, os Administradores da Companhia deverão convocar assembleia geral de acionistas cuja ordem do dia será a deliberação sobre como sanar o descumprimento das obrigações constantes do Regulamento do Novo Mercado ou, se for o caso, deliberar pela saída da Companhia do Novo Mercado.

§ 4º - Caso a assembleia geral mencionada no Parágrafo 3º acima delibere pela saída da Companhia do Novo Mercado, a referida assembleia geral deverá definir o(s) responsável(is) pela realização da oferta pública de aquisição de ações prevista no caput, o(s) qual(is), presente(s) na assembleia, deverá(ão) assumir expressamente a obrigação de realizar a oferta.

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto

Não há qualquer exceção ou cláusula suspensiva relativa a direitos patrimoniais ou políticos previstos no Estatuto Social da Companhia.

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados

Exercício social **31/12/2016**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação	Valor média cotação (Reais)
31/03/2016	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	2.317.250.815	36,61	27,99	R$ por Unidade	32,76
30/06/2016	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	2.030.196.531	37,18	33,41	R$ por Unidade	35,18
30/09/2016	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	2.054.595.139	42,12	36,31	R$ por Unidade	39,24
31/12/2016	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.948.324.118	40,47	33,26	R$ por Unidade	36,55

Exercício social **31/12/2015**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação	Valor média cotação (Reais)
31/03/2015	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.419.128.116	35,07	28,42	R$ por Unidade	31,45
30/06/2015	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.559.747.333	36,69	32,23	R$ por Unidade	34,32
30/09/2015	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.962.089.496	36,41	30,62	R$ por Unidade	33,66
31/12/2015	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.929.510.100	36,98	31,86	R$ por Unidade	33,98

Exercício social **31/12/2014**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação	Valor média cotação (Reais)
31/12/2014	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.805.988.636	35,80	29,34	R$ por Unidade	33,14
30/09/2014	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.576.495.453	37,57	31,16	R$ por Unidade	33,90
30/06/2014	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.543.156.444	34,67	30,05	R$ por Unidade	32,34
31/03/2014	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.865.594.708	36,73	29,46	R$ por Unidade	32,43

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	2ª emissão - Série única
Data de emissão	15/05/2007
Data de vencimento	15/05/2014
Quantidade (Unidades)	35.000
Valor nominal global (Reais)	350.000.000,00
Saldo devedor em aberto	0,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários de dívida	
Outras características relevantes	Tais debêntures foram quitadas em 15.05.2014.

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	5ª emissão - Série única
Data de emissão	15/12/2014
Data de vencimento	15/12/2024
Quantidade (Unidades)	165.000
Valor nominal global (Reais)	165.000.000,00
Saldo devedor em aberto	0,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários de dívida	

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	6ª emissão - Série 1
Data de emissão	15/07/2016
Data de vencimento	17/07/2023
Quantidade (Unidades)	246.000
Valor nominal global (Reais)	246.600.000,00
Saldo devedor em aberto	0,00
Restrição a circulação	Não

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A Emissora poderá realizar, a seu exclusivo critério e a qualquer tempo, desde que transcorridos, no mínimo, 4 (quatro) anos contados da data de emissão, conforme assim permitido nos termos da Lei 12.431/11 e nos termos da Resolução do CMN n.º 4.476, de 11 de abril de 2016 (“Resolução CMN 4.476”), o resgate antecipado total das Debêntures da Primeira Série, observado o disposto no artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações e as disposições dessa Escritura de Emissão (“Resgate Antecipado Total”).
Características dos valores mobiliários de dívida	

Valor mobiliário	**Debêntures**
Identificação do valor mobiliário	6ª emissão - Série 2
Data de emissão	15/07/2016
Data de vencimento	15/07/2026
Quantidade (Unidades)	353.400
Valor nominal global (Reais)	353.400.000,00
Saldo devedor em aberto	0,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A Emissora poderá realizar, a seu exclusivo critério e a qualquer tempo, desde que transcorridos, no mínimo, 4 (quatro) anos contados da data de emissão, conforme assim permitido nos termos da Lei 12.431/11 e nos termos da Resolução do CMN n.º 4.476, de 11 de abril de 2016 (“Resolução CMN 4.476”), o resgate antecipado total das Debêntures da Segunda Série, observado o disposto no artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações e as disposições dessa Escritura de Emissão (“Resgate Antecipado Total”).
Características dos valores mobiliários de dívida	

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação

As ações da Companhia são negociadas na BM&FBOVESPA - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, sob o código “EGIE3”.

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros

a. país: Estados Unidos da América (EUA).

b. mercado: Mercado de balcão norte-americano de títulos – Over the Conter (OTC) lastreados em ações ordinárias de emissão da Companhia.

c. entidade administradora do mercado no qual os valores mobiliários são admitidos à negociação: Pink OTC Markets.

d. data de admissão à negociação: 01.06.1998.

e. segmento de negociação: A*merican Depositary Receipts* (ADR)

f. data de início de listagem no segmento de negociação: 01.06.1998.

g. percentual do volume de negociações no exterior em relação ao volume total de negociações de cada classe e espécie no último exercício: Em 2016, a proporção entre o volume negociado de *Depositary Receipts* em relação às ações ordinárias foi de 0,16%.

h. proporção de certificados de depósitos no exterior em relação a cada classe e espécie de ações: À época da listagem, cada *Depositary Share* ordinária representava 5 (cinco) ações ordinárias e cada *Depositary Share* preferencial representava 5 (cinco) ações preferenciais da Companhia.

Com a aprovação, em 17.08.2005, da conversão da totalidade das ações preferenciais de emissão da Companhia em ações ordinárias, as *Depositary Shares* preferenciais foram extintas, permanecendo, assim, somente as *Depositary Shares* ordinárias.

Em 08.10.2008, a Companhia promoveu a alteração da paridade entre as *Depositary Shares* e ações ordinárias, que passou a ser de um ADR para cada ação ordinária.

i. banco Depositário: The Bank of New York Mellon

j. instituição Custodiante: Itaú Unibanco Holding S.A.

18.8 - Títulos emitidos no exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia negocia American Depositary Receipts (ADR) Nº vel I no mercado de balc«o norte? americano, sob o c· digo ñEGIEYò pela rela-«o de um ADR para cada a-«o ordin§ria. Contudo, os montantes n«o s«o considerados relevantes pela Companhia.

18.9 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor

A Companhia realizou nos últimos 3 anos ofertas públicas de Debêntures distribuídas com esforços restritos, as quais estão descritas no item "18.5".

18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios

A descrição de recursos de ofertas públicas de distribuição feitas pela Companhia nos últimos 3 anos está contemplada no item "18.5".

18.11 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros

A Companhia não realizou ofertas públicas de aquisição relativas a ações de emissão de terceiro nos últimos 3 anos.

18.12 - Outras infomações relevantes

Não existem outras informações relevantes sobre este item “18”.

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não tinha um plano de recompra de ações de sua própria emissão nos últimos 3 anos.

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não mantém valores mobiliários em tesouraria.

19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria

Não existem outras informações relevantes sobre este item “19”.

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

Data aprovação	**27/10/2016**
Cargo e/ou função	Acionistas Controladores, administradores e empregados da Companhia, da Controladora e das Sociedades Controladas e Coligadas. Pessoas físicas ou jurídicas não mencionadas anteriormente que, devido a sua função profissional, tenham acesso a informações relevantes. Acionistas ou Grupo de Acionistas que tenham participação direta ou indireta de no mínimo 5% do capital da Companhia.

Principais características e locais de consulta

A Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Ações (“Política”), elaborada nos termos da Instrução CVM nº 358 (ICVM 358), de 3 de janeiro de 2002, e suas alterações posteriores, tem como propósito estabelecer as práticas de divulgação e uso de informações, assim como a política de negociação de valores mobiliários de emissão da Companhia.
De acordo com a Política os seguintes interessados devem assinar o Termo de Adesão à Política de Negociação da Companhia:
- Administradores e empregados da Companhia que, em virtude do seu cargo ou função, tenham acesso a informações relevantes;
- Acionistas Controladores;
- Acionistas ou Grupo de Acionistas que tenham uma participação direta ou indireta de, no mínimo, 5% (cinco por cento) do capital da Companhia;
- Administradores e empregados da Controladora e das Sociedades Controladas e Coligadas que, em virtude de seu cargo ou função, tenham acesso a informações relevantes;
- Pessoas físicas ou jurídicas não mencionadas anteriormente que, entretanto, devido à sua função profissional, tenham acesso a informações relevantes.

Locais onde a Política pode ser consultada
O texto integral da Política poderá ser encontrado: (i) na página da CVM (http://sistemas.cvm.gov.br/?ciadoc), buscando pela companhia “ENGIE”, na categoria “Política de Negociação de Ações da Companhia”; e (ii) no site da Companhia, www.engieenergia.com.br/wps/portal/internet/investidores/governanca-corporativa/codigos-e-politicas.

Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização	Conforme a Política supracitada, as pessoas que assinarem o Termo de Adesão devem abster-se de realizar quaisquer negociações com valores mobiliários de emissão da Companhia, inclusive aluguel de ações, no período de 15 dias que anteceder a divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP), bem como, anteriormente à divulgação de informação relevante ao público investidor e sempre que estiver em curso processo de aquisição ou venda de ações de emissão da Companhia. Informações complementares encontram-se no item 20.2.

20.2 - Outras informações relevantes

Política de negociação de valores mobiliários de emissão da Companhia

A Política de Divulgação de Informações e Negociação de Ações da Companhia ("Política") foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração realizada em 08.11.2007. Em 20.02.2014, a Política foi atualizada e aprovada na 130ª Reunião do Conselho de Administração. O aprimoramento mais recente feito no documento resultou na Versão III da Política, que foi aprovada na 156ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 27.10.2016.

A Política aplica-se às negociações realizadas pelos(as) Administradores e empregados da Companhia que, em virtude do seu cargo ou função, tenham acesso a informações relevantes; Acionistas Controladores; Acionistas ou Grupo de Acionistas que tenham uma participação direta ou indireta de no mínimo 5% do capital da Companhia; Administradores e empregados da Controladora e das Sociedades Controladas e Coligadas que, em virtude de seu cargo ou função, tenham acesso a informações relevantes; e pessoas físicas ou jurídicas não mencionadas anteriormente que, entretanto, devido a sua função profissional, tenham acesso a informações relevantes. Essas pessoas devem assinar o Termo de Adesão a essa Política.

As pessoas que assinarem o Termo de Adesão devem abster-se de realizar quaisquer negociações com valores mobiliários de emissão da Companhia, inclusive aluguel de ações, no período de 15 dias que anteceder a divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP). Entretanto, é permitida a aquisição de ações de emissão da Companhia pelos Acionistas Controladores, administradores e/ou pessoas vinculadas no período citado acima, se realizada em conformidade com plano de investimento previamente aprovado pela Companhia, em conformidade com o disposto no §3º do artigo 15 da ICVM 358.

Também é dever dos administradores da Companhia comunicar ao Diretor de Relações com Investidores e este, à CVM e, se for o caso, às Bolsas de Valores e Mercado de Balcão, a titularidade de valores mobiliários de emissão da Companhia, seja em nome próprio, seja em nome de pessoas a elas vinculadas, bem como as alterações em suas posições acionárias.

São consideradas pessoas vinculadas, conforme definido na Política:

a) cônjuge, de quem não se esteja separado judicialmente, ou companheiro (a);

b) qualquer dependente incluído na declaração anual do imposto sobre a renda; e

c) sociedades controladas direta ou indiretamente, sejam pelos administradores e assemelhados, sejam pelas pessoas citadas nas alíneas anteriores.

A comunicação sobre a alteração na posição acionária deverá ser feita:

(i) imediatamente após a investidura no cargo em que se tenha acesso a informações relevantes; e

(ii) no prazo máximo de 5 (cinco) dias após a realização de cada negócio.

Mensalmente, no prazo máximo de 10 dias após o término do mês, a Administração da Companhia envia à CVM a titularidade e as negociações realizadas pelos seus diretores, membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas criados por disposição estatutária, com valores mobiliários emitidos pela própria Companhia, por suas controladoras ou controladas.

Não há nenhuma fiscalização interna sobre as negociações efetuadas em período de vedação.

20.2 - Outras informações relevantes

A Política também prevê a vedação de negociação com valores mobiliários emitidos pela Companhia, inclusive aluguel de ações, pelas pessoas que assinaram o Termo de Adesão, nos seguintes casos:

a) anteriormente à divulgação de informação relevante ao público investidor. Essa vedação não se aplica à aquisição de ações que se encontrem em tesouraria, através de negociação privada, decorrente do exercício de opção de compra de acordo com o plano de outorga de opção de compra de ações aprovado na Assembleia Geral;

b) quando se afastarem de cargos na administração da Companhia e do seu relacionamento anteriormente à divulgação de informação relevante originada durante seu período de gestão e/ou relacionamento até o encerramento do prazo de 6 (seis) meses contado da data de seu afastamento ou até a divulgação ao público investidor da informação relevante, o que ocorrer primeiro; e

c) sempre que estiver em curso processo de aquisição ou venda de ações de emissão da Companhia, processo esse que seja de conhecimento público, e sempre que tenha sido celebrado acordo ou contrato para transferência do controle acionário da Companhia, ou se houver sido outorgada opção ou mandato para os mesmos fins, bem como se existir a intenção de promover incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação ou reorganização societária da Companhia, até a conclusão do respectivo processo.

As vedações de negociação abrangem as negociações realizadas direta e indiretamente pelas pessoas que assinaram o Termo de Adesão, excluídas às realizadas por fundos de investimento dos quais estas pessoas sejam quotistas, desde que não sejam fundos de investimento exclusivos ou fundos de investimento cujas decisões de negociação do administrador ou gestor da carteira não sejam diretamente influenciadas pelas pessoas que assinaram o Termo de Adesão e serão mantidas, mesmo após a divulgação da informação relevante, na hipótese em que eventuais negociações com valores mobiliários emitidos pela Companhia por parte de pessoas que assinaram o Termo de Adesão possam interferir, em prejuízo da Companhia ou de seus Acionistas, com o ato ou fato associado à informação relevante.

É responsabilidade do Diretor de Relações com Investidores a execução e acompanhamento da política de negociação de valores mobiliários de emissão da Companhia.

Não existem outras informações relevantes sobre este item “20”.

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações

Exceto pela Política de Divulgação descrita no item 21.2, a Companhia não adota qualquer outra norma, regimento ou procedimento interno relativo à divulgação de informações.

21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas

A Política de Divulgação de Informações e Negociação de Ações da Companhia ("Política") foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração realizada em 08.11.2007. Em 20.02.2014, a Política foi atualizada e aprovada na 130ª Reunião do Conselho de Administração. O aprimoramento mais recente feito no documento resultou na Versão III da Política, que foi aprovada na 156ª Reunião do Conselho de Administração, realizada em 27.10.2016.

A referida Política é aplicável aos/às:

i. Administradores e empregados da Companhia que, em virtude do seu cargo ou função, tenham acesso a informações relevantes;

ii. Acionistas Controladores;

iii. Acionistas ou Grupo de Acionistas que tenham uma participação direta ou indireta de no mínimo 5% (cinco por cento) do capital da Companhia, doravante denominados "Acionistas";

iv. Administradores e empregados da Controladora e das Sociedades Controladas e Coligadas que, em virtude de seu cargo ou função, tenham acesso a informações relevantes; e

v. Pessoas físicas ou jurídicas não mencionadas nos subitens (i) a (iv) deste item que, entretanto, devido à sua função profissional, tenham acesso a informações relevantes.

Essas pessoas deverão aderir, mediante a assinatura do Termo de Adesão, à Política de Informações e Negociação de Ações da Companhia, sendo que será mantida em sua sede social a relação dessas pessoas e suas respectivas qualificações, indicando cargo ou função exercida, endereço e número de inscrição no Cadastro Nacional de Pessoas Físicas ou Jurídicas, conforme o caso, sendo essa relação mantida à disposição da CVM.

A Política atribui responsabilidade direta e subsidiária pela divulgação de Fato Relevante ao Diretor de Relações com Investidores que deve divulgar e comunicar à CVM e às Bolsas de Valores, imediatamente após a ciência, qualquer Ato ou Fato relevante ocorrido ou relacionado aos negócios da Companhia que seja considerado informação relevante. Deve, ainda, zelar pela ampla e imediata divulgação da informação relevante simultaneamente nas Bolsas de Valores e em todos os mercados nos quais a Companhia tenha valores mobiliários admitidos à negociação, assim como ao público investidor.

São considerados Atos ou Fatos Relevantes aqueles definidos como relevantes nos termos da Instrução CVM nº 358 (ICVM 358), de 3 de janeiro de 2002, e suas alterações posteriores, tais como qualquer decisão de Acionista Controlador, deliberação da assembleia geral ou dos órgãos de administração da Companhia, ou qualquer outro ato ou fato de caráter político-administrativo, técnico, negocial ou econômico-financeiro, ocorrido ou relacionado aos seus negócios, que possa influir de modo ponderável: (i) na cotação dos Valores Mobiliários da Companhia; (ii) na decisão dos investidores de comprar, vender ou manter os Valores Mobiliários da Companhia; ou (iii) na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos inerentes à condição de titular de Valores Mobiliários da Companhia.

21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas

Adicionalmente, a Política estabelece que:

i. A comunicação de informações relevantes à CVM e às Bolsas de Valores deve ser feita imediatamente por meio de documento escrito;

ii. A divulgação de informações relevantes será feita por meio da disponibilização da informação em portal de notícias com página na rede mundial de computadores, que disponibilize, em seção disponível para acesso gratuito, a informação em sua integralidade, qual seja, Rede de Divulgação (http://www.rededivulgacao.com.br) e da disponibilização da informação na rede mundial de computadores (internet), no endereço http://www.engienergia.com.br/wps/portal/internet/investidores , em teor no mínimo idêntico àquele remetido à Comissão de Valores Mobiliários e às demais entidades dos mercados financeiro e de capitais. A publicação do ato ou fato relevante poderá, a critério do Diretor de Relações com Investidores, ser feita de forma resumida, com a indicação de que a informação completa poderá ser acessada no endereço eletrônico http://www.engienergia.com.br/wps/portal/internet/investidores ;

iii. Sempre que for veiculada informação relevante por qualquer meio de comunicação, inclusive informação à imprensa ou em reuniões de entidades de classe, investidores, analistas ou com formadores de opinião, no País ou no exterior, a informação relevante será divulgada simultaneamente à CVM, Bolsas de Valores e ao público investidor;

iv. As pessoas que assinarem o Termo de Adesão e que tiverem conhecimento de informação relevante deverão comunicá-la imediatamente ao Diretor de Relações com Investidores. Tais pessoas devem, ainda, zelar pela divulgação da informação relevante pelo Diretor de Relações com Investidores e, constatada a omissão do mesmo, comunicá-la diretamente à CVM;

v. A informação relevante deverá, preferencialmente, ser divulgada antes do início ou após o encerramento dos negócios nas Bolsas de Valores ou entidades do mercado de balcão organizado, prevalecendo, no caso de incompatibilidade de horário de negociação em mercados de diferentes países, o horário de funcionamento do mercado brasileiro.

Exceção à imediata divulgação de informação relevante

a. Os atos ou fatos que constituam informação relevante poderão deixar de ser divulgados se os Acionistas Controladores ou os Administradores entenderem que a sua revelação poderá colocar em risco interesse legítimo da Companhia.

b. Os Acionistas Controladores ou os Administradores da Companhia poderão submeter à apreciação da CVM sua decisão de, excepcionalmente, manter em sigilo atos ou fatos cuja divulgação ao público investidor possa colocar em risco interesse legítimo da Companhia.

c. Constituem-se ressalvas à situação prevista no item "a": (i) o evento de uma informação relevante mantida em sigilo escapar ao controle dos Acionistas Controladores ou dos Administradores e (ii) a constatação de oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos valores mobiliários. Nesses casos, as pessoas acima mencionadas ficam obrigadas, diretamente, ou através do Diretor de Relações com Investidores, a providenciar para que a informação relevante seja imediatamente comunicada à CVM, Bolsas de Valores e ao público investidor.

21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas

Dever de sigilo

As pessoas que assinarem o Termo de Adesão à Política devem guardar sigilo acerca de informações relevantes que ainda não se tornaram públicas até que tais informações relevantes sejam divulgadas ao público investidor, bem como zelar para que subordinados e terceiros também o façam. Devem, ainda, restringir a discussão de informações relevantes em lugares públicos e comunicar imediatamente ao Diretor de Relações com Investidores da Companhia quaisquer violações da Política.

Divulgação de informações em ofertas públicas

O Diretor de Relações com Investidores deve divulgar, imediatamente após a deliberação da Companhia de realizar oferta pública que dependa de registro na CVM, a quantidade de valores mobiliários emitidos pela Companhia a serem adquiridos ou alienados, os preços, as condições de pagamento e demais condições a que estiver sujeita a oferta nos canais de comunicação utilizados pela Companhia.

Divulgação de informações sobre negociações de valores mobiliários de emissão da Companhia

Os Administradores da Companhia deverão comunicar a titularidade de valores mobiliários de emissão da Companhia, tais como ações e debêntures, seja em nome próprio, seja em nome de pessoas a elas vinculadas (conforme definido no item 20.2), bem como as alterações nessas posições.

Essa comunicação deverá ser encaminhada ao Diretor de Relações com Investidores da Companhia, por meio do endereço eletrônico diretorderi.brenergia@engie.com, com cópia para controlecvm358.brenergia@engie.com. Caberá ao referido Diretor encaminhar a comunicação à CVM e, se for o caso, às Bolsas de Valores e Mercado de Balcão, sendo efetuada (i) imediatamente após terem sido nomeadas ao cargo e (ii) no prazo máximo de 5 (cinco) dias após a realização de cada negócio, indicando o saldo da posição no período.

Divulgação de informações sobre aquisição ou alienação de participação acionária relevante

Os Acionistas Controladores e demais Acionistas da Companhia deverão comunicar ao Diretor de Relações com Investidores a aquisição ou alienação de participação acionária relevante.

Entende-se por participação acionária relevante aquela que corresponda, direta ou indiretamente, a 5% (cinco por cento) ou mais de espécie ou classe de ações representativas do capital social da Companhia.

A declaração acerca da aquisição ou alienação de participação acionária relevante deverá ser encaminhada à CVM, e, se for o caso, às Bolsas de Valores e Mercado de Balcão.

A comunicação à CVM e às Bolsas de Valores e Mercado de Balcão deverá ser encaminhada imediatamente após ser alcançada a participação relevante, devendo a divulgação ser feita pelo Diretor de Relações com Investidores.

Período de silêncio

Visando assegurar a uniformidade na divulgação dos seus resultados, a Companhia adota o "Período de Silêncio" antes da divulgação pública de suas demonstrações contábeis.

Dessa forma, durante o referido período, que se inicia 15 dias antes da data determinada para a divulgação, a Companhia abstém-se de comentar sobre as respectivas demonstrações.

Por outro lado, durante o Período de Silêncio, a Companhia não restringe a comunicação de qualquer das outras informações rotineiras.

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações

O responsável pela Política de Divulgação de Informações da Companhia é o Diretor Financeiro e de Relações com Investidores.

21.4 - Outras informações relevantes

Não existem outras informações relevantes sobre este item "21".